

AOÛT 2006 - 23,00 €

R É A L I T É S INDUSTRIELLES

ISSN 1148-7941



Rédaction

120, rue de Bercy - Télédod 797
75572 Paris Cedex 12
Tél. : 01 53 18 52 68
Fax : 01 53 18 52 72
<http://www.anales.org>

François Valérian, rédacteur en chef

Danièle Barbier, secrétaire générale
de la rédaction de *Réalités industrielles*

Danielle Degorce, Martine Huet,
assistantes de la rédaction

Comité de rédaction de la série
Réalités industrielles :
Michel Matheu, président,
Pierre Amouyel,
Grégoire Postel-Vinay,
Claude Trink,
François Valérian

Maquette conçue par
Tribord Amure

Iconographe
Christine de Coninck - CLAM !

Fabrication : **AGPA Editions**
4, rue Camélinat
42000 Saint-Étienne
Tél. : 04 77 43 26 70
Fax : 04 77 41 85 04
e-mail : agpaedit@yahoo.com

Abonnements et ventes

Editions ESKA
12, rue du Quatre-Septembre
75002 Paris
Tél. : 01 42 86 55 73
Fax : 01 42 60 45 35
<http://www.eska.fr>

Directeur de la publication :

Serge Kebabtchieff
Editions ESKA SA
au capital de 40 000 €
Immatriculée au RC Paris
325 600 751 000 26

Un bulletin d'abonnement est encarté
dans ce numéro entre les pages 16 et 19.

Vente au numéro par correspondance
et disponible dans les librairies suivantes :
Presses Universitaires de France - PARIS ;
Guillaume - ROUEN ; Petit - LIMOGES ;
Marque-page - LE CREUSOT ;
Privat, Rive-gauche - PERPIGNAN ;
Transparence Ginestet - ALBI ;
Forum - RENNES ;
Mollat, Italique - BORDEAUX.

Publicité

J.-C. Michalon
directeur de la publicité
Espace Conseil et Communication
44-46, boulevard G. Clemenceau
78200 Mantes-la-Jolie
Tél. : 01 30 33 93 57
Fax : 01 30 33 93 58

Table des annonceurs

Annales des Mines : 2^e, 3^e et 4^e de couverture,
pages 4 et 16.

Illustration de couverture :
Cuve de stockage de gaz.
Photo © Alain Schein/IMAGESTATE-GHFP.

S o m m a i r e

3 Éditorial

François Valérian

ÉNERGIE CHÈRE, ÉNERGIE RÉGULÉE

Tendances

5 Politique énergétique et énergie chère

Dominique Maillard

11 Une autre transition énergétique

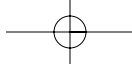
Alain Beltran

19 Prix du pétrole et croissance économique

Denis Babusiaux, François Lescaroux

29 Électricité et politique énergétique : spécificités françaises et enjeux dans le cadre européen

Sylvie Scherrer



Faits et chiffres en 2005

41 Bilan énergétique provisoire de la France pour 2005

Richard Lavergne

59 L'évolution annuelle de l'énergie en France depuis 1973

Louis Meuric

62 La facture énergétique de la France en 2005

Louis Meuric

69 L'électricité

Sylvie Scherrer

73 Le gaz naturel en France : les principaux résultats en 2005

Véronique Paquel

77 Les combustibles minéraux solides

Sami Louati

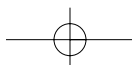
82 Les hydrocarbures

Louis Meuric

87 Les énergies renouvelables

Hélène Thiénard

91 Résumés étrangers



Éditorial

François Valérian

L'énergie nécessite des investissements lourds, et elle alimente toute notre économie. Ces deux aspects expliquent son importance dans le débat public, d'autant plus qu'il s'y ajoute depuis une vingtaine d'années son impact environnemental. Après la deuxième guerre mondiale, en France mais aussi dans d'autres pays comme le Royaume-Uni, le poids des investissements à réaliser dans ce secteur stratégique justifia sa nationalisation. S'il y a un modèle français de l'énergie, ce n'est pas tant du fait des décisions d'après-guerre, qu'en raison de la permanence du rôle moteur de l'Etat, au travers du programme électronucléaire comme dans la réticence à privatiser certaines grandes entreprises.

En dépit de la double domination électrique et nucléaire sur le paysage énergétique français, la France, comme les autres pays occidentaux, subit dans le domaine de l'énergie la contrainte des marchés mondiaux et des logiques d'acteurs privés. Les ressources fossiles ne sont pas si proches de l'épuisement qu'on a bien voulu le craindre ou l'espérer, mais leur prix est particulièrement sensible à des variations de la demande non anticipées par les investissements. La forte croissance chinoise pèse désormais sur une offre handicapée par la baisse des investissements d'après 2001.

Si l'énergie n'est plus un sujet de pure politique nationale, elle reste un sujet éminemment politique. Les transformations des entreprises énergétiques françaises proviennent de décisions politiques prises par les pays européens, et la lutte contre les émanations de carbone suppose une coopération mondiale, et probablement des changements mondiaux dans nos modes de consommation énergétique. L'énergie est chère, ce doit être une raison supplémentaire de la réguler.

RESPONSABILITÉ ENVIRONNEMENT

recherches débats actions

SOMMAIRE

- Les puissances publiques : efficacité, contrôle et régulation, actes du séminaire du 20 mai 2003
Gustave Defrance, André-Claude Lacoste
- Les instruments économiques des politiques d'environnement
Emmanuel Massé, Xavier Delache
- Synthèse du rapport de la Commission des comptes et de l'économie de l'environnement.
Agriculture et environnement
- Pour lutter contre l'effet de serre : intégrer tous les paramètres
Henri Prévot



AVRIL 2005
ISSN 1268-4783
ISBN 2-7472-0889-3

BULLETIN DE COMMANDE

A retourner aux Éditions ESKA, 12, rue du Quatre-Septembre, 75002 PARIS
Tél. : 01 42 86 55 73 - Fax : 01 42 60 45 35 - <http://www.eska.fr>

Je désire recevoir exemplaire(s) du numéro de Responsabilité & Environnement avril 2005 - numéro 38 (ISBN 2-7472-0889-3) au prix unitaire de 23 € TTC.

Je joins un chèque bancaire à l'ordre des Éditions ESKA
 un virement postal aux Éditions ESKA CCP PARIS 1667-494-Z

Nom Prénom

Adresse

Code postal Ville

Politique énergétique et énergie chère

TENDANCES

Le niveau de plus en plus élevé des prix des énergies est principalement dû à une insuffisance d'investissement sur les différents maillons de la chaîne énergétique, qui, alliée à des aléas géopolitiques ou climatiques, crée une incertitude de livraison auprès du consommateur final. Maîtriser la demande d'énergie, diversifier les sources d'approvisionnement énergétique, en accroissant l'usage des énergies renouvelables et en maintenant l'option nucléaire, développer la recherche dans le domaine de l'énergie et, de façon générale, améliorer la sécurité d'approvisionnement : tels sont les quatre principaux axes fixés par la loi du 13 juillet 2005 de programme sur les orientations de la politique énergétique de la France qui a, en outre, publié en janvier 2006 un mémorandum pour « relancer la politique énergétique européenne dans une perspective de développement durable ».

Par **Dominique MAILLARD**, Directeur général de l'énergie et des matières premières

Le mode d'intervention des pouvoirs publics en matière d'énergie a évolué dans le temps et repose sur un grand nombre d'acteurs, départements ministériels ou directions compétentes, depuis le Budget et la Direction générale des impôts (fiscalité énergétique, crédits d'impôt), jusqu'à l'Équipement et les Transports (réglementation thermique, infrastructures...), en passant par l'Environnement, la Défense ou l'Agence des participations de l'Etat, sans oublier les Directions régionales de l'industrie, de la recherche et de l'environnement qui sont au contact permanent du terrain. L'ossature est assurée par la Direction générale de l'énergie et des matières premières (DGEMP), au sein du ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie, qui élabore et met en œuvre la politique énergétique décidée par le Gouvernement.

LA NÉCESSITÉ D'UNE POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE

L'Etat se doit en effet d'intervenir pour garantir l'approvisionnement et réguler l'usage de l'énergie sur le territoire car les ressources énergétiques sont limitées et leurs externalités doivent être prises en compte. La France est un pays pauvre en ressources énergétiques fossiles : l'extraction de charbon s'y est arrêtée en avril 2004 et la production d'hydrocarbures (pétrole, gaz) demeure à un niveau très faible et qui décline. Jusqu'au milieu des années cinquante, l'économie française s'est développée et industrialisée grâce au charbon, à l'instar des autres puissances économiques européennes ; le pétrole a pris le relais, bientôt aux côtés du gaz, et l'électricité s'est imposée comme une énergie de plus en plus

nationale, grâce à l'installation de grands barrages dans les années 50 et au programme nucléaire dans les années 70-80.

Les investissements nécessaires pour faire fonctionner et assurer la maintenance du système énergétique français sont considérables, de l'ordre de 10 milliards d'euros par an. En outre, il faut importer des combustibles fossiles et nucléaires, avec une facture énergétique extérieure représentant plus de 38 milliards d'euros en 2005, année de crise internationale des prix des énergies.

L'enjeu économique, industriel et stratégique a longtemps justifié une intervention directe de l'Etat dans le secteur de

l'énergie, avec des entreprises sous monopole et des nationalisations, comme par exemple, pour l'électricité, la création d'EDF en 1946. Le système énergétique français, verticalement intégré, avec des « champions » nationaux – tels qu'aujourd'hui EDF, GDF, Areva, Total – a été le résultat d'une politique énergétique privilégiant la sécurité d'approvisionnement et la compétitivité économique, avec une composante sociale affirmée. Ce système s'est révélé efficace, robuste, et suffisamment souple lorsqu'il a fallu l'engager dans une profonde reconversion au cours des années 70-80 en faveur du nucléaire, après avoir subi sans trop de dommage les deux chocs pétroliers de 1973 et 1970-1980.



© Ludovic/REA

Les choix des gouvernements successifs s'inscrivent, en matière de politique énergétique, dans une grande continuité. L'Etat, acteur incontournable, intervient lorsque les circonstances l'y obligent, comme il l'a fait en soutenant le programme ITER pour l'énergie du futur ou en approuvant le lancement de la construction d'un réacteur nucléaire EPR à Flamanville à l'horizon 2012 (Photo : maquette du futur réacteur EPR, réacteur nucléaire de troisième génération).

continuité. Les reproches faits par certains sur le « manque de débat » ou l'insuffisante prise de conscience des atteintes à l'environnement, ont trouvé des échos et ont été suivi d'effets, au point qu'on peut observer, depuis deux ou trois ans, un forum permanent sur l'énergie, tant institutionnel (« Débat national sur les énergies » en 2003, débats publics sur le nucléaire en 2005 et 2006), parlementaire (plusieurs débats sans vote, débats pour l'adoption de la loi n° 2005-781 de programme fixant les orientations de la politique énergétique du 13 juillet 2005, débats sur les Lois de Finance), que médiatique. La crise que nous connaissons des prix des énergies et les désordres climatiques qui se multiplient ont ren-

Au cours de la dernière décennie précédant l'an 2000, la faiblesse des prix des énergies fossiles a contribué à réduire, notamment en Europe, la préoccupation des pouvoirs publics sur la sécurité d'approvisionnement et, parallèlement, à répandre une politique d'ouverture et de libéralisation des marchés de l'énergie. Il s'en suit une transformation, à la fois de l'appareil industriel avec l'arrivée de « nouveaux entrants », et de la structure administrative mettant en œuvre la politique énergétique, une partie étant orientée vers la régulation des marchés.

Les choix des gouvernements successifs s'inscrivent, en matière de politique énergétique, dans une grande

forcé l'actualité de ces questions sur lesquelles chaque citoyen se sent concerné.

La préoccupation environnementale devient de plus en plus pressante dans la politique énergétique (énergies renouvelables, économies d'énergie, déchets radioactifs, etc.) et elle mobilise des sommes croissantes (soutien aux énergies renouvelables et à l'efficacité énergétique, crédits d'impôt, fiscalité incitative, redevance pour le service public de l'électricité, etc.). L'Etat n'en a pas pour autant abandonné l'idée d'être un acteur incontournable, décidé à intervenir lorsque les circonstances l'y obligent, comme il l'a fait en soutenant le programme ITER pour l'énergie du futur ou en approuvant le lancement de la construction d'un réacteur nucléaire EPR (1) à Flamanville à l'horizon 2012.

LES QUATRE PRINCIPAUX AXES D' ACTIONS

La loi précitée du 13 juillet 2005 de programme sur les orientations de la politique énergétique a fixé quatre principaux axes d'actions :

- maîtriser la demande d'énergie, grâce à de nombreuses mesures et programmes mobilisateurs, notamment un dispositif de certificats d'économie d'énergie (« certificats blancs »), des normes et réglementations, ainsi qu'une fiscalité incitative ;
- diversifier les sources d'approvisionnement énergétique, en accroissant l'usage des énergies renouvelables, en maintenant l'option nucléaire et, de façon générale, en développant un appareil de production d'énergie performant ; en font partie les raffineries, qui contribuent pour environ 90 % au marché national du pétrole, ainsi que les centrales nucléaires, avec la construction d'un réacteur EPR d'ici 2012 à Flamanville, la contribution du nucléaire à la production nationale d'électricité étant considérée comme incontournable (78 % en 2004) ;
- développer la recherche dans le domaine de l'énergie, parce qu'il s'agit d'un impératif pour relever les défis du long terme, par exemple pour les bio-énergies, la pile à combustible, la voiture propre, les bâtiments à basse consommation, le solaire, le captage et stockage géologique du CO₂, le nucléaire de 4^e génération ; la création récente des agences ANR (Agence nationale de la recherche) et AII (Agence de l'innovation industrielle) permet de mettre en œuvre des stratégies de recherche et d'innovation appropriées ; ainsi peut-on citer les premiers programmes mobilisateurs pour l'innovation industrielle que l'Agence de l'innovation industrielle a lancés le 25 avril 2006 sur des thèmes aussi prometteurs que les économies d'énergie dans le bâtiment (programme HOMES) ;
- assurer des moyens de transport et de stockage de l'énergie adaptés aux besoins, notamment pour garan-

tir la qualité de la fourniture d'électricité, conforter la sécurité des réseaux électrique et gazier et, de façon générale, améliorer la sécurité d'approvisionnement de la France.

Pour cadrer ces décisions, des objectifs chiffrés ont été définis, de façon aussi ambitieuse que possible. Ainsi, la loi de programme précitée fixe de nombreux indicateurs de suivi, tels que :

- la division par quatre des émissions de CO₂ d'ici 2050 ;
- la baisse moyenne de l'intensité énergétique finale d'au moins 2 % par an à partir de 2015 et de 2,5 % sur 2015-2030 ;
- la production de 10 % des besoins énergétiques à partir de sources d'énergies renouvelables d'ici 2010 ;
- l'incorporation de biocarburants et autres carburants d'origine renouvelable, à hauteur de 2 % d'ici la fin de 2005 et 5,75 % d'ici la fin de 2010 (objectif avancé depuis à 2008).

LES PRIX DE L'ÉNERGIE EN FRANCE, QUELLES PARADES ?

Les principaux déterminants de la consommation d'énergie sont la population, le PIB par habitant, le progrès technique, les actions des pouvoirs publics, les effets de structure et divers facteurs techniques (géographie, climat, tertiarisation de l'économie, pyramide des âges...), ainsi que les prix. En fait, les prix de l'énergie influent relativement peu sur les consommations d'énergie, du moins à court terme, car l'élasticité-prix de ces consommations est généralement faible, par exemple pour le chauffage ou les transports domicile-travail. A plus long terme cependant, l'influence devient nettement plus sensible, à condition d'effectuer les bons choix dans les infrastructures.

Depuis 1999, après être descendu à moins de 10 \$/bl, le cours du Brent croît de manière soutenue, malgré quelques à-coups, jusqu'à atteindre 75 \$/bl en avril 2006. Cette hausse a été quelque peu atténuée en Europe par une baisse du dollar exprimé en euro et par son caractère progressif qui a permis aux économies des pays importateurs de s'adapter au fur et à mesure. Il reste néanmoins que les entreprises et les ménages subissent une augmentation considérable de leurs dépenses liées à l'énergie depuis 2000 et particulièrement sur les trois dernières années (voir le tableau ci-après).

On peut se reporter à l'article sur le bilan énergétique de la France, dans le présent numéro des Annales des mines, pour une comparaison des évolutions des prix par forme d'énergie.

Certes, en dollar ou euro constants, l'évolution n'est pas aussi spectaculaire qu'en monnaie courante et dans le budget des ménages la part des dépenses liées à l'énergie (chauffage, éclairage, carburants...) n'est que d'environ 6 %, contre plus de 8 % au début des années 80.

(1) EPR : *European water Pressurized Reactor*.

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Évolution des prix moyens annuels pour les ménages, pour l'ensemble des énergies	+5,0 %	+2,2 %	-2,9 %	+0,5 %	+12,8 %	-1,8 %	-1,7 %	+2,5 %	+5,0 %	+10,1 %
Idem, pour l'ensemble des biens et services	+2,0 %	+1,2 %	+0,7 %	+0,6 %	+1,7 %	+1,6 %	+1,9 %	+2,1 %	+2,2 %	+1,7 %

Evolution des dépenses liées à l'énergie depuis 1996.

L'accroissement du pouvoir d'achat des ménages leur confère en effet une certaine capacité d'absorption des hausses des prix des énergies, même si celles-ci influent sur les comportements, surtout lorsque l'Etat encourage ces efforts par des incitations et de l'information. En outre, en France, le prix de l'électricité pour les ménages augmente peu dans le temps et il est même resté stable en 2005, grâce au choix du nucléaire pour près de 80 % de la production d'électricité et de l'hydraulique pour 10 %. Les consommateurs domestiques sont ainsi préservés, dans une certaine mesure, du choc des prix des énergies fossiles, grâce à une politique énergétique courageuse et durable.

Le nucléaire permet en effet à la France de disposer d'une électricité de base à un prix stable et bon marché, bien que cela ne soit pas toujours bien perçu par les consommateurs domestiques français, comme le montrent les sondages d'opinion de l'Observatoire de l'énergie menés avec le Credoc (2). Pourtant, au niveau international, il se confirme que de nombreux pays envisagent de recourir au nucléaire ou d'en augmenter le poids dans leur «mix» énergétique.

Pour les entreprises, la situation est contrastée, entre celles qui sont grosses consommatrices d'énergie et celles qui le sont moins ou qui peuvent bénéficier de tarifs réglementés pour l'électricité. Le dilemme de l'Etat est, soit de laisser les marchés refléter les hausses de prix connues au niveau international, de façon à leur permettre de s'adapter à la nouvelle donne, soit d'intervenir pour alléger le fardeau qui pèse sur les consommateurs. Plutôt qu'un soutien aveugle, le gouvernement a choisi le ciblage de ses actions au profit de certaines catégories professionnelles particulièrement visées (agriculteurs, pêcheurs, transporteurs routiers, taxis...) ou des ménages défavorisés. S'agissant de la question particulière des industries électro-intensives, le gouvernement a mis en place un cadre juridique (décret n° 2006-506 du 3 mai 2006) permettant à ces industriels de se regrouper pour acheter, sur appel d'offres, de l'électricité sous forme de contrats à long terme, protégeant ainsi les consommateurs contre la volatilité du court terme.

LES PRIX DE L'ÉNERGIE AU PLAN INTERNATIONAL

En dehors de la France, les effets de la crise des prix des énergies sont variables mais les conséquences les plus

(2) Voir le site Internet www.industrie.gouv.fr/energie

néfastes semblent devoir frapper les pays en développement les moins avancés. Ceux-ci subventionnent les prix des énergies dont les habitants ont un besoin vital, notamment pour se nourrir, et dont l'activité économique est de plus en plus dépendante. Les pays qui augmentent le prix de l'essence ou du GPL se voient souvent confrontés à des mouvements sociaux potentiellement dévastateurs. Par contre, les pays en voie d'industrialisation rapide, comme la Chine ou l'Inde, restent globalement à l'abri de ces hausses de prix, leur croissance économique galopante et la vigueur de leurs exportations compensant de loin le bond de leurs factures énergétiques.

Depuis cette préoccupation d'énergie bon marché – dans un contexte d'augmentation générale des prix des énergies fossiles – jusqu'au renforcement de la sécurité d'approvisionnement, en passant par la lutte contre le changement climatique, le «retour en grâce» du nucléaire trouve des motifs multiples. C'est ainsi qu'a conclu la Conférence ministérielle internationale des 21-22 mars 2005 à Bercy sur le thème «*L'énergie nucléaire pour le 21^e siècle*», avec une vaste majorité de participants qui a soutenu la thèse que «*l'énergie électronucléaire peut apporter une contribution majeure à la satisfaction des besoins énergétiques et au développement mondial, au 21^e siècle, d'un grand nombre de pays, tant développés qu'en voie de développement*».

Si c'est en Asie que la dynamique du nucléaire est la plus forte en liaison avec le développement économique de cette région, l'énergie nucléaire connaît une relance aux Etats-Unis. L'Administration américaine a lancé en 2002 un vaste programme intitulé «Nuclear Power 2010». Au sein de l'Union européenne, mis à part le cas de la France, la Finlande poursuit la construction de son 5^e réacteur, la Lituanie a manifesté sa volonté de rester un pays nucléaire et la Bulgarie a annoncé la reprise de la construction à Béléné d'une centrale nucléaire qui devrait entrer en fonction en 2010.

Les prix des énergies peuvent exercer une double influence pernicieuse sur les économies des pays consommateurs : par une trop forte volatilité et par des niveaux trop élevés.

La lutte contre la volatilité

Ce dernier effet a été combattu, dès le constat de son envergure croissante à la fin des années 1990, par une initiative conjointe de six organisations internationales

(AIE, Commission européenne/Eurostat, ONU, Aperç, Olade et Opep), s'appuyant sur leurs contreparties nationales, grâce au programme JODI (*Joint Oil Data Initiative*). L'idée était de remédier à la part de volatilité due à des informations insuffisantes et elles-mêmes volatiles sur l'état des marchés pétroliers. Ainsi, depuis la réunion du G7 d'octobre 2004, cette instance, ainsi que le G8, appellent régulièrement de leurs vœux à une plus grande transparence sur les marchés du pétrole, en mentionnant expressément le programme JODI.

Ce dispositif consiste en le recueil, la synthèse et la communication transparente et rapide de statistiques mondiales sur les fondamentaux du marché (production, stockage, échanges extérieurs et consommation de pétrole). Il repose sur une étroite coopération des services équivalents à l'Observatoire de l'énergie en France, qui se sont mis d'accord pour établir des statistiques selon un format harmonisé avec des échéances communes. Cette coopération en un même lieu des six organisations précitées et de leurs pays membres, unique à une échelle aussi large, est aussi une occasion pour les statisticiens et économistes de l'énergie d'échanger sur leurs méthodes respectives. Elle illustre de façon concrète les retombées positives à attendre du dialogue producteurs – consommateurs, initié dans le cadre du Forum international de l'énergie (FIE).

Aujourd'hui, 93 pays participent au dispositif, soit plus de 95 % de la production et de la demande. En plus de fournir des informations « en temps réel » sur l'état du marché, le JODI permet aussi d'améliorer notablement la connaissance de la demande dans les pays hors OCDE ; celle-ci a en effet été le principal moteur de la croissance de la demande ces trois dernières années, mais, mal anticipée en 2003 et 2004, elle a surpris tous les investisseurs et contribué à la flambée des prix.

Le programme JODI est désormais géré par le FIE, et sa base de données a été ouverte au grand public (3) le 19 novembre dernier par le roi d'Arabie Saoudite et en présence de nombreux officiels étrangers, dont Thierry Breton, ministre de l'Economie, des Finances et de l'Industrie. Vers le 10 de chaque mois, des statistiques sur le mois m-2, agrégées par pays, sont disponibles pour les pays participants à l'exercice. Pour des raisons diplomatiques évidentes, il n'est pas possible au FIE de procéder à des estimations pour les données manquantes de certains pays : l'accent a donc été mis sur la transparence et la communication sur la qualité des données publiées, afin que les spécialistes puissent en déduire l'information globale pertinente la plus fiable possible.

Une utilisation exemplaire de JODI a été réalisée en 2005 : suite aux dommages causés par l'ouragan Katrina, l'AIE a décidé, le 2 septembre 2005, de recourir aux stocks stratégiques (un tel recours ne s'était produit qu'une seule fois lors de la Guerre du

(3) site www.jodidata.org

Diversifier les sources d'approvisionnement énergétique, en accroissant l'usage des énergies renouvelables, pour améliorer la sécurité d'approvisionnement : des questions de politique énergétique dans une perspective de développement durable déjà à l'ordre du jour en...1788(*).

DE LA POPULATION. 127

Si l'on doit étendre l'usage du Charbon de terre au chauffage des Villes.

L'USAGE du charbon de terre est si économique à la forge, aux grands et aux petits fourneaux, aux verreries, aux fours à chaux, aux poteries, que tous ces établissements ont une préférence décidée sur ceux du même genre qui usent de bois et de charbon de bois.

Comme on aura toujours besoin de ces établissements, il seroit bien de leur réserver exclusivement leur aliment.

Mais, dit-on, les forêts sont épuisées, et pour leur donner le temps de reproduire, il faut étendre la consommation du charbon de terre au chauffage et à la cuisine.

Je ne dirai point les dangers qu'il y auroit à accoutumer le peuple à un chauffage qu'on ne peut pas raisonnablement se flatter de lui fournir toujours, parce que ces dangers sont trop éloignés de nous pour être bien sentis.

Mais n'est-il pas évident que cela auroit l'effet opposé ; car en faisant tomber le prix du bois, les propriétaires ne planteront plus, et défricheront leurs forêts.

N'est-il pas de la même évidence que le contraire arrivera en maintenant le bois toujours à une certaine valeur ?

D'ailleurs, n'est-ce pas une vérité incontestable, que le Gouvernement peut, s'il le veut, proportionner la consommation du bois à sa reproduction, et augmenter les forêts autant qu'il le voudra, en encourageant les propriétaires à faire de nouvelles plantations ?

Et n'est-ce pas une autre vérité, qu'il ne peut augmenter

128 TABLEAU

les masses de charbon existantes, et que tout son pouvoir à cet égard se borne à retarder ou à accélérer leur épuisement ?

Et n'est-ce pas une troisième vérité, qu'en accélérant cet épuisement, le Gouvernement travaillerait contre lui, puisqu'il s'exposerait à manquer à la fois de bois et de charbon.

Le Gouvernement ne doit pas calculer comme un individu ; il ne doit point voir de terme à sa durée ; il doit agir comme s'il devoit exister autant que la nature.

Que les Anglois avides portent à toutes les nations le charbon de terre qui leur a été prodigué, laissons-les faire ; dans quelques siècles, ils ne seront plus nos rivaux en ouvrages de fer et d'acier.

Soyons économes d'un trésor, qui, une fois dissipé, ne peut plus se remplacer.

Le Peuple qui pourra le dernier alimenter ses forges, sera nécessairement le maître ; car lui seul aura des armes.



(*) Note de la rédaction

Auteur(s) : Messance (1733-1...)

Titre(s) : Nouvelles recherches sur la population de la France [Texte imprimé] : avec des remarques importantes sur divers objets d'administration / par M.

Messance...

Publication : Lyon : les Frères Périsse, 1788 ; Paris : Éditions d'histoire sociale, 1973

Imprimeur / Fabricant : impr. en Italie

Note(s) : Reprod. en fac-sim. de l'éd. de 1788. _ Rel.: 120 F

Notice n° : FRBNF35254084

Golfe, en janvier 1991) ; avec l'ouragan Rita, l'AIE a prolongé la mobilisation des pays membres dans son dispositif d'action collective d'urgence. L'information des marchés, le cas échéant, en devient une composante indispensable et c'est pourquoi l'AIE a décidé de profiter de l'expérience de JODI pour lancer une opération «JODI avancé» maintenue jusqu'à fin décembre 2005.

La lutte contre les niveaux trop élevés des prix

Plusieurs raisons expliquent le niveau de plus en plus élevé des prix des énergies, mais la raison de fond est la faiblesse de la marge de capacité qui existe entre l'offre et la demande. Cette faiblesse s'est révélée tout d'abord dans le domaine de l'électricité, avec les *black-outs* qui se sont répandus dans de nombreux pays à la fin des années 1990 et surtout au début des années 2000. Elle s'est étendue ensuite à l'ensemble des énergies fossiles, y compris le charbon, pourtant peu soumis à des problèmes de sécurité d'approvisionnement.

Si certains ont d'abord accusé l'inévitable épuisement des ressources énergétiques fossiles, notamment par les phénomènes de *peak oil* et de *peak gas*, il est vite apparu que la pénurie d'énergie n'était pas le réel problème. En fait, la crise des prix est principalement due à une insuffisance d'investissement sur les différents maillons de la chaîne énergétique (production, transport, stockage) qui, alliée à des aléas géopolitiques ou climatiques, crée une incertitude de livraison auprès du consommateur final.

Un autre phénomène joue sur le prix tendanciel du pétrole qui ne peut qu'augmenter du fait de sa concen-

tration croissante, dans les «mix» énergétiques des pays consommateurs, sur des usages non substituables, au moins pour le présent (transports et pétrochimie). Structurellement, ceci ne peut conduire qu'à une hausse du prix de la matière première, l'acheteur devenant de plus en plus dépendant du vendeur.

POUR UNE POLITIQUE EUROPÉENNE AMBITIEUSE

La France a publié en janvier 2006 un mémorandum pour «relancer la politique énergétique européenne dans une perspective de développement durable». Il y est fait état, entre autres, de la nécessité de politiques énergétiques intégrées (notamment grâce à un renforcement de l'analyse prospective de l'offre et de la demande d'énergie), de mieux produire et de mieux consommer l'énergie, de renforcer la recherche et développement, ainsi que de renforcer les actions internationales, tant pour l'énergie que pour le climat.

De son côté, la Commission européenne a diffusé en mars 2006 un Livre vert intitulé «Stratégie européenne pour une énergie durable, compétitive et sûre» qui va dans le même sens.

Enfin, le Plan d'action «Energie-Climat» adopté par les Chefs d'Etat et de Gouvernement du G8, lors du Sommet de Gleneagles (6-8 juillet 2005), participe de cette même préoccupation, finalement largement partagée dans le monde, selon laquelle il faut économiser l'énergie et promouvoir les technologies «propres», telles que les énergies renouvelables, le nucléaire ou le captage/stockage du CO₂. La synergie entre la lutte contre le changement climatique et celle contre des prix trop élevés est ainsi clairement mise en évidence.

Une autre transition énergétique

TENDANCES

Les bouleversements « macroénergétiques » s'accompagnent de mutations institutionnelles que la population française ne suit pas toujours de façon unanime. Habitée au « modèle français » de service public, qui assurait tant bien que mal des prix corrects et une énergie toujours présente, elle découvre un système complexe qui jouera sans doute davantage sur le service que sur les prix : la culture de la concurrence, de la complémentarité, du service. En bref, il faudra apprendre à vendre et non plus seulement à produire, accepter les nouveaux venus et développer la souplesse.

Par **Alain BELTRAN**, Directeur de recherche au CNRS-IRICE (*)

« **C'**est ainsi que les sources principales de l'énergie sont mises aux mains de l'Etat. Dès 1944, est institué le « Groupement national des houillères du Nord et du Pas-de-Calais », auquel s'ajouteront bientôt celles de la Loire. Un peu plus tard, le gouvernement décidera de prendre sous son contrôle la production et la distribution de l'électricité et du gaz. La réalisation suivra à mesure que les dispositions auront été précisées. En 1945, sera créé le « Bureau des pétroles » chargé de susciter, de mettre en œuvre, de coordonner tout ce qui concerne la recherche et l'industrie des carburants et des lubrifiants. A la fin de l'année, le Haut-Commissariat à l'énergie atomique verra le jour. Etant donné que l'activité du pays dépend du charbon, du courant électrique, du gaz, du pétrole et dépendra un jour de la fission de l'atome, que pour porter l'économie française au niveau qu'exige le progrès ces sources doivent être développées dans les plus vastes proportions, qu'il y faut des dépenses et des travaux que seule la collectivité est en mesure d'accomplir, la nationalisation s'impose. » (Charles de Gaulle, *Mémoires de guerre*, tome 3, Paris, Plon, pages 691-692).

Dans une démonstration qui ne souffre pas d'hésitation, l'homme du 18 Juin explique pourquoi il était nécessaire de mettre le secteur énergétique hors des mains des intérêts privés à la Libération. Certes, et ce n'est pas ici notre propos, certaines mesures prises entre

1944 et 1946 trouvent leurs racines dans les demandes syndicales d'avant-guerre, dans les programmes politiques des années 1920-1930 ou de l'Occupation (le Conseil national de la Résistance), dans le mouvement qui vit progressivement l'Etat sortir de ses fonctions régaliennes pour agir sur l'économie. Ce modèle (le mot est sans doute un peu fort car d'autres pays font de même dans l'après-guerre, comme la Grande-Bretagne) eut une existence longue, raffermie par les chocs pétroliers des années 1970. A l'inverse, il va se transformant et s'affaiblissant depuis les années 1980. Un regard rétrospectif s'avère donc utile pour comprendre comment et pourquoi la France fait un choix en rupture par rapport à ceux de l'immédiat après-guerre.

UN LONG CONSENSUS ?

Un « modèle » – entendons par là un choix cohérent selon des critères spécifiques et non pas un exemple idéal de ce qui doit être fait, surtout lorsqu'il dure dans le temps – suppose quelques qualités et une conver-

(*) IRICE : Identités, Relations Internationales, Construction Européenne.



© Jeremy Nicholl/REA

L'énergie nécessaire à notre industrie, notre chauffage et nos transports dépend en définitive de la politique de V. Poutine et de Gazprom, des tensions dans le golfe d'Ormuz, de la ratification par les Etats-Unis des accords de Kyoto, du développement industriel de la Chine et de l'Inde. Progressivement, l'opinion publique commence à comprendre que l'énergie ne se résume pas seulement au prix du diesel à la pompe mais doit être raisonnée dans un contexte géopolitique mondial avec des choix interdépendants. (Photo : Gazprom, exploitation du gaz naturel, Cercle arctique.)

gence globale de la nation autour de certains principes. L'urgence et la nécessité de produire ont été d'évidence des moteurs de la politique énergétique après la guerre et lors des deux chocs pétroliers. La pénurie (réelle jusqu'en 1949 du fait d'une grande sécheresse qui suivit les restrictions de la période d'Occupation), la crainte de manquer (qui amène les mesures d'économies d'énergie prises dans les années 1970), l'indépendance nationale (le meilleur exemple en est le programme électronucléaire dit « Messmer » mais on pourrait aussi donner les exemples d'Elf-Aquitaine et, dans un autre registre, du Commissariat à l'Energie Atomique) furent de puissants moteurs pour justifier des mesures ambitieuses. L'Etat, garant de l'intérêt général et de l'effort utile à la collectivité sur le long terme, y trouvait une pleine et entière justification de son action. Les entreprises publiques pouvaient arguer, face aux intérêts particuliers, qu'elles travaillaient en tant que service public, assurant une rationnelle utilisation des ressources nationales, procédant à la péréquation des tarifs, traitant à égalité les usagers qui devenaient peu à peu des clients, garantissant la desserte quelles que soient les conditions et prenant en compte la modernisation des moyens de production (y compris par le biais d'une réflexion originale sur les investissements et les tarifs). Ce terme de service public n'est d'ailleurs pas facile à traduire dans une autre

langue car il s'inscrit dans l'histoire de France ; il a valeur incantatoire, il rassemble et permet de dépasser certains clivages idéologiques. En termes bruxellois, l'expression de service universel est sans doute une définition trop restreinte et éloignée de ce que nous entendons par service public. Ce dernier réunit en effet une forme (l'entreprise publique), des statuts sociaux particuliers et une voie de reconnaissance et de dépassement (que l'on songe aux efforts des agents des services publics lors de la grande tempête de la fin du siècle dernier). Cette cohérence était assurée également par des hauts fonctionnaires et des dirigeants d'entreprises publiques partageant les mêmes valeurs et issus des mêmes formations. Côté personnel, dans des entreprises en général fortement syndicalisées, la CGT dominante croyait dans le progrès par la science, dans l'indépendance énergétique, dans la valeur socio-économique des créations de l'après-guerre. Ceci n'a pas empêché des conflits sociaux très durs, mais les entreprises publiques (en particulier EDF et GDF) ont aussi servi de laboratoire social (avec la SNCF et Renault), en particulier au tournant des années 1970. Quant à l'opinion publique, et nous y reviendrons, elle n'a attaché à la question énergétique un intérêt notable que par brèves périodes (lors des crises) et semblait intéressée par la question du prix des énergies plutôt que par des préoccupations plus globales.

Cet apparent consensus ne veut pas dire que l'histoire énergétique française a été depuis la Libération un long fleuve tranquille. La construction du barrage de Tignes a ému les populations, mais pouvait-on bloquer le mouvement de reconstruction et de modernisation du pays pour quelques villageois ? Suez en 1956 a montré que la France était vulnérable vis-à-vis du Moyen-Orient pour son approvisionnement pétrolier, mais les mesures de restriction de consommation furent vite oubliées. Plus important fut le conflit des mineurs de 1963, l'ordre de réquisition signé à Colombey ayant été très mal perçu. La manifestation des « gueules noires » – à Paris et ailleurs – s'appuya sur un large soutien populaire (y compris la hiérarchie ecclésiastique). Fait peut-être mal connu, jamais la popularité du général De Gaulle ne fut aussi basse entre 1958 et 1969 que lors de ce conflit social avec les « gueules noires ». C'est dire si l'image du mineur était ancrée dans les consciences et quasiment intouchable. Pourtant, les grèves de Decazeville ou de Lorraine n'empêchèrent pas la fin des pays noirs. On peut aussi rappeler que certains contrats gaziers avec la Russie dans les années 1980 ont soulevé l'émotion politique. L'acceptation des raffineries n'est pas allée sans discussions et revirements (il y eut la catastrophe de Feyzin en 1966 mais aussi les nombreuses hésitations avant d'aboutir au choix du site de Grandpuits en région parisienne à l'époque où l'on croyait aux raffineries intérieures). Cependant, de ces inquiétudes, il faut faire ressortir la question nucléaire qui, en France, reste assez paradoxale. En effet, malgré des contestations multiples (même si les Verts français ne sont pas aussi bien implantés que les *Grünen* allemands), la France représente le deuxième parc électro-nucléaire au monde. L'opinion hostile à l'énergie atomique s'est, en fait, braquée sur quelques lieux symboles qui n'ont pas empêché l'essentiel du programme de se poursuivre. Plogoff et Creys-Malville (site de la centrale surgénératrice Superphénix) ont ainsi fait les frais d'accords politiques, pour ne pas dire politiques, au sein des coalitions de gauche dont une fraction s'est construite historiquement autour du mouvement contre le nucléaire. A l'inverse, malgré une guerre d'usure qui n'est pas achevée, l'usine de retraitement de la Hague poursuit sa tâche et les sites appropriés pour le stockage des déchets nucléaires semblent en voie d'établissement définitif.

LA PLACE DE L'OPINION PUBLIQUE

En fait, face à des questions évidemment techniques mais pas seulement techniques, l'opinion publique est de plus en plus appelée à donner son sentiment ou même à se mobiliser pour ou contre telle ou telle option énergétique. D'une part, depuis trente ans, les questions d'énergie sont souvent passées de l'échelon local (bassins miniers, Lacq...) à des éléments de plus en plus globaux même si la dimension régionale n'a pas

La loi du 10 février 2000

Titre I^{er} : Le service public de l'électricité

Article 1

Le service public de l'électricité a pour objet de garantir l'approvisionnement en électricité sur l'ensemble du territoire national, dans le respect de l'intérêt général.

Dans le cadre de la politique énergétique, il contribue à l'indépendance et à la sécurité d'approvisionnement, à la qualité de l'air et à la lutte contre l'effet de serre, à la gestion optimale et au développement des ressources nationales, à la maîtrise de la demande d'énergie, à la compétitivité de l'activité économique et à la maîtrise des choix technologiques d'avenir, comme à l'utilisation rationnelle de l'énergie.

Il concourt à la cohésion sociale, en assurant le droit à l'électricité pour tous, à la lutte contre les exclusions, au développement équilibré du territoire, dans le respect de l'environnement, à la recherche et au progrès technologique, ainsi qu'à la défense et à la sécurité publique.

Matérialisant le droit de tous à l'électricité, produit de première nécessité, le service public de l'électricité est géré dans le respect des principes d'égalité, de continuité et d'adaptabilité, et dans les meilleures conditions de sécurité, de qualité, de coûts, de prix et d'efficacité économique, sociale et énergétique.

Le service public de l'électricité est organisé, chacun pour ce qui le concerne, par l'Etat et les communes ou leurs établissements publics de coopération.

disparu. Les questions d'environnement ont effacé certaines frontières puisque, par définition, elles concernent des écosystèmes larges. Les catastrophes comme Tchernobyl ont – au moins – une dimension européenne. L'effet de serre n'intéresse plus les seuls spécialistes mais chaque habitant de cette planète. Les réseaux d'approvisionnement conduisent à des solidarités internationales (quelquefois à des pressions internationales...). L'énergie nécessaire à notre industrie, notre chauffage et nos transports dépend en définitive de la politique de V. Poutine et de Gazprom, des tensions dans le golfe d'Ormuz, de la ratification par les Etats-Unis des accords de Kyoto, du développement industriel de la Chine et de l'Inde. Progressivement, l'opinion publique commence à comprendre que l'énergie ne se résume pas seulement au prix du diesel à la pompe mais doit être raisonnée dans un contexte géopolitique mondial avec des choix interdépendants. L'idée d'un monde fini (pour reprendre le titre d'un livre d'Albert Jacquard : *Voici le temps du monde fini*, Seuil, 1991) aux ressources limitées conduit à poser la question de l'extrapolation du mode de vie industriel

que nous connaissons et de l'itinéraire historique qui nous a menés à être plus ou moins énergivores.

Ces bouleversements « macroénergétiques », déjà dérangeants sinon déstabilisants, s'accompagnent de mutations institutionnelles que la population française ne suit pas toujours de façon unanime. La remontée de la dernière berline de charbon à La Houve en Moselle le 8 juillet 2004 marque la fin d'une saga de plus de deux siècles en France. Pourtant, dans le Nord-Pas-de-Calais et ailleurs, on se souvient encore de la « bataille du charbon » de l'après-guerre grâce à laquelle il fallait redresser un pays en ruines. Imaginer l'ouverture du capital d'Electricité de France et de Gaz de France (et même dans ce dernier cas constater une accélération de la possible privatisation) heurte toute une frange de la population – pas seulement ouvrière ou de gauche – attachée aux vertus prêtées au service public (qui recule dans bien des domaines) et fière des réalisations passées. L'ouverture du gaz et de l'électricité à la concurrence (totale en 2007) et la fin des principes de spécialisation (les gaziers font de l'électricité et vice-versa sans compter les nouveaux entrants) ajoutent à ce désarroi. Certes, la France a fait ce qu'elle a pu pour retarder et influencer les décisions venues de Bruxelles. En ce sens, le chœur de louanges envers l'entreprise publique fut souvent unanime comme en 1996 pour les cinquante ans d'EDF-GDF. Malgré tout, la France a dû accepter de s'aligner et accepter des changements institutionnels remettant en cause les décisions de 1944/46. Mais, dans un jeu subtil de balancement, alors qu'elle acceptait d'ouvrir son marché énergétique à la concurrence, elle réaffirmait en même temps le caractère de service public de l'énergie électrique.

La loi du 10 février 2000 « relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité » confirme et amplifie le statut de l'électricité (voir ci-contre l'encadré sur le service public de l'électricité).

L'électricité, droit pour tous, suppose donc un traitement particulier qui entraîne, par exemple, le fait de ne pas priver les plus démunis de ce produit de première nécessité (c'est en tout cas ainsi que de nombreux électriciens l'ont compris). D'un côté, renforcement du service public, de l'autre inexorable dérégulation. Une partie de l'opinion publique est fatalement inquiète face au changement de statut des entreprises publiques : « Quand on possède un atout de ce type, on ne peut pas en abandonner le contrôle, même partiellement, à une logique de rentabilité privée » déclare ainsi un secrétaire de la CGT, Jean-Christophe Le Duigou (*Thématiques*, décembre 2005, page 52). Pourtant, les mots sont trompeurs et « dérégulation » signifie dans un premier temps re-régulation et non libéralisme sauvage puisque le régulateur se trouve investi d'un rôle crucial. L'expérience britannique est, de ce point de vue, intéressante et ne doit pas être caricaturée (le régulateur anglais est sans doute plus indépendant que celui des Etats-Unis). Reste que, face à un système autrefois d'une grande limpidité qui assurait tant bien que mal des prix corrects et une énergie toujours présente, les

Français découvrent un système complexe qui jouera sans doute davantage sur le service que sur les prix.

NOUVEAUX VENUS

Le naïf consommateur d'électricité qui quelquefois pensait qu'EDF fournissait du gaz puisqu'il recevait une facture EDF-GDF unique était peut-être en avance sur son temps. Les entreprises publiques se dirigent en effet vers de nouveaux métiers et certaines entreprises privées retrouvent d'anciennes fonctions (la Lyonnaise des Eaux était jusqu'en 1946 « Lyonnaise des Eaux et de l'Eclairage »). De nouveaux apprentissages sont donc nécessaires mais les défis à venir ne seront plus seulement à la charge des seuls ingénieurs. L'expérience du *trading* et des nouveaux marchés viendra davantage de la banque et de l'assurance plutôt que de la technique. Des secteurs sans lien direct autrefois avec l'énergie mettront à profit ce qu'ils ont appris dans les télécommunications pour développer de nouvelles alliances. La culture mono-énergétique qui avait marqué l'après-guerre doit aller en s'affaiblissant : la culture de la concurrence, de la complémentarité, du service ajouté la remplacera, sauf, bien entendu, si une politique contraire se fait jour sous la pression des événements extérieurs. En bref, il faudra apprendre à vendre et non plus seulement à produire, accepter les nouveaux venus et développer la souplesse. Le consommateur peut y gagner. Le citoyen quant à lui gardera sans doute à l'esprit la volonté de ne pas sacrifier un héritage historique remarquable par la continuité d'action des différents pouvoirs publics depuis soixante ans.

Depuis le milieu des années 1980, un autre nouveau venu est apparu clairement sur le devant de la scène énergétique, l'Union européenne. On a vu son rôle prescripteur et législatif. Après de longs débats où se sont affrontées des conceptions de l'entreprise publique initialement opposées, un compromis fut trouvé. La directive de 1996 (96/92, CE 19/12/1996) dans son chapitre II, article 3, paragraphe 2, précise :

« En tenant pleinement compte des dispositions pertinentes du traité, en particulier de son article 90, les Etats membres peuvent imposer aux entreprises du secteur de l'électricité des obligations de service public, dans l'intérêt économique général, qui peuvent porter sur la sécurité, y compris la sécurité d'approvisionnement, la régularité, la qualité et les prix de la fourniture, ainsi que la protection de l'environnement. Ces obligations doivent être clairement définies, transparentes, non discriminatoires et contrôlables ; celles-ci, ainsi que leurs révisions éventuelles, sont publiées et communiquées sans tarder à la Commission par les Etats membres. Comme moyen pour réaliser les obligations de service public précitées, les Etats membres qui le souhaitent peuvent mettre en œuvre une planification à long terme ».

Reste que l'Europe doit se donner, comme pour la diplomatie ou la défense, une politique dans le domai-

ne de l'énergie. Si l'UE a bien œuvré pour assurer la meilleure concurrence possible en faveur du consommateur, elle peine à définir un horizon énergétique commun. Pourtant, Euratom faisait bien partie de sa corbeille de naissance. Et les réunions n'ont pas manqué sur le sujet de l'énergie. Il n'empêche que ce sont les Etats-Unis qui ont pris la tête de la croisade anti-Opep en 1973/74 avec la création de l'Agence internationale de l'énergie (à laquelle la France n'a d'ailleurs pas adhéré à l'origine). La dépendance énergétique européenne est pourtant patente et semble aller en se renforçant. Il y a vingt ans, le secteur gazier semblait épargné par les menaces de cartel du fait de contrats à long terme et de fournisseurs variés. La situation a évolué. Pour les hydrocarbures tant liquides que gazeux, les réserves sont situées dans les mains de quelques pays. La mer du Nord – bel exploit technologique – qui a permis à l'Europe de l'Ouest (et surtout la Grande-Bretagne et la Norvège) de compter sur ses propres ressources est entrée en déplétion. Et les grands pays historiques de la construction européenne ne sont pas sur la même longueur d'onde : l'Italie est dépendante de ses voisins pour ses fournitures électriques ; l'Allemagne a renoncé au nucléaire, mais pas à son charbon ; la France a choisi le nucléaire... La dépendance des pays de l'Europe centrale et orientale vis-à-vis de la Russie a été

récemment illustrée. En cas de crise plus aiguë, verra-t-on les égoïsmes sacrés l'emporter ? Le choix d'Iter et le pari sur les énergies renouvelables ne tiennent-ils pas de l'acte de foi qui cache une politique européenne à long terme bien fragile ? Face à ces hésitations, la longue tradition de coopération entre ingénieurs européens est sans doute un motif d'espérer.

Le marché de l'énergie comprend encore bien des obstacles et ressort largement du géopolitique. Dans ce contexte où la France abandonne un modèle qui, peut-être, n'était plus adapté aux circonstances mais n'a pas failli, les différents gouvernements français en place cherchent, hésitent, construisent un système énergétique qui ne serait ni tout à fait « libéral » (le mot fait de plus en plus peur auprès certaines couches de la population) ni tout à fait dirigiste (le colbertisme a mauvaise cote en ce moment). La France qui a connu et plus ou moins inventé l'économie mixte se verrait bien conjuguer les qualités de l'ancien modèle énergétique avec celles que l'on attend de la nouvelle construction qui se fait sous nos yeux. Rien ne dit qu'elle échouera mais tout compromis suppose un large débat. Un regard rétrospectif dénué d'*a priori* peut être un élément positif pour nourrir et animer des discussions qui doivent s'ouvrir à des couches de plus en plus larges de la population et qui, fatalement, s'inscriront dans la durée.

R É A L I T É S INDUSTRIELLES

une série des Annales des Mines

SOMMAIRE

Quel avenir pour la coopération scientifique bilatérale ?

Introduction

Mosaïque et miroir, *Claude Trink*

Les enjeux

Une coopération scientifique et de recherche face aux défis de la globalisation, *Christian Thimonier*

Le bilatéral et le multilatéral en coopération scientifique internationale : l'un ne va pas sans l'autre, *Pierre Paul Baskevitch*
Le 7^e programme cadre de recherche et de développement technologique (PC7), *Alain Quévieux*

La coopération internationale dans l'industrie pétrolière : prêt à porter ou haute couture ?, *Claude Jablon*

Les dispositifs transverses

Les programmes d'actions intégrées, *Bastiaan de Laat et Katharina Warta*

Les outils de la coopération européenne et internationale du CNRS, *Minh-Hà Pham-Delègue, Anne d'Albis, Claire Giraud et Jean-Luc Clément*

Ariel, un outil original de coopération internationale, *Jacques Lévy*

Des exemples de coopération bilatérale

L'association généraliste entre la Suède et la France, *Erik Sandewall et Bertil Aronsson*

Une association avec priorité sectorielle entre la Finlande et la France, *Marie Aronson et Pekka Silvennoinen*

La Fondation franco-norvégienne pour la recherche scientifique et technique et le développement industriel, *Finn A. Hvistendahl*,

Encadré : *Claire Tutenuit*, Encadré : *Daniel Decroocq*

Trois instruments de coopération scientifique franco-italienne la France au niveau moyen européen ?, *Jean-Claude Arditti et Jean Favero*

Le CEFIPRA : un outil exceptionnel au service de la coopération scientifique entre l'Inde et la France, *P.S. Mony*

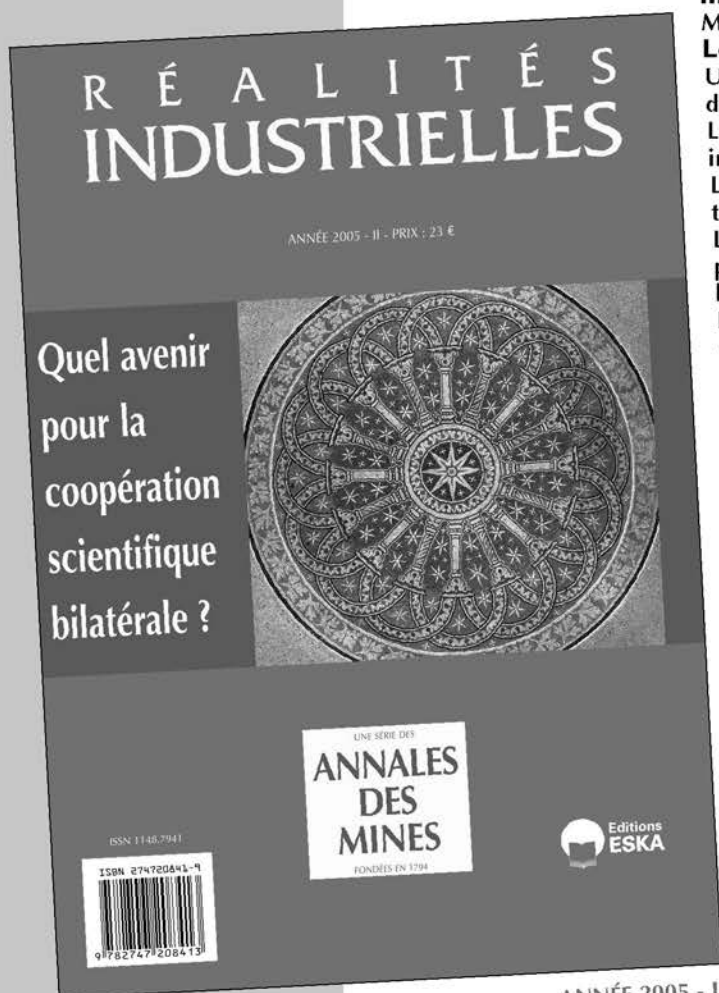
Le conseil Pasteur-Weizmann, fleuron de la coopération scientifique entre la France et Israël, *Michel Goldberg*

La coopération scientifique avec la Chine est-elle en phase avec les évolutions considérables de ce pays ?, *Jean Dercourt et Claude Trink*

Deux cas d'application de la coopération scientifique

Un exemple de coopération scientifique avec l'Allemagne : l'aéronautique, *Denis Maugars et Hervé Consigny*

La coopération franco-britannique de la recherche en appui aux politiques publiques de l'environnement, *Eric Vindimian*



ANNÉE 2005 - II
ISSN 1148.7941
ISBN 2-7472-0841-9

BULLETIN DE COMMANDE

A retourner aux Éditions ESKA, 12, rue du Quatre-Septembre, 75002 PARIS

Tél. : 01 42 86 55 73 - Fax : 01 42 60 45 35 - <http://www.eska.fr>

Je désire recevoir exemplaire(s) du numéro de mai de **Réalités Industrielles** année 2005 - II « **Quel avenir pour la coopération scientifique bilatérale ?** » (ISBN 2-7472-0841-9) au prix unitaire de 23 € TTC.

Je joins un chèque bancaire à l'ordre des Éditions ESKA

un virement postal aux Éditions ESKA CCP PARIS 1667-494-Z

Nom Prénom

Adresse

Code postal Ville

Prix du pétrole et croissance économique

TENDANCES

A l'horizon de quelques décennies, il n'y a pas limitation des ressources en hydrocarbures (naturels ou synthétiques), mais il y a et il y aura nécessité de faire appel à des techniques plus complexes et plus chères au fur et à mesure de l'épuisement des gisements classiques. Cela signifie-t-il que les prix continueront à augmenter ? C'est probable, d'autant plus qu'aux coûts directs il convient d'ajouter les coûts environnementaux, la production de pétroles lourds et *a fortiori* celle de pétroles synthétiques conduisant à des émissions significatives de gaz à effet de serre. Si hausse il y a, à court ou moyen terme, elle sera vraisemblablement plus liée à une question de calendrier d'investissement qu'à celle de la disponibilité des ressources et à leurs coûts. A long terme, cependant, l'augmentation des cours n'est pas une certitude : quelques éléments d'analyse et de prévision sur l'influence macroéconomique et les effets microéconomiques des mouvements du prix du pétrole.

Par **Denis BABUSIAUX** et **François LESCAROUX**, Institut Français du Pétrole

L'objet principal de cet article est de présenter quelques éléments d'analyse des conséquences des évolutions des prix du pétrole brut sur la croissance économique. Auparavant, nous évoquerons brièvement la question de la formation des prix pétroliers et des difficultés de prévision. Nous ne parlerons pas des marchés à court terme, et nous nous limiterons à quelques éclairages pour l'analyse du long terme et du moyen terme.

(1) Publiée en 1931, cette loi, dans le cas où le coût de production est négligeable, exprime que, sous certaines hypothèses, le prix d'une ressource épuisable croît à un taux égal au taux d'intérêt réel (ou plutôt avec une approche plus actuelle, au taux d'actualisation). Si le coût de production n'est pas négligeable, c'est la rente (prix-coût marginal) qui doit croître au taux d'actualisation. La théorie s'appuie sur une formulation rigoureuse (calcul des variations ou théorie du contrôle) mais s'explique très simplement. Si le prix de la ressource était stable (ou croissant en prévision à un taux inférieur au taux d'actualisation), les producteurs auraient intérêt à produire le plus rapidement possible, ce qui ferait chuter les cours. S'il devait croître à un taux supérieur, les producteurs retarderaient l'exploitation pour bénéficier d'une valeur actualisée plus élevée. La seule évolution

À LONG TERME, LE PÉTROLE, UNE RESSOURCE ÉPUISSABLE

En matière de prévisions, la tendance est souvent d'extrapoler les évolutions récentes. La hausse des prix du pétrole de ces dernières années a ainsi conduit de nombreux économistes à prévoir une poursuite de cette hausse sur longue période, avec un retour aux références qui ont prévalu au moment des deux premiers chocs pétroliers. Le premier avait mis en évidence le caractère épuisable des ressources pétrolières, quelque peu oublié au cours des décennies précédentes avec les grandes découvertes du Moyen-Orient et une rapide augmentation des productions. En 1974, les économistes, à la suite de R. Solow [1], redécouvrent la loi d'Hotelling (1) selon

permettant un équilibre de marché est donc celle qui rend stable la valeur actualisée des recettes unitaires futures, donc une croissance à un taux égal au taux d'actualisation.



© Carlos Hernandez/AL-Redux-REA

La conviction jusqu'en 1985 d'une croissance inéluctable des prix a stimulé d'importants efforts de recherche et développement. Les progrès techniques ainsi réalisés ont permis de trouver des gisements plus difficiles à découvrir, ont conduit à des améliorations sensibles des taux de récupération et à un développement du pétrole « non-Opep », puis à une forte diminution des coûts d'exploration et de production. Ainsi, les huiles extra-lourdes de l'Orénoque au Venezuela étaient jusqu'aux années 90 considérées comme exploitables seulement pour un prix élevé (30 \$ de l'époque ou plus) du baril de brut. Elles le sont maintenant à partir d'un prix du brut inférieur à 15 \$/baril et leur exploitation a commencé (photo : exploitation pétrolière au Venezuela).

laquelle le prix d'une ressource épuisable doit croître à un taux égal au taux d'actualisation (lorsque les coûts d'exploitation sont négligeables). Les cours du brut reflètent alors sa rareté et non les coûts de production. Les prix observés après 1973, mais également après le deuxième choc pétrolier ont pu être jugés cohérents avec un modèle d'Hotelling : existence d'une ressource en quantité limitée (pétrole dit « conventionnel »), qui devra être remplacée, lorsque elle sera épuisée, par un bien ou une technique de substitution de coût significativement plus élevé (hydrocarbures « non conventionnels », biomasse et autres énergies renouvelables,

nucléaire, carburants liquides obtenus à partir du charbon). Cette loi constitue encore, explicitement ou implicitement, la référence d'un certain nombre d'économistes (2).

Pourtant, depuis les années 1980, la situation a changé. La conviction jusqu'en 1985 d'une croissance inéluctable des prix a stimulé d'importants efforts de recherche et développement. Les progrès techniques ainsi réalisés ont permis de trouver des gisements plus

(2) Cf. par exemple P. Artus [2].

difficiles à découvrir, ont conduit à des améliorations sensibles des taux de récupération et à un développement du pétrole « non-Opep », puis à une forte diminution des coûts d'exploration et de production. Ainsi, les huiles extra-lourdes de l'Orénoque au Venezuela étaient jusqu'aux années 90 considérées comme exploitables seulement pour un prix élevé (30 \$ de l'époque ou plus) du baril de brut. Elles le sont maintenant à partir d'un prix du brut inférieur à 15 \$/baril et leur exploitation a commencé.

Certes, les ressources pétrolières sont limitées. Nous n'entrerons pas de façon détaillée dans le débat sur le « pic pétrolier », de plus en plus souvent évoqué par la grande presse, ni dans la querelle qui oppose pessimistes et optimistes sur les réserves pétrolières. Nous nous référerons aux estimations de l'USGS (*United States Geological Survey*), *grosso modo* confirmées par les géologues de l'IFP [3]. Elles conduisent à prévoir l'apparition d'un maximum de production de pétrole « conventionnel » entre les années 2020 et 2030. Il faut toutefois remarquer avec les spécialistes de Total que la production pétrolière mondiale risque de présenter un infléchissement, un ralentissement de la croissance des productions bien avant la date du « pic » proprement dit.

Quelle que soit cette date, il existe en fait maintenant un *continuum* de ressources en hydrocarbures (gisements plus difficiles d'accès, pièges plus complexes, plus difficiles à détecter, offshore profond et très profond, huiles extra-lourdes, sables asphaltiques, schistes bitumineux...). Ce *continuum* n'est pas limité aux hydrocarbures d'origine pétrolière. Il inclut les carburants liquides produits à partir de biomasse, de gaz naturel ou de charbon. Notons que les réserves en charbon sont beaucoup plus importantes que les réserves pétrolières, elles sont estimées à 200 ans de consommation au rythme actuel contre une quarantaine d'années pour les réserves prouvées pétrolières. De plus, les carburants issus de la liquéfaction du charbon sont rentables à un prix du baril de 40 à 50 \$ (hors coût lié aux émissions de CO₂). À plus long terme, il est même possible d'envisager une « carbonation » de l'hydrogène produit à partir d'électricité nucléaire ou renouvelable (P.-R. Bauquis [4]), ou, dit différemment, une hydrogénation du carbone (des techniques de ce type sont déjà pratiquées dans le domaine du raffinage).

A l'horizon de quelques décennies, il n'y a pas limitation des ressources en hydrocarbures (naturels plus synthétiques), mais il y a et il y aura nécessité de faire appel à des techniques plus complexes et plus chères au fur et à mesure de l'épuisement des gisements classiques. Le prix à long terme devrait donc se former par référence au coût marginal, avec une rente pour les producteurs à bas coût, mais une rente différentielle classique plutôt qu'une rente d'Hotelling. Cela signifie-t-il que les prix continueront à augmenter ? C'est probable, d'autant plus qu'aux coûts directs il convient et conviendra d'ajouter les coûts environnementaux, la production de pétroles lourds et *a fortiori* celle de pétroles synthétiques

conduisant à des émissions de gaz à effet de serre significatives. Le prix plafond pourrait alors être déterminé à partir du coût de production des carburants liquides issus d'un « charbon propre », intégrant le coût du stockage géologique du gaz carbonique. L'augmentation des cours à long terme n'est cependant pas une certitude : rappelons qu'au début des années 1980 tous les scénarios publiés d'évolution des prix pétroliers étaient à la hausse et que le progrès technique a joué un rôle déterminant pour mettre en défaut ces hypothèses. Si hausse il y a, à court ou moyen terme, elle sera vraisemblablement plus liée à une question de calendrier d'investissement qu'à celle de la disponibilité des ressources et à leurs coûts.

LE RÔLE DES INVESTISSEMENTS ET DES ANTICIPATIONS

Il est difficile de parler de prix sans évoquer les hausses de ces dernières années. Une analyse complète demanderait de plus amples développements. De nombreux facteurs sont en cause, et les aspects géopolitiques font régulièrement les titres de nos quotidiens. Mais un élément essentiel réside dans la quasi-disparition des excédents de capacité de production, liée à des investissements insuffisants pour répondre à une accélération de la demande non prévue en 2003 et 2004. C'est vrai dans le domaine du raffinage – nous le citons ici seulement pour mémoire – comme dans le secteur de l'exploration et de la production de brut. Dans ce dernier, l'explication vient en partie des difficultés rencontrées par les opérateurs pétroliers à « trouver du domaine minier », les pays ayant les meilleurs potentiels de découvertes et de développement sont fermés ou peu ouverts aux investissements étrangers. Elle vient également d'un défaut d'anticipation. L'augmentation de la demande, en particulier de la demande chinoise en 2004, n'avait pas été prévue. De plus, jusqu'à l'été 2003, la quasi-totalité des analystes tablaient sur un retour de l'Irak sur le marché. L'augmentation des exportations irakiennes aurait conduit à d'importants excédents de capacité de production et à une nécessaire réduction de production des autres pays de l'Opep, principalement de l'Arabie. Un tel consensus est évidemment peu favorable à l'investissement dans ces pays. Conjugué avec le ralentissement de la demande observée à la suite des événements du 11 septembre 2001, il a entraîné un ralentissement des dépenses mondiale d'exploration et développement en 2002 et 2003, qui s'est ajouté à celui des années 1998 et 1999. Depuis, la croissance des dépenses d'investissement a repris. Comme à l'accoutumée, elle est stimulée par la hausse des prix. Elle se fait cependant dans des proportions moindres que celles que l'on aurait pu attendre à partir des observations des années passées. Elle se heurte non seulement au problème d'ouverture du domaine minier déjà évoqué, mais aussi à la saturation des

capacités des sociétés de service parapétroliers. Cette saturation a entraîné une forte hausse des prix des services : le coût de location d'une plateforme de forage en mer a été en gros multiplié par trois en deux ans. Les statistiques relatives aux dépenses d'investissement peuvent ainsi être trompeuses, elles font état d'augmentations en valeur qui ne correspondent que partiellement à des augmentations en volume. Par ailleurs, un phénomène paradoxal apparaît : la hausse des prix, qui devrait avoir des incidences positives sur les investissements, peut avoir des effets restrictifs car elle incite cer-

ayant été mises en défaut, (nous reviendrons sur les prévisions autodestructrices), nous donnerons seulement quelques éléments d'analyse.

A court et moyen termes, il est difficile d'imaginer une restauration rapide d'importants excédents de capacités de production. Nous avons mentionné les freins à l'investissement. Du côté de la demande, l'élasticité à court terme aux prix est faible, les effets revenus semblent aujourd'hui prépondérants par rapport aux effets prix. Il faut remarquer que, si les prix du brut se rapprochent, en monnaie constante, de leur valeur du début



© China Foto Press/GAMMA

Il est difficile de parler de prix du pétrole sans évoquer les hausses de ces dernières années. De nombreux facteurs sont en cause, et les aspects géopolitiques font régulièrement les titres de nos quotidiens. Mais un élément essentiel réside dans la quasi-disparition des excédents de capacité de production, liée à des investissements insuffisants pour répondre à une accélération de la demande en 2003 et 2004 : l'augmentation de la demande, en particulier de la demande chinoise en 2004, n'avait pas été prévue.

tains pays producteurs à revoir les conditions contractuelles et fiscales d'opération des compagnies internationales. La disponibilité d'importantes ressources financières leur donne des marges de manœuvre nouvelles, qui augmentent les délais de décisions et de réalisation. Enfin, l'incertitude sur le maintien de la croissance de la demande et la perspective d'un contre choc possible incitent à la prudence les sociétés nationales des pays producteurs.

QUELLES ÉVOLUTIONS FUTURES ?

Nous ne prétendons pas proposer ici des prévisions, celles effectuées dans le passé par la plupart des experts

des années 1980, le prix d'un litre d'essence rapporté au revenu des ménages dans les pays industrialisés ne correspond qu'à la moitié environ de celui de cette période. Quant aux effets négatifs sur la croissance économique, que nous analyserons plus loin, ils semblent moins forts que prévu par différentes études. Il n'est donc pas impossible que les prix restent élevés au cours des années à venir, voire soient soumis à de nouvelles tensions en fonction des événements géopolitiques.

Certes, une augmentation des excédents de capacité est possible d'ici 2010-2012, de l'ordre de quelques millions de barils par jour, comme le montrent différentes études (IFP, Cera, Société Générale...). L'industrie parapétrolière entreprend une restauration de ses moyens d'action qui devrait atténuer la tension sur le prix de ses services et favoriser l'investissement. Il est

probable cependant que ces excédents seront limités à des valeurs qui peuvent être gérées par l'Opep (Organisation des pays exportateurs de pétrole). Nous ne l'avons pas encore cité, mais le rôle d'oligopole de l'Opep et celui de l'Arabie Saoudite sont bien connus. En dehors des périodes de saturation des capacités de production ou de forts excédents liés à des prix trop élevés comme en 1985, l'Arabie et ses partenaires peuvent maintenir un niveau de prix, défini dans une fourchette assez large, par restriction de l'offre. L'Arabie a d'ailleurs montré son aptitude à une régulation fine entre 2001 et 2003. Si des surcapacités apparaissent, les prix devraient pouvoir être maintenus au niveau considéré comme souhaitable par l'Arabie et ses partenaires. Ils ont retenu la leçon du contre choc de 1986 et devraient définir un prix ou une fourchette de prix qui ne conduise pas à une trop forte « destruction » de la demande adressée à l'Opep par substitutions et économies d'énergie. Il est difficile d'estimer ce niveau, mais il est vraisemblablement inférieur aux prix observés aujourd'hui. Il est certainement supérieur à celui des années 1990. En effet, la progression de la demande et la prochaine venue d'un plafonnement des productions non-Opep en dehors de l'ex-URSS rendent improbable une forte érosion de la part de marché de l'Opep à des prix de 40 ou 50 \$/b. C'est vers ces niveaux que pourraient revenir les prix.

A plus long terme, nombreux sont les scénarios possibles. S'ils paraissent peu probables aujourd'hui, les scénarios de prix bas, ou plus exactement, de retour à des scénarios de prix bas, semblables à ceux publiés par Shell en 2001, ne sont pas totalement à exclure. Ils pourraient résulter de la mise en place de politiques très volontaristes de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Ils supposeraient des changements de comportement significatifs, des investissements lourds dans tous les secteurs de l'énergie, efficacité énergétique, capacités de production pétrolière, énergies renouvelables et nucléaire. Parmi les facteurs favorables à une telle vision, en dehors d'un ralentissement généralisé de la croissance mondiale lié à une crise provoquée par les déficits américains, pourraient figurer de bonnes surprises de la géologie (importantes réserves d'hydrocarbures profondément enfouis par exemple) ou des avancées technologiques majeures.

Très différent, mais qui nous paraît d'une meilleure probabilité, serait un scénario de « double choc », qui présenterait un certain nombre de similitudes avec les évolutions observées entre 1973 et la fin des années 1980. Il a souvent été dit que la hausse récente des prix n'était pas comparable à celle de 1973, le premier choc pétrolier ayant été déclenché par une réduction de l'offre, tandis que celle de ces dernières années serait due à un emballement de la demande. Remarquons cependant qu'au cours des années 1960, la consommation mondiale de produits pétroliers augmentait de 7 à 8 % par an, et que les capacités de production n'augmentaient pas au même rythme. Les événements liés au conflit israélo-arabe ont accéléré la hausse des cours,

mais cette hausse se serait vraisemblablement produite, sans doute plus étalée dans le temps. En bref, la montée des prix de ces dernières années, comme celle de 1973, met en évidence un besoin pour les pays consommateurs de prendre des décisions. Un certain nombre de mesures ont été prises. Elles risquent cependant d'être insuffisantes si la demande poursuit sa progression. Comme indiqué ci-dessus, en l'absence d'événements géopolitiques, il est possible que les capacités de production soient restaurées si tous les projets de développement voient le jour comme prévu. On peut alors assister à une stabilisation ou une érosion des prix pendant un certain nombre d'années. Ensuite, même si le « pic pétrolier » proprement dit intervient seulement vers 2030, il est probable que la production d'hydrocarbures naturels ne puisse pas suivre la demande dès la prochaine décennie. Avant que les prix ne retrouvent un nouvel équilibre de long terme évoqué ci-dessus (estimé par exemple par P.-R. Bauquis aux environs d'une centaine de dollars par baril), il est fort possible qu'un « choc » supplémentaire, avec des niveaux de prix de 200 \$/b ou plus, soit nécessaire pour que les investissements soient réalisés du côté de l'offre comme du côté des usages.

Pour l'éviter et rendre possible un scénario intermédiaire, paradoxalement, il faudrait que ce scénario de double choc et une raréfaction des hydrocarbures naturels soient considérés comme inévitables. Rappelons en effet le rôle des anticipations et combien les prévisions peuvent être auto destructrices dans l'industrie pétrolière. Les évolutions techniques, le développement du pétrole non-Opep, les substitutions et les économies d'énergie qui ont permis de démentir les prévisions à la hausse des prix du brut faites jusqu'au début des années 1980 sont naturellement dus à la montée des cours, mais sans doute plus à ces prévisions de croissance inéluctable qu'au niveau de prix proprement dit. Bref, le facteur le plus efficace permettant d'éviter une pénurie serait l'apparition d'un consensus sur sa venue. Il inciterait l'ensemble des acteurs à prendre les décisions à temps, les opérateurs industriels à investir, les gouvernements à prendre les mesures nécessaires (réglementations en faveur de l'efficacité énergétique, voire taxation telle que celle proposée par Jean-Marc Jancovici...).

L'INFLUENCE DES VARIATIONS DU PRIX DU PÉTROLE : ANALYSE MACROÉCONOMIQUE STATIQUE

La question de l'influence macroéconomique des mouvements du prix du pétrole comporte une composante politique non négligeable et toutes sortes d'opinions circulent. Certains, très minoritaires, prétendent que les hausses du prix sont en fait favorables à la croissance [5], tandis que d'autres voient dans les mêmes hausses des signes annonciateurs d'une récession. D'un point de vue quantitatif, les estimations de l'impact

d'une variation du prix du pétrole sur l'activité macroéconomique divergent. En ce qui concerne les États-Unis, par exemple, les élasticités entre le PIB réel et le prix du pétrole évaluées à l'aide de modèles économétriques forment un large éventail, allant d'une valeur voisine de - 1 % pour l'OCDE à - 11,62 % pour Hamilton. Ainsi, d'un extrême à l'autre, une hausse de 10 \$ du baril, de 20 \$ à 30 \$, entraîne une déviation du PIB américain par rapport au niveau de référence allant d'environ 0,5 % à plus de 5,5 %.

Les écarts entre les estimations empiriques reflètent, d'une part, l'instabilité temporelle de la relation, d'autre part, les désaccords théoriques concernant les mécanismes par lesquels une fluctuation du cours du brut se propage à travers le système économique et affecte la conjoncture.

Une hausse du prix du brut représente en premier lieu un choc inflationniste exogène. Le commerce international en est affecté car le renchérissement de l'un des produits les plus échangés bouleverse les termes de l'échange entre les pays exportateurs et les importateurs nets. Ces derniers subissent dans un premier temps une détérioration de leurs balances commerciales ; sur un horizon plus long, les ajustements des taux de change ainsi que la demande en biens, en services et en épargne des pays exportateurs déterminent les évolutions ultérieures.

Au niveau des économies nationales, une hausse du prix du pétrole brut se répercute sur le prix des produits pétroliers et, du point de vue de la consommation, la facture énergétique des agents s'alourdit tandis que, du point de vue de la production, les entreprises sont confrontées à une hausse des coûts unitaires. En ce qui concerne la demande, il en résulte un ralentissement des dépenses de consommation, à moins que la variation du prix ne soit perçue comme de courte durée et que les agents ne préfèrent maintenir leur train de vie en réduisant leur épargne ou en empruntant (ce qui exercerait une pression à la hausse sur les taux d'intérêt). Du côté de l'offre de biens et services, une hausse du prix de l'énergie entraîne une baisse de la productivité qui se répercute sur 1) les salaires réels et l'emploi, 2) les prix de vente et l'inflation sous-jacente, 3) les taux de profits et l'investissement ainsi que les capitalisations boursières.

L'analyse théorique des mécanismes par lesquels une hausse des prix du pétrole se propage à travers le système économique repose sur une structure de type « arbre décisionnel » : selon les choix réalisés par les agents économiques, le préjudice occasionné par le renchérissement du baril sera supporté dans des proportions variables par les différents acteurs.

Cependant, la prise en compte de ces effets dans des modèles économétriques standards a rapidement révélé que l'influence du prix du pétrole sur l'activité économique s'exerce de façon instable, tant à court terme que sur longue période. En ce qui concerne cette seconde forme d'instabilité, les relations statistiques estimées jusqu'à la fin des années 70 semblent s'affaiblir dès le

début des années 80 jusqu'à devenir non significatives dans le courant des années 90 ([6], [7]).

Ce double constat a conduit à diverses interprétations. Certains économistes se sont efforcés de comprendre pourquoi nous observons cette atténuation progressive et cette variabilité à brève échéance des effets des mouvements du prix du pétrole.

D'autres ont interprété la qualité insuffisante des équations estimées comme le signe que l'influence du prix du pétrole avait été imparfaitement comprise jusque là. Ils se sont alors attachés à identifier des conséquences spécifiques aux variations brusques et marquées du prix qui légitimeraient une influence non linéaire sur les indicateurs agrégés d'activité économique et ils cherchent à mettre en évidence des relations stables entre des mesures de « choc pétrolier » exprimant de tels effets et les variations du PIB ou du taux de chômage.

LES SOURCES D'INSTABILITÉ TEMPORELLE

Outre la réduction de l'intensité énergétique des pays industrialisés depuis trente ans, il existe plusieurs sources de variabilité dans la relation entre le prix du pétrole et l'activité économique. Un renchérissement du baril ne se propage pas d'une façon prédéterminée à travers le système économique et les choix des différents agents (individus, entreprises, gouvernements et surtout autorité monétaire) conditionnent les évolutions ultérieures. Ces choix sont bien sûr fortement influencés par la situation actuelle et par les anticipations à différents horizons temporels.

Un phénomène d'apprentissage a joué dans le domaine de la politique monétaire : les Banques centrales ne se fient plus, à long terme, à l'arbitrage entre inflation et chômage qu'exprimait la première version de la « courbe de Phillips ».

Par ailleurs, sous le mandat de Paul Volcker au début des années 80, la maîtrise de l'inflation est devenue la mission prioritaire de la Fed. Ce renversement dans la hiérarchie des objectifs s'est traduit par une réaction beaucoup plus brutale de l'autorité monétaire aux hausses de l'indice des prix et il a entraîné une élévation durable des taux directeurs. Il existe depuis lors une forte corrélation entre les « chocs » pétroliers et les « chocs » monétaires. D'après Bernanke, Gertler et Watson [8], l'essentiel des pertes de PIB à la suite des renchérissements du brut a été dû aux politiques contraignantes adoptées par la Fed afin de lutter contre l'inflation, et particulièrement aux hausses des taux d'intérêt directeurs.

En raison de cette vigilance accrue des Banques centrales vis-à-vis des mouvements des prix, il semble désormais acquis que les hausses des cours des produits pétroliers ne se transmettent plus à l'inflation sous-jacente [9]. En particulier, des spirales inflationnistes telles que celles associées au premier choc pétrolier ne sont plus à craindre.

Les décisions de politique monétaire et, plus généralement, les décisions économiques dépendent également du contexte actuel. Raymond et Rich [10] ont analysé spécialement l'influence du prix du pétrole sur l'économie américaine selon la phase du cycle conjoncturel dans laquelle survient la variation de prix. Ils concluent qu'une hausse est préjudiciable lorsqu'elle survient dans une période de faible croissance ou de récession mais qu'elle n'a pas d'effet dans les périodes de forte croissance.

Ce résultat statistique peut s'expliquer par l'évolution des rapports de force entre les groupes d'agents économiques au cours du cycle conjoncturel et par l'existence de marges de manœuvre plus importantes lorsque l'activité économique accélère que dans les périodes de ralentissement. Les deux premiers chocs pétroliers sont survenus dans des phases de décélération de l'activité économique. En revanche, la hausse actuelle accompagne une période d'accélération.

Comme l'a fait remarquer le *Federal Open Market Committee*, il semble que les entreprises ne disposent pas actuellement d'un pouvoir de marché suffisant pour élever leurs prix de vente en raison notamment de la pression de la concurrence internationale. Le renchérissement du baril se répercute donc principalement, pour le moment, dans les profits unitaires des entreprises.

VARIATION DU PRIX DU PÉTROLE VERSUS « CHOC PÉTROLIER »

La recherche empirique sur les effets des mouvements du prix du pétrole s'est inspirée de travaux réalisés dans d'autres domaines de la recherche économique. Deux pistes, notamment, ont suscité un intérêt marqué.

Selon « l'hypothèse de dispersion » [11], un choc exogène peut provoquer des déséquilibres inter et intra-sectoriels (entre la demande et l'offre en facteurs de production) qui peuvent entraîner une sous-utilisation durable des ressources en travail et en capital dans certaines industries ; en ce qui concerne l'emploi, en particulier, la montée du chômage sera plus importante et plus longue si les agents s'attendent à tort à ce que les effets du choc soient de courte durée et si changer de secteur d'activité présente un coût.

Selon l'hypothèse du report d'investissement en présence d'incertitude, la valeur associée à l'option de reporter une décision d'investissement augmente fortement lorsque des informations utiles concernant l'évolution future du prix d'un intrant sont attendues [12]. Par conséquent, si les agents en ont le choix, ils auront tendance à attendre que les informations soient connues avant d'investir.

Ainsi, une variation brusque du prix du pétrole à la baisse pourrait, si elle entraîne des déséquilibres sectoriels ou un accroissement de l'incertitude, exercer une influence « indirecte » préjudiciable qui contrebalance-

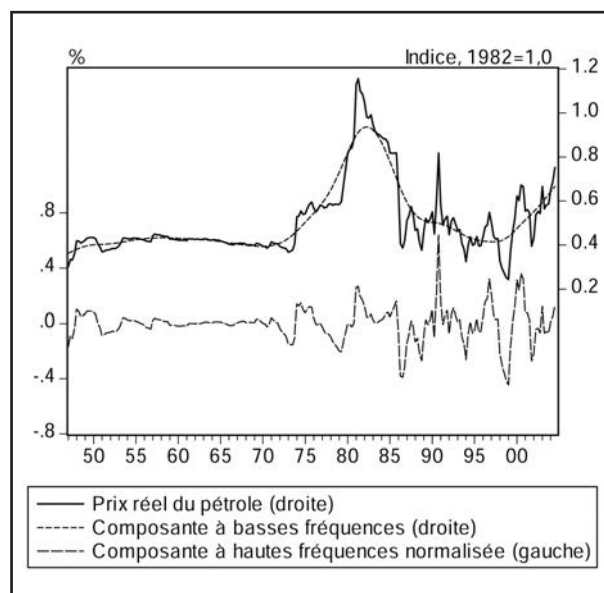


Figure 1 – Prix réel du pétrole et ses composantes spectrales à hautes et basses fréquences.

rait les effets « directs » favorables ; en cas de hausse des prix, les effets s'amplifieraient.

La vérification empirique de ces hypothèses et la quantification des effets est difficile au niveau macroéconomique car il est nécessaire de construire une mesure de « choc pétrolier » exprimant l'influence agrégée, asymétrique et non linéaire, des mouvements du prix. Les mesures proposées reflètent une grande variété d'opinions, telles que « les hausses de prix jouent mais non les baisses » [6], « les hausses de prix n'exercent une influence que si elles sont suffisamment importantes par rapport aux évolutions récentes » ([13] ; Figures 4-5) ou encore « l'effet d'une hausse est une fonction de son amplitude normalisée par le degré de variabilité courant du prix » ([14] ; Figure 3). De façon générale, les analyses empiriques exploitant des mesures de « choc pétrolier » présentent deux faiblesses qui limitent leur intérêt pratique : d'un point de vue théorique, les mesures utilisées ne sont pas justifiées ([8], [15]) ; empiriquement, les relations estimées grâce à ces mesures se révèlent généralement instables et non significatives après quelques années ([16], [17]).

Les modèles du FMI et de l'OCDE [18] traitent les variations du prix du pétrole comme des chocs quelconques sur l'offre et parviennent à des élasticités proches de -1 % pour les États-Unis (lorsque la politique monétaire n'est pas expansionniste). L'AIE [19] estime qu'une hausse du prix du baril de 25 à 35 \$ provoque pendant deux ans une baisse du PIB de 0,3 point de pourcentage aux États-Unis, de 0,4 point au Japon et de 0,5 point pour l'ensemble des pays de la zone euro. La plupart des autres études empiriques réalisées sur le sujet utilisent des données américaines. A titre d'exemples, Mory [20] et Mork *et al.* [21] aboutissent à des estimations de l'élasticité du PIB vis-à-vis des hausses de prix égales, respectivement, à $-5,5$ % et $-5,4$ % à partir de régressions log-linéaires autorégres-

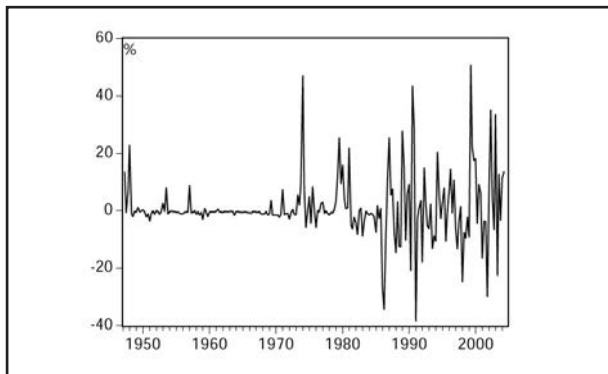
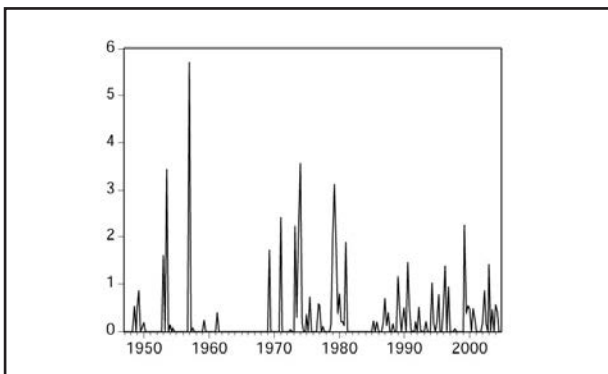


Figure 2 – Taux de variation du prix.

Figure 3 – Variable de « choc pétrolier » de Lee *et al.* (1995).

sives du PIB. Avec les mesures de « choc pétrolier » de Hamilton ([22] ; Figure 5) et de Lee, Ni et Ratti ([14] ; Figure 3), les résultats obtenus sont $-11,62\%$ et $-5,35\%$ respectivement (au bout de 8 trimestres). Dotsey et Reid [23], quant à eux, parviennent à une élasticité cumulée de $-9,4\%$ au moment où la réaction est la plus importante (au bout de 7 trimestres).

Sur les quinze dernières années, le Département de l'énergie américain a utilisé dans ses analyses de politique énergétique une valeur comprise entre $-2,5\%$ et $-5,5\%$ [24].

En ce qui concerne les autres pays, et notamment les pays européens, les études sont nettement moins nombreuses. Nous pouvons mentionner Mork *et al.* [21] et Papapetrou [25]. Les premiers aboutissent à des estimations de l'élasticité du PIB vis-à-vis des hausses de prix égales à $-2,3\%$ pour le Japon, $-8,1\%$ pour l'Allemagne de l'Ouest, $-9,8\%$ pour la France, $-6,4\%$ pour le Canada, $-3,8\%$ pour le Royaume-Uni et $5,1\%$ pour la Norvège. Quant à Papapetrou, elle analyse l'influence de l'indice des prix à la consommation des produits pétroliers sur l'économie grecque entre 1989M1 et 1999M6 ; elle estime des élasticités de la production industrielle et de l'emploi de $-2,7\%$ et $-0,8\%$.

Plus récemment, Jimenez-Rodriguez et Sánchez [26] ont comparé, pour les principaux pays industrialisés, les élasticités estimées à partir d'une mesure classique du prix du pétrole et celles obtenues avec une mesure de « choc pétrolier » pour une hausse de 100% : dans le

premier cas, les pertes de PIB sont de $3,5\%$ aux États-Unis et d'environ 2% pour les pays européens ; dans le second cas, les pertes de PIB s'élèvent jusqu'à 5% aux États-Unis et s'étalent de $2,3$ à 5% pour les pays européens.

LES ANALYSES DÉSAGRÉGÉES ET LES EFFETS MICROÉCONOMIQUES

Certains économistes ont analysé l'influence du prix du pétrole sur l'économie américaine à l'aide de données désagrégées, régionales [27] ou sectorielles ([28], [29], [30]). La plus grande complexité de ces études rend difficile la synthèse de leurs résultats. En particulier, l'impact agrégé (sur le PIB ou l'emploi au niveau national) d'une variation du prix du pétrole dépend des parts des différentes régions ou des différents secteurs dans l'économie et il évolue donc au cours du temps.

Sur le court terme, le déplacement du prix rend inefficace l'allocation des facteurs de production et peut également entraîner une inadéquation entre les compétences des travailleurs et les caractéristiques du capital ou les besoins des entreprises. Ainsi, l'industrie automobile américaine a tourné pendant plusieurs années en sous-régime à la suite du premier choc pétrolier [31] car la demande en gros véhicules a chuté au profit de petites voitures moins consommatrices, pour lesquelles les constructeurs ne disposaient ni des compétences techniques, ni des compétences commerciales associées. L'industrie automobile japonaise a largement profité de cette évolution de la demande.

En moyenne, Davis et Haltiwanger estiment qu'un choc positif d'un écart-type sur le prix du pétrole conduit à la destruction de 290 000 postes et à la création de 30 000 emplois dans les deux premières années qui suivent la hausse des cours (à titre de comparaison, le premier choc correspondait à 1,7 écart-type et le deuxième à 2 écarts-types). Au bout de quatre ans, la réponse nette consiste en la disparition de 60 000 postes et la réallocation de 414 000 travailleurs, ce qui représente plus de 3% de la masse salariale industrielle totale. Par ailleurs, l'impact d'un choc pétrolier est plus marqué (par ordre d'importance) pour les entreprises dont le capital par travailleur est élevé, qui produisent des biens durables et qui ont des besoins forts en énergie dans leurs processus de production.

Un renchérissement du pétrole affecte aussi de façon inégale les travailleurs qualifiés et les autres [28] : à court terme, les premiers subissent une diminution moindre de leur salaire réel ; à long terme, la probabilité qu'ils se trouvent sans emploi est plus faible.

En utilisant la classification SIC en 10 super-secteurs, Lescaroux [32] estime une élasticité moyenne à court terme de $-3,1\%$ entre le PIB réel américain et l'écart par rapport à son niveau d'équilibre de l'indice de prix à la production des produits pétroliers dans les conditions d'équilibre de long terme de 1996. L'élasticité

mesurée est d'autant plus forte que le déséquilibre est long et brusque.

LES EFFETS CONTRASTÉS DES CYCLES ET DES RUPTURES DU PRIX DU PÉTROLE ET LEUR QUANTIFICATION

La plupart des analyses mentionnées pourraient se révéler d'une utilité limitée dans la situation présente. En effet, nous sommes confrontés à une hausse du prix d'équilibre du pétrole (assimilé à la composante à basses fréquences sur la Figure 1). Les résultats publiés sont généralement obtenus à l'aide de modèles qui ne différencient pas les variations de la composante à hautes fréquences de celles de la composante à basses fréquences.

Ainsi, les effets « standards » identifiés s'exercent de toute évidence à court terme en cas de fluctuation haussière du prix.

En revanche, l'apparition de déséquilibres inter et intra-sectoriels ou le report de décisions d'investissement ne peuvent résulter que d'une hausse durable du prix, telle que celle observée actuellement.

Nous pouvons donc considérer, de façon simplificatrice, que les analyses qui exploitent comme variable pétrolière les variations du prix (Figures 1-2) quantifient les effets « standards » associées aux fluctuations du cours du brut autour de son niveau d'équilibre tandis

que celles qui reposent sur des mesures de « choc pétrolier » (Figures 1, 3-5) s'efforcent d'évaluer les conséquences d'une rupture dans le niveau d'équilibre.

Les élasticités du PIB réel américain par rapport à un déséquilibre à la hausse et par rapport à une hausse du prix d'équilibre se situeraient donc approximativement dans des bandes allant, respectivement, de -1% à $-5,5\%$ et de -5% à $-11,5\%$.

La largeur de l'intervalle dans le premier cas reflète la variabilité des effets d'une fluctuation du prix du pétrole selon son allure et selon un ensemble de paramètres conjoncturels et structurels de l'économie (phase du cycle, politique monétaire, intensité énergétique...).

L'intervalle couvert par les estimations des effets d'une rupture dans le prix du pétrole, qui est celui qui nous intéresse dans la situation actuelle, doit être considéré avec beaucoup de précaution.

Comme nous l'avons déjà précisé, les valeurs numériques des élasticités obtenues dépendent très fortement du choix de la mesure de choc pétrolier utilisée alors que les principales transformations proposées ne sont pas justifiées théoriquement et conduisent empiriquement à des régressions qui se révèlent non satisfaisantes quelques années seulement après leur publication.

Plus généralement, nous pouvons nous interroger sur la pertinence d'une approche économétrique lorsqu'il s'agit de quantifier les conséquences d'événements exceptionnels et se référer aux expériences des années 70 et 80 pourrait être trompeur car les déplacements du niveau d'équilibre du prix du pétrole entraînent des ajustements structurels du système économique et de la société dans son ensemble. Les ruptures dans la chronique du prix du pétrole sont relativement rares et, jusqu'à maintenant, elles ont coïncidé avec des chocs d'autres origines (fin du système monétaire de Bretton Woods au début des années 70, durcissement de la politique monétaire américaine et envol du dollar au début des années 80). Il est donc difficile de distinguer statistiquement les conséquences respectives de ces diverses influences. Par ailleurs, en raison de leur violence, ces événements suscitent de nombreuses analyses qui permettent de mieux les comprendre et d'identifier les choix les moins adaptés afin de ne pas répéter les erreurs passées. Ainsi, la vigilance accrue des Banques centrales vis-à-vis de l'inflation permettra sans doute d'éviter les spirales prix/salaires. De la même façon, les politiques de contrôle des prix mises en œuvre par la plupart des pays occidentaux au début des années 70 ont montré leur inefficacité et leurs dangers.

Par ailleurs, les relations commerciales internationales ont, elles aussi, évolué, notamment en raison du développement accéléré de certaines régions dynamiques. Lors des deux premiers chocs, les revenus pétroliers de l'Opep ont très majoritairement bénéficié aux pays occidentaux, tandis que la part des pays émergents dans les importations totales des principaux producteurs est actuellement proche de 50% [33]. Le FMI constate également que ces revenus sont jusqu'à maintenant recyclés moins rapidement que dans les années 70 et

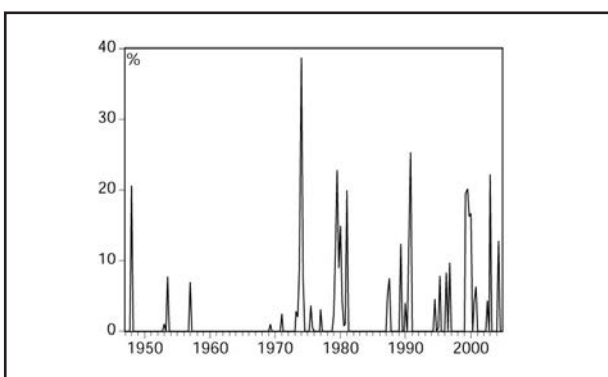


Figure 4 – Variable de « choc pétrolier » de Hamilton (1996).

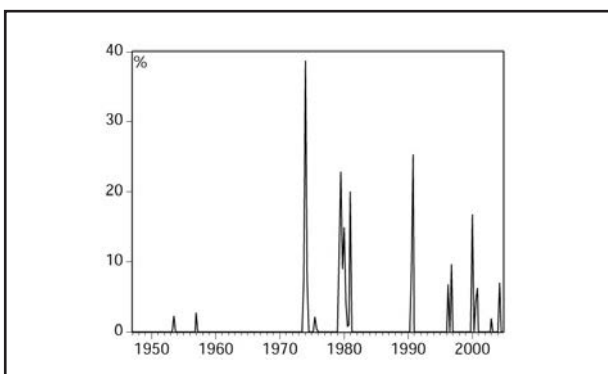


Figure 5 – Variable de « choc pétrolier » de Hamilton (2003).

80. Cependant, la perception qui se répand d'une hausse durable du prix d'équilibre du pétrole pourrait conduire prochainement à une accélération des dépenses de consommation des pays producteurs afin de satisfaire l'accroissement des besoins sous la pression démographique.

Ainsi, l'analyse du passé ne nous apporte qu'une aide limitée, car les conditions structurelles de la hausse ne sont pas les mêmes et parce que les efforts d'adaptation réalisés peuvent se poursuivre, mais non se répéter.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] R. M. Solow (1974), The economics of resources or the resources of economics, *American Economic Review*, n° 64.
- [2] P. Artus (2005), Un baril à 300 dollars, *La Tribune*, 2 décembre.
- [3] D. Babusiaux, P.-R. Bauquis, *et al.* (2002), *Recherche et production du pétrole et du gaz, Réserves, coûts, contrats*, Technip, Paris.
- [4] AFTP, CFE, IFP, Conférence « Les pics pétrolier et gazier : conséquences et enjeux » <http://www.ifp.fr/IFP/fr/IFP00EVE.nsf/VFODocumentCON/E7B7EBE7F4733C0D8025715400343004?OpenDocument>
- [5] A. McKillop : A counterintuitive notion : economic growth bolstered by high oil prices, strong oil demand, *Oil and Gas Journal*, 19 avril 2004.
- [6] K. A. Mork : Oil and the macroeconomy when prices go up and down : An extension of Hamilton's results, *Journal of Political Economy*, 1989, vol. 97, n° 3.
- [7] M. Hooker : What happened to the oil price-macroeconomy relationship?, *Journal of Monetary Economics*, 1996, 38.
- [8] B. S. Bernanke, M. Gertler et M. Watson : Systematic monetary policy and the effects of oil price shocks, *Brookings Papers on Economic Activity*, 1997(1).
- [9] M. Hooeker : Are oil shocks inflationary ? Asymmetric and nonlinear specifications versus changes in regime, *Federal Reserve Board (FEDS), Working Paper 1999-65*, 1999.
- [10] J. E. Raymond et R. W. Rich : Oil and the macroeconomy : A Markov state-switching approach, *Journal of Money, Credit and Banking*, 1997, vol. 29, n° 2.
- [11] D. M. Lilien : Sectoral shifts and cyclical unemployment, *Journal of Political Economy*, 1982, vol. 90, n° 4.
- [12] R. S. Pindyck : Irreversibility, uncertainty and investment, *Journal of Economic Literature*, 1991, vol. 29(3).
- [13] J. D. Hamilton : This is what happened to the oil price-macroeconomy relationship, *Journal of Monetary Economics*, 1996, 38.
- [14] K. Lee, S. Ni et R. A. Ratti : Oil shocks and the macroeconomy : The role of price variability, *The Energy Journal*, 1995, 16(4).
- [15] M. Hooker : This is what happened to the oil price-macroeconomy relationship : Reply, *Journal of Monetary Economics*, 1996, 38.
- [16] M. Hooker : Exploring the robustness of the oil price-macroeconomy relationship, *Federal Reserve Board (FEDS), Working Paper 1997-56*, 1997.
- [17] M. Hooker : Oil and the macroeconomy revisited, *Federal Reserve Board (FEDS), Working Paper 1999-43*, 1999.
- [18] Organisation de coopération et de développement économique : évolution des prix du pétrole : moteurs, conséquences économiques et ajustement des politiques, *Perspectives économiques de l'OCDE*, 2004, n° 76.
- [19] Agence internationale de l'énergie : Analysis of the impact of high oil prices on the global economy, *Energy prices and taxes*, 2^e trimestre 2004.
- [20] J. F. Mory : Oil prices and economic activity : Is the relationship symmetric ?, *The Energy Journal*, 1993, vol. 14, n° 4.
- [21] K. A. Mork, Ø. Olsen et H. T. Mysen : Macroeconomic responses to oil price increases and decreases in seven OECD countries, *The Energy Journal*, 1994, 15(4).
- [22] J. D. Hamilton : What is an oil shock?, *Journal of Econometrics*, 2003, vol. 113.
- [23] M. Dotsey et M. Reid : Oil shocks, monetary policy, and economic activity, *Federal Reserve Bank of Richmond Economic Review*, 1992, 78/4.
- [24] D. W. Jones, P. N. Leiby et I. K. Paik : Oil price shocks and the macroeconomy : What has been learned since 1996, *The Energy Journal*, 2004, vol. 25(2).
- [25] E. Papapetrou : Oil price shocks, stock market, economic activity and employment in Greece, *Energy Economics*, 2001, vol. 23.
- [26] R. Jimenez-Rodriguez et M. Sanchez : Oil price shocks and real GDP growth – Empirical evidence for some OECD countries, *ECB Working Paper Series*, 2004, n° 362.
- [27] S. J. Davis, P. Loungani et R. Mahidhara : Regional labor fluctuations : oil shocks, military spending, and other driving forces, *Board of Governors of the Federal Reserve System, International Finance Discussion Paper*, n° 578, 1997.
- [28] M. P. Keanee et E. S. Prasad : The employment and wage effects of oil price changes : A sectoral analysis, *The Review of Economics and Statistics*, 1996, vol. 78.
- [29] S. J. Davis et J. Haltiwanger : Sectoral job creation and destruction responses to oil price changes, *Journal of Monetary Economics*, 2001, 48.
- [30] K. Lee et S. Ni : On the dynamic effects of oil price shocks : A study using industry level data, *Journal of Monetary Economics*, 2002.
- [31] T. F. Bresnahan et V. A. Ramey : Segment shifts and capacity utilization in the U.S. automobile industry, *American Economic Review Papers and Proceedings*, May 1993, vol. 83, n°2.
- [32] F. Lescaroux : Le prix du pétrole et les cycles conjoncturels américains, thèse de sciences économiques, IFP / UB, 2006.
- [33] Fonds monétaire international : Oil prices and global imbalances, *World Economic Outlook*, avril 2006.

Électricité et politique énergétique : spécificités françaises et enjeux dans le cadre européen

TENDANCES

Les choix faits par la France dans sa politique énergétique en matière d'électricité (efforts de maîtrise de la demande, large place accordée à l'électricité et prépondérance du nucléaire) ont limité sa facture énergétique et accru son indépendance énergétique. Ils ont également contribué à maintenir des prix plus bas et moins volatils que ceux de ses partenaires commerciaux, améliorant ainsi la compétitivité des entreprises et limitant l'exposition de l'économie au risque « prix ». De même, ils se traduisent, toutes énergies confondues, par de faibles émissions françaises de CO₂ par rapport aux autres pays développés et une place de plus en plus importante accordée aux ENR dans le bouquet énergétique.

Par **Sylvie SCHERRER**, DGEMP, Observatoire de l'Énergie

La politique énergétique de la France, engagée à la suite du premier choc pétrolier en 1973-1974, consistait essentiellement à renforcer la sécurité d'approvisionnement à long terme de la France. Elle s'est ensuite enrichie de préoccupations complémentaires qui revêtent maintenant une importance égale : la compétitivité, la préservation de la santé et de l'environnement, et la garantie de la cohésion sociale et territoriale. Pour améliorer sa sécurité d'approvisionnement, et compte tenu de son déficit en ressources énergétiques, la France avait décidé, au lendemain du premier choc pétrolier, d'agir sur la demande d'énergie en développant des actions en faveur des économies d'énergie. Parallèlement, une diversification de l'offre avait été engagée, en faisant une place plus importante à l'électricité dans le bouquet énergétique français : il s'agissait là, en effet, du levier quasiment unique dont la France

disposait côté offre pour améliorer son indépendance énergétique.

Dans le contexte actuel de libéralisation des marchés européens de l'électricité, auquel est venu s'ajouter le renchérissement des prix de l'énergie, les questions énergétiques se posent en termes renouvelés. L'augmentation des prix des énergies pose de façon accrue la question de la compétitivité de l'économie française : quels types d'approvisionnement et quelles orientations technologiques permettraient de desserrer cette contrainte ? C'est ainsi l'ensemble des grandes orientations de la politique énergétique française qui méritent d'être réexaminées dans un cadre plus large : celui de l'Europe.

Tel est le but de cet article qui, après avoir présenté l'organisation actuelle du marché français de l'électricité et les modifications intervenues récemment suite à son

ouverture à la concurrence, s'attache à décrire les évolutions, depuis le premier choc pétrolier, de la place accordée à l'électricité dans le bouquet énergétique français, ainsi que des choix technologiques expliquant la structure de production électrique actuelle, caractérisée par la part prépondérante du nucléaire. Ensuite, la politique énergétique française en matière d'électricité est mise en perspective avec les grandes orientations européennes, afin de mettre en évidence la façon dont les choix effectués pour cette filière contribuent à atteindre les objectifs européens de sécurité énergétique, de respect de l'environnement et de libéralisation des marchés.



© Ian Hamming/REA

La France a choisi de répondre au déficit en ressources énergétiques dont elle souffrait en favorisant le développement de l'électricité, et plus précisément celle issue des filières nucléaire et hydraulique, ainsi que celle provenant des autres énergies renouvelables, notamment l'éolien (photo : éoliennes en Camargue).

organisés dans le cadre défini par la programmation des investissements de production d'électricité (PPI – Cf. § 2.2.). Cette organisation permet d'assurer la sécurité d'approvisionnement et le développement des énergies renouvelables et de la cogénération, filières qui bénéficient d'un régime d'obligation d'achat. L'activité de négoce d'électricité s'exerce, elle, dans le cadre d'un système de déclaration. Le système d'accès réglementé aux réseaux avec des tarifs fixés sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a été retenu afin d'offrir transparence et efficacité concurrentielle. Cette situation est confortée avec la mise en œuvre des dispositions concernant la séparation des activités régulées,

d'une part, et des activités concurrentielles, d'autre part : l'activité de transport est ainsi exercée par la société RTE, juridiquement distincte d'EDF. RTE exploite et entretient le réseau public de transport d'électricité en étant responsable de son développement afin de permettre le raccordement et l'accès des utilisateurs (producteurs, réseaux de distribution, consommateurs) ainsi que l'interconnexion avec les autres réseaux.

Pour la régulation, à côté du ministre délégué à l'Industrie, en charge de la définition de la politique de l'électricité et des missions de service public, la CRE est une autorité de régulation indépendante et spécialisée. Par ses compétences en matière d'accès aux réseaux, elle est chargée d'assurer le bon fonctionnement concurrentiel du marché de l'électricité.

L'ORGANISATION DU MARCHÉ FRANÇAIS DE L'ÉLECTRICITÉ

Les deux directives européennes fixant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité (96/92 du 19 décembre 1996 et 2003/54 du 26 juin 2003) ont été transposées par la loi du 10 février 2000 relative au service public de l'électricité et par la loi du 9 août 2004 relative aux entreprises électriques et gazières.

Désormais, l'activité de production d'électricité est une activité concurrentielle exercée sous un régime d'autorisations ministérielles. Des appels d'offres peuvent être

Depuis le 1^{er} juillet 2004, tous les clients professionnels sont éligibles. Le marché français de l'électricité est ainsi maintenant ouvert à la concurrence à hauteur d'environ 70 %, et le sera en totalité à compter du 1^{er} juillet 2007. En outre, RTE organise des appels d'offres pour acquérir au meilleur prix l'électricité nécessaire à la compensation des pertes physiques d'électricité sur le réseau de transport français.

EDF, détenue à 85 % par l'Etat à la suite des récentes modifications apportées à son capital en novembre 2005, produit 90 % de l'électricité française, le complément étant essentiellement fourni par les centrales de la CNR, la SNET, la SHEM, ainsi que celles de la sidérurgie. Il existe au total plus de 3 000 producteurs indépendants d'électricité. EDF est, par ailleurs, l'acteur majeur de la distribution ; interviennent, en outre, près de 165 entreprises locales de distribution (ELD), dont les livraisons représentent environ 5 % de l'ensemble de la consommation intérieure totale.

OBJECTIFS, MOYENS D'ACTION ET MISE EN ŒUVRE DE LA POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE FRANÇAISE

La loi du 13 juillet 2005 identifie quatre grands objectifs de long terme pour la politique énergétique française :

- contribuer à l'indépendance énergétique française et garantir la sécurité d'approvisionnement ;
- assurer un prix compétitif de l'énergie ;
- préserver la santé humaine et l'environnement, en particulier en luttant contre l'aggravation de l'effet de serre ;
- garantir la cohésion sociale et territoriale, en assurant l'accès de tous à l'énergie.

Pour atteindre ces objectifs de long terme, quatre grands axes d'actions ont été définis :

- maîtriser la demande d'énergie, grâce à de nombreuses mesures et programmes mobilisateurs, notamment un dispositif de certificats d'économie d'énergie (les « certificats blancs »), des normes et réglementations, ainsi qu'une fiscalité incitative ;
- diversifier le bouquet énergétique, en accroissant l'usage des énergies renouvelables, en maintenant ouverte l'option nucléaire et, de façon générale, en développant un appareil de production d'énergie performant ; en font partie les raffineries, qui contribuent pour environ 90 % au marché national de pétrole, ainsi que les réacteurs nucléaires, avec la construction d'un « EPR » (*European water Pressurized Reactor*) d'ici 2012 à Flamanville, la contribution du nucléaire à la production nationale d'électricité s'élevant à 78 % en 2005 ;
- développer la recherche et l'innovation dans le secteur de l'énergie, parce qu'il s'agit d'un impératif pour relever les défis de long terme, par exemple pour les bio-énergies, la pile à combustible, la voiture propre, les bâtiments à basse consommation, le solaire, la capta-

tion et le stockage souterrain du CO₂, le nucléaire de 4^e génération ; la création récente des agences ANR (Agence nationale de la recherche) et AII (Agence de l'innovation industrielle) permet de mettre en œuvre des stratégies de recherche et d'innovation appropriées ;

- assurer des moyens de transport et de stockage adaptés aux besoins, notamment pour garantir la qualité de la fourniture d'électricité, conforter la sécurité des réseaux électrique et gazier et, de façon générale, améliorer la sécurité d'approvisionnement de la France.

Les leviers dont la France dispose pour atteindre ses objectifs se heurtent à certaines difficultés.

Concernant la demande, de nombreuses actions de maîtrise de l'énergie sont mises en œuvre ; elles concernent toutes les énergies. Toute politique visant à améliorer la sécurité d'approvisionnement passe, en premier lieu, par la mise en œuvre de mesures de gestion de la demande. Mais leur réussite suppose notamment des changements de comportements, parfois lents à se mettre en place.

Concernant les actions sur l'offre, et la détermination du « bon » bouquet énergétique, il convient de distinguer deux sortes d'énergies : celles pour lesquelles la demande peut être satisfaite, pour tout ou partie, par une production nationale, et celles pour lesquelles le recours aux importations est indispensable, faute de disposer de ressources nationales suffisantes. L'éventail des choix possibles offerts aux pouvoirs publics en matière de politique énergétique sera naturellement d'autant plus grand que les ressources propres du pays sont importantes et diversifiées.

Or, pour la France, seule l'électricité relève de la première catégorie. En effet, en comparaison avec de nombreux pays du monde, et même avec bon nombre de nos proches voisins, la France est pauvre en ressources énergétiques fossiles, de sorte que sa marge de manœuvre pour réduire sa dépendance énergétique vis-à-vis de l'extérieur est faible : la question de la sécurité d'approvisionnement se pose de façon d'autant plus prégnante. Ainsi, l'exploitation du charbon a été arrêtée en France en avril 2004, avec la fermeture de la dernière mine à Creutzwald, en Lorraine ; par ailleurs, la production annuelle de pétrole et de gaz est inférieure à 2,5 Mtep par an, pour une consommation totale d'énergie de 276 Mtep en 2005.

Pourtant, pour certains usages énergétiques, il apparaît impossible, à court terme, de se passer de ces formes d'énergies : c'est vrai pour les transports, ainsi que pour les usages non énergétiques du charbon, pétrole et gaz (plastiques, engrais, sidérurgie, goudrons, etc.).

A l'inverse, pour d'autres usages, des substitutions sont possibles entre formes d'énergies : ainsi, pour le chauffage, le choix se fait, au moins à moyen terme, entre le fioul domestique, le gaz naturel, l'électricité, la chaleur urbaine. Pour peu que les conditions financières le permettent (coûts des installations, prix des combustibles), il est ainsi possible, pour ces usages, d'orienter une partie des consommations vers les types d'énergie souhaités. Bien sûr, ces évolutions ne sont jamais complètes,

ni immédiates : elles nécessitent également des changements de comportement des consommateurs et la mise en place d'investissements spécifiques et d'incitations, qui leur confèrent un caractère de moyen terme, voire de long terme. Elles se heurtent de ce fait à de nombreuses rigidités, qui freinent leur réalisation.

La France a ainsi notamment choisi de répondre au déficit en ressources énergétiques dont elle souffrait en favorisant le développement de l'électricité, et plus précisément celle issue des filières nucléaire et hydraulique, ainsi que celle provenant des autres énergies renouvelables, notamment l'éolien. Ces choix sont venus s'ajouter aux efforts d'économies d'énergie visant à modérer la demande, et à la diversification de nos approvisionnements, tant au niveau de la provenance géographique de nos importations, que de leur structure par énergie.

Des contraintes supplémentaires pour garantir la sécurité d'approvisionnement électrique

L'électricité se caractérise par des particularités techniques, qui en font une énergie à part. Toute réflexion sur les enjeux liés à la filière électrique et sa contribution aux objectifs énergétiques globaux, notamment en matière de sécurité d'approvisionnement, ne saurait faire abstraction des contraintes liées à ces spécificités. L'électricité est tout d'abord soumise à des lois physiques contraignantes, au premier rang desquelles l'impossibilité de la stocker, ce qui suppose un ajustement constant de l'offre à la demande pour assurer la sécurité d'approvisionnement du réseau. Toutefois, l'absence de défaillance ne peut être garantie de façon absolue, et il convient de définir le niveau « acceptable » de risque de défaillance. Le fonctionnement du réseau électrique français, à court terme et à long terme, repose ainsi sur le choix fait par les pouvoirs publics d'un certain niveau de sécurité d'approvisionnement.

A court terme, la gestion opérationnelle de l'équilibre sur le marché électrique français revient à RTE, qui, pour cela, confronte les prévisions de consommations et de disponibilités électriques, estimées à partir des programmes de productions, d'importations et d'exportations. Ainsi, pour estimer la pointe du lendemain, RTE évalue la marge de puissance nécessaire pour faire face aux aléas qui surviendront en temps réel avec une probabilité inférieure à une chance sur cent de devoir recourir aux moyens exceptionnels. RTE peut ensuite ajuster la marge en utilisant en cas de besoin les moyens mis à sa disposition sur le mécanisme d'ajustement. Si ces derniers s'avèrent insuffisants, des moyens exceptionnels pourront être mobilisés : contrats de secours avec les gestionnaires de transport voisins, sollicitation maximale des moyens de production, baisses de tensions, etc. Ce n'est qu'en dernier lieu que le recours aux délestages des consommateurs est utilisé.

A moyen et long termes, s'ajoutent la lourdeur des investissements à tous les stades de la filière (production, transport, distribution), ainsi que leur longue durée de réalisation, exigeant des décisions très antérieures à la date de mise en service des diverses installations. Ces caractéristiques ont ainsi rendu indispensable la réalisation d'exercices de prévisions des flux électriques à moyen terme (demande, offre), afin que les moyens de production et de transport puissent répondre aux besoins le moment voulu. C'est dans ce cadre que s'inscrivent la programmation pluriannuelle des investissements (PPI) et les bilans prévisionnels réalisés par RTE, qui sont tous deux des exercices de sécurité d'approvisionnement, ainsi que les travaux de prospective de l'Observatoire de l'Énergie.

Le dimensionnement optimal du parc de production repose également sur un critère défini par les pouvoirs publics ; actuellement, le parc est ainsi réputé ajusté lorsque la durée moyenne de défaillance potentielle ne dépasse pas trois heures par an, ce qui équivaut, en France métropolitaine continentale à la probabilité de survenue d'un délestage une fois tous les dix ans. Bien entendu, cette définition n'est pas immuable et doit être régulièrement réexaminée au regard des évolutions constatées et des attentes socio-économiques.

Dans le cadre de la loi du 10 février 2000, RTE élabore tous les deux ans, à la demande du Ministre délégué à l'Industrie, un bilan prévisionnel de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité. Le dernier bilan est paru en juillet 2005 et porte sur l'horizon 2020.

Le bilan prévisionnel consiste à :

- établir des prévisions de consommation intérieure d'électricité et d'échanges entre la France et les autres pays, éléments constituant la demande totale d'électricité ;
- confronter ces prévisions de demande aux perspectives connues d'évolution des parcs de production ;
- évaluer ainsi les besoins en nouvelles capacités de production aux différentes échéances pour garantir un niveau défini de sécurité d'approvisionnement.

L'article 6 de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité prévoit que le Ministre chargé de l'Énergie arrête et rende publique une programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité (PPI) dont l'objectif est de traduire de façon concrète les objectifs de politique énergétique dans le domaine de l'électricité. La PPI fixe ainsi des objectifs de développement des moyens de production d'électricité installés en France, en termes de répartition des capacités de production par source d'énergie primaire utilisée, et de techniques de production mises en œuvre. Elle examine également la situation particulière de certaines zones géographiques. Pour cela, elle s'appuie notamment sur le bilan prévisionnel de l'évolution de la production et de la consommation d'électricité élaboré par RTE. L'article 8 de la loi du 10 février 2000 prévoit que le Ministre chargé de l'Énergie peut recourir à la procédure d'appel d'offres dans le cas où les

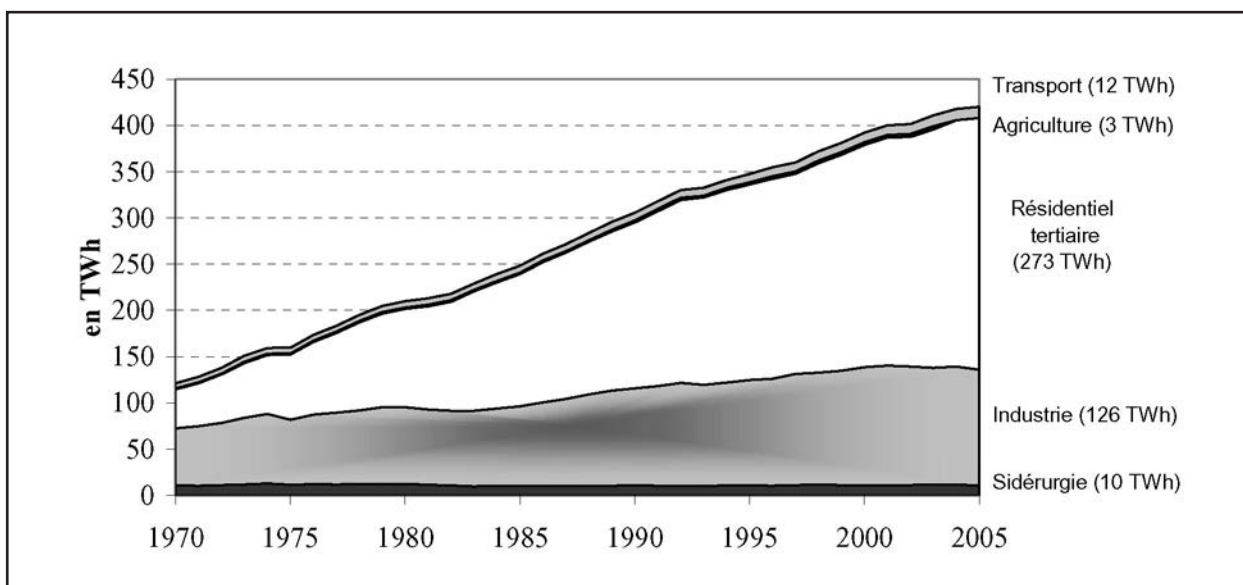


Figure 1 – Consommation finale d'électricité par secteur, corrigée du climat, en TWh.
(Les chiffres entre parenthèses correspondent à la consommation d'électricité des différents secteurs en 2005)
Source : Observatoire de l'Énergie

capacités de production d'électricité ne répondent pas aux objectifs de la PPI. Après une première PPI transmise au Parlement en 2003, un second exercice va prochainement être publié.

LE CHOIX FRANÇAIS D'ACCORDER UNE LARGE PLACE À L'ÉLECTRICITÉ DANS LE BOUQUET ÉNERGÉTIQUE

Grâce au développement du nucléaire et des ENR, la part de l'électricité dans la consommation finale d'énergie a plus que doublé en 35 ans, passant de moins de 10 % au début des années 1970 à plus de 20 % actuellement.

Entre 1970 et 2005, la consommation énergétique finale, toutes énergies confondues, a augmenté à un rythme annuel moyen de 1 %, tandis que, dans le même temps, la consommation d'électricité progressait à un rythme beaucoup plus rapide, de 3,6 % par an en moyenne. En conséquence, la part de l'électricité dans la consommation finale d'énergie est passée de moins de 10 % en 1973 à presque 23 % en 2005.

Toutefois, fruit des mesures de maîtrise de la demande adoptées pour tous les secteurs et toutes les énergies, une inflexion significative de tendance a été observée ces dernières années en matière de consommation d'énergie : ainsi, sur les dix dernières années, la consommation totale s'est accrue à un rythme annuel moyen de 0,8 %, tandis que la hausse de la consommation d'électricité tombait à + 2,0 % par an. L'inflexion est encore nettement plus marquée sur les cinq dernières années, puisque la croissance de la consommation finale d'électricité ne se fait plus qu'à un rythme moyen annuel de + 1,5 %, un recul étant observé pour l'ensemble des énergies : - 0,2 % par an en moyenne.

La consommation d'électricité finale a globalement été multipliée par plus de trois depuis 1970. Cette croissance s'est accompagnée d'une modification de la structure de la consommation par secteur (voir la figure 1). En 1970, le secteur le plus consommateur d'électricité était l'industrie, sa part étant alors de plus de 50 %, tandis que le résidentiel-tertiaire consommait environ 35 % de l'électricité finale. Entre 1970 et 2005, la consommation d'électricité du résidentiel-tertiaire a augmenté beaucoup plus vite que celle de l'industrie, avec un rythme moyen de croissance annuel de plus de 5 %, contre seulement 2 % pour l'industrie, de telle sorte qu'en 2005, le résidentiel-tertiaire consomme deux fois plus d'électricité que l'industrie, avec une part de 64 % (35 % pour le résidentiel et 29 % pour le tertiaire), contre 30 % pour l'industrie. La part des transports ne dépasse pas 3 % et celle de l'agriculture 1 %. Cette forte augmentation de la consommation d'électricité du résidentiel-tertiaire est notamment liée au fort développement du chauffage électrique en France, une particularité française par rapport à bon nombre de nos voisins européens. La consommation finale d'électricité du secteur résidentiel est ainsi maintenant destinée pour 32 % au chauffage, pour 46 % à des usages spécifiques et pour 22 % à l'eau chaude sanitaire et à la cuisson. Dans le secteur tertiaire, ces parts sont respectivement de 15 %, 74 % et 11 %.

Concernant l'industrie, parmi les secteurs les plus gros consommateurs d'électricité, se trouvent le secteur « mécanique-fonderie-travail des métaux » (19 % de la consommation finale totale d'électricité), la métallurgie (18 % dont 8 % pour la sidérurgie), les industries chimiques et parachimiques (17 %), l'ensemble des industries agro-alimentaires (environ 14 %), l'industrie du papier-carton (9 %), la fabrication de minéraux et matériaux (8 %), etc.

Les inflexions récentes de la consommation totale d'électricité se retrouvent pour chacun des deux grands secteurs consommateurs d'électricité que sont l'industrie et l'ensemble résidentiel-tertiaire. Pour l'industrie, la progression de la consommation d'électricité n'est plus que de 1,1 % par an en moyenne sur les quinze dernières années, contre + 2,0 % sur la période 1970-2005, et se transforme même en recul sur les cinq dernières années (- 0,7 %). De même, pour le résidentiel-tertiaire, le rythme de progression de la consommation d'électricité est divisé par deux sur les quinze dernières

re a contribué à la production totale d'électricité à hauteur de 78 %, tandis que la part du thermique classique s'élevait à 11 % et celle de l'ensemble «hydraulique et éolien» également à 11 %.

La montée en puissance de la production nucléaire, de 14 TWh nets en 1973 à 430 TWh en 2005, s'est donc accompagnée d'une réduction de la production thermique classique, l'énergie nucléaire se substituant massivement au fioul pour la production d'électricité. Les 62 TWh nets de production thermique classique atteints en 2005 représentent la moitié du niveau de



© François Henry/REA

Conformément à la directive 2001/77/CE, la France s'est engagée à accroître la part de sa consommation intérieure brute d'électricité issue d'une production d'origine renouvelable, de 15 % en 97 à 21 % en 2010 (Photo : capteurs solaires du lycée du Gresivaudan à Meylan en Rhône-Alpes).

années (+ 2,6 % au lieu de + 5,5 % sur 1970-2005), et décroît encore, pour s'établir à + 2,5 %, sur les cinq dernières années.

Important développement du programme électro-nucléaire

La place sans cesse croissante accordée à l'électricité est notamment liée aux bas niveaux de prix de l'électricité que le développement du parc nucléaire français a permis de maintenir, conjugués à une offre abondante d'électricité qui lui est liée. La structure du parc de production français s'est ainsi considérablement modifiée depuis 30 ans, avec la mise en place du programme électro-nucléaire, à partir de 1974. En 2005, le nucléai-

1973. Le charbon constitue encore le combustible majoritaire, mais le gaz naturel a beaucoup progressé, en particulier grâce au développement de la cogénération. La production hydraulique n'a que modérément progressé depuis les années 1973, de telle sorte que sa part dans la production totale d'électricité s'est réduite de moitié, passant de 26 % en 1973 à 11 % en 2005 (voir la figure 2).

Un certain nombre d'éléments nouveaux sont toutefois à noter, concernant les différentes filières du parc de production d'électricité.

En attendant les décisions concernant le nouveau réacteur EPR, qu'EDF souhaite mettre en service à Flamanville en 2012, il n'existe plus actuellement de centrales nucléaires en construction en France. Les dernières commandes de centrales concernaient le palier N4, désormais toutes en service industriel : Chooz B1

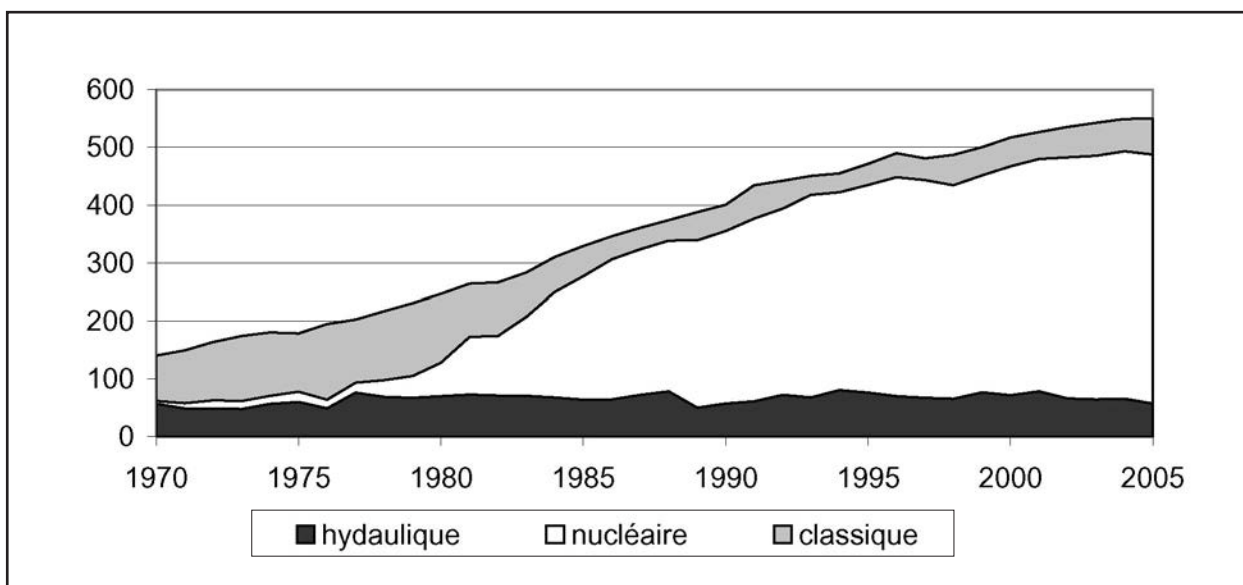


Figure 2 – Evolution de la production nette d'électricité par filière, de 1970 à 2005, en TWh.
Source : Observatoire de l'Énergie

et B2, respectivement en mai et septembre 2000 ; Civaux 1 et 2, respectivement en janvier et avril 2002. L'hydroélectricité est actuellement dans une phase de stagnation, l'équipement des grands sites aménageables étant presque achevé, et le potentiel restant à exploiter demeurera probablement limité.

De toutes les filières renouvelables, l'éolien possède le plus fort potentiel significatif de développement, permettant à la France de respecter ses engagements.

Le développement récent de la cogénération a été significatif au cours des années récentes, encouragé par un dispositif incitatif justifié par les atouts de cette filière : les économies d'énergie primaire induites, les économies de réseau (puisque'il s'agit d'une production décentralisée) et le fonctionnement en ruban l'hiver, en concordance avec la saisonnalité de la demande électrique. Toutefois, il apparaît que le coût de la tonne de CO₂ évitée par la cogénération est, en France, particulièrement élevé, du fait de la particularité de son bouquet énergétique, et de la large place accordée au nucléaire et à l'hydraulique.

Pour respecter les engagements français en matière d'environnement, le parc de centrales classiques doit faire l'objet de mises aux normes impliquant parfois des investissements importants, voire des fermetures. En compensation, EDF a d'ores et déjà décidé la sortie de cocons de plusieurs de ses centrales, tandis que la construction de nouvelles centrales était décidée.

LA POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE FRANÇAISE DANS LE CADRE EUROPÉEN

C'est en se plaçant dans le contexte énergétique européen que les particularités françaises en matière de politique énergétique vont maintenant être passées en

revue, à l'aune des objectifs européens de sécurité d'approvisionnement, de respect de l'environnement, et de libéralisation des marchés. En particulier, il sera mis en évidence comment la large place accordée en France à la filière électrique et, plus précisément à la production d'électricité d'origine nucléaire et renouvelable, contribue largement à atteindre les objectifs de la politique énergétique, non seulement française, mais aussi européenne.

Un parc français de production d'électricité qui se distingue de ceux de nos voisins

La production française d'électricité, caractérisée par un haut niveau de production et une large place accordée à la filière nucléaire, apparaît ainsi sensiblement différente, tant en niveau qu'en structure, de celles de nos partenaires économiques, qui ont fait des choix différents. La France est ainsi le deuxième producteur d'électricité en Europe de l'Ouest, juste derrière l'Allemagne, mais devant le Royaume-Uni, l'Italie ou l'Espagne. En termes de part de la production nationale d'électricité d'origine nucléaire, la France, avec 78 %, se situe ainsi au premier rang mondial, devant la Suède (50 %), l'Ukraine (45 %), la Corée du Sud (37 %) et l'Allemagne (28 %) (1).

En termes de TWh produits, la France se situe par ailleurs au deuxième rang des producteurs d'électricité nucléaire au monde, avec 441 TWh en 2003, soit 16,7 % de la production mondiale d'électricité nucléaire. Seuls les États-Unis ont un niveau de production supérieur, avec 788 TWh (29,9 % du total mondial).

(1) Chiffres 2003, source : AIE.

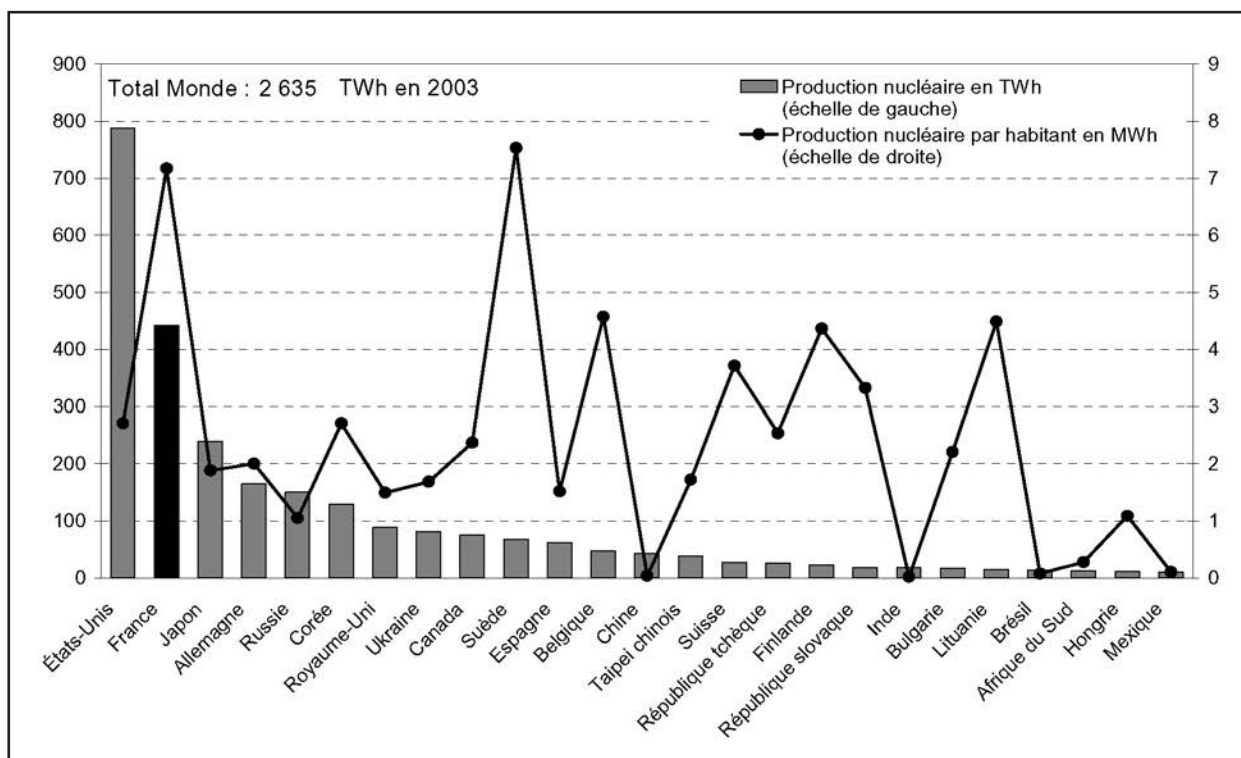


Figure 3 – Production d'électricité nucléaire, par pays, en 2003, en TWh.
Source : Observatoire de l'Énergie, d'après l'AIE, pour 2003

Après la France, viennent le Japon (240 TWh), l'Allemagne (165 TWh) et la Russie (150 TWh) (voir la figure 3).

La production hydraulique française se situe au 9^e rang mondial (2,3 % de la production hydraulique mondiale). Parmi les pays européens, seule la Norvège a une production hydraulique supérieure (3,9 % de la production hydraulique mondiale). De même, en termes de part de la production hydraulique dans la production nationale totale d'électricité, la France se situe au 8^e rang mondial, avec 11,4 % en 2003, alors que le taux de la Norvège s'établissait à 98,9 %. Aucun autre pays européen n'a de taux supérieur à celui de la France.

De même que la faible dotation de la France en ressources fossiles explique la large place accordée en France au nucléaire, inversement, la disponibilité de charbon en Allemagne et en Espagne, de pétrole, gaz et charbon au Royaume-Uni ou de gaz aux Pays-Bas, contribue à expliquer les choix différents faits dans le passé par nos voisins, et qui se reflètent encore dans la structure de leur production électrique.

Reflétant à la fois ces dotations naturelles initiales en diverses sources d'énergie et les choix nationaux faits par le passé en matière de politique énergétique, les bouquets énergétiques actuels de nos voisins européens présentent chacun des atouts et des inconvénients en matière d'exposition au risque de prix, d'atteintes à l'environnement, etc.

C'est à ces contextes énergétiques très différents que s'appliquent maintenant la libéralisation des marchés énergétiques européens, ainsi que l'ensemble des orien-

tations communes concernant le secteur de l'énergie, visant notamment à limiter les impacts environnementaux, et orchestrées par des règlements et directives communautaires (CO₂, ENR, cogénération...).

Une indépendance énergétique française en amélioration

Malgré les contraintes liées à la faiblesse de ses dotations en ressources fossiles, la France, par ses choix, est maintenant devenue moins dépendante que d'autres pays, pourtant mieux dotés qu'elle en énergies fossiles (Allemagne, Espagne, Italie...), en ce qui concerne son approvisionnement énergétique.

Une façon d'observer cette dépendance consiste à examiner les échanges. Il est aussi possible d'analyser les évolutions du taux d'indépendance énergétique, mesuré par convention comme le ratio de la production d'énergie primaire à la consommation d'énergie primaire. Il s'agit d'un des indicateurs habituellement observés pour analyser la sécurité d'approvisionnement d'un pays. Toutefois, ce ratio ne saurait à lui seul résumer l'état de la sécurité d'approvisionnement d'un pays, qui est un élément complexe supposant, en outre, une assurance de fourniture d'énergie aux consommateurs finaux, quels que soient les risques liés aux aléas climatiques, aux mouvements sociaux, à un prix de niveau « raisonnable » et de faible volatilité. Chacun de ces points fera ainsi l'objet d'un examen particulier.



Le développement de l'industrie nucléaire a permis à la France d'exporter une partie de sa production d'électricité...

A la suite du second choc pétrolier, la consommation d'électricité s'est développée moins vite que prévu, faisant apparaître une surcapacité temporaire d'électricité nucléaire, qui a permis d'exporter. Souvent négatif jusqu'à la fin des années 80, le solde des échanges d'électricité est ensuite devenu excédentaire, atteignant un maximum de 77 TWh en 2002. En 2005, ce solde s'est établi à 60 TWh, soit un niveau supérieur à la moyenne observée depuis le début des années 90.

...atténuant ainsi le poids de la facture énergétique...

La facture énergétique, qui représentait entre 3 et 4 % du PIB au lendemain du premier choc pétrolier, et jusqu'à 5 % au début des années 80, en a représenté 2,3 % en 2005, après avoir oscillé aux alentours de 1 % tout au long des années 90. En dégagant un solde positif depuis le début des années 80, les échanges d'électricité contribuent à limiter la facture française d'électricité. Par ailleurs, la faible part de la production thermique classique dans la production d'électricité, en limitant les importations de combustibles fossiles, contribue à réduire l'impact sur la facture énergétique du renchérissement actuel du prix de ces énergies.

...augmentant son taux d'indépendance énergétique

Les choix français en matière énergétique, conjugués à une politique active d'économies d'énergie, se sont traduits par une croissance du taux d'indépendance énergétique, qui est passé de moins de 25 % au début des années 70 à environ 50 % à la fin des années 80, niveau qui se maintient depuis.

Le taux d'indépendance énergétique français se situe ainsi maintenant dans la moyenne de nos voisins européens (toujours autour de 50 % depuis 1985), alors que, au cours des années 1970, il était nettement inférieur (voir la figure 4).

Une exposition française au risque « prix » limitée, tant en niveau qu'en volatilité

Grâce aux diverses actions engagées (maîtrise de la demande, choix technologiques, notamment en faveur du nucléaire...), la politique énergétique française a eu le souci d'assurer un prix de l'électricité compétitif et peu volatil de l'électricité. Les industriels pouvant alors compter sur des prix modérés et stables dans l'évaluation des coûts globaux de leur activité, il s'agit là d'un élément favorable au développement économique, éliminant un facteur d'incertitude et de tension.

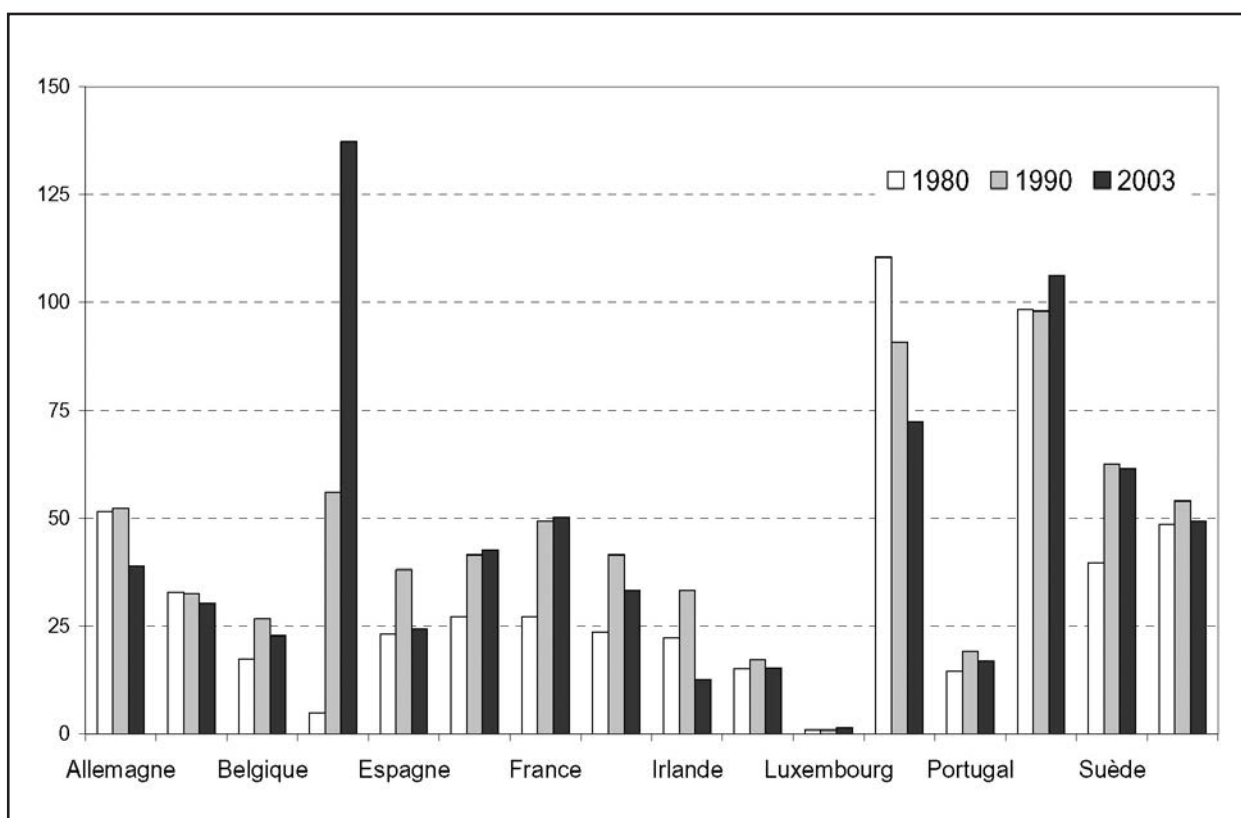


Figure 4 – Taux d'indépendance énergétique des pays européens, en 1980, 1990 et 2003.
Source : Observatoire de l'Énergie, d'après AIE, 2003



L'étude française des « coûts de références de la production électrique 2003 » (2) publiée par la DGEMP avait pour objectif de comparer entre eux les coûts des différentes filières sur la durée de vie des installations, indépendamment des conditions de commercialisation. Portant sur les moyens de production centralisés, elle a été complétée en 2004 par un exercice équivalent sur les moyens de production décentralisés.

Plus précisément, l'étude a examiné les moyens de production avec une perspective de mise en service en 2007, pour les moyens non nucléaires, puis en 2015. Sont ainsi étudiés un cycle combiné au gaz, une centrale à charbon pulvérisé dotée de traitement des fumées, une centrale au charbon à « lit fluidisé circulant » (LFC), une tranche électronucléaire du type EPR (*European pressurized water reactor*), et des turbines à combustion au gaz et au fioul domestique. Un éclairage a également été fourni pour diverses installations de cogénération et pour des moyens de production représentatifs mettant en œuvre des énergies renouvelables. Cette étude a mis en évidence la compétitivité du nucléaire pour un fonctionnement toute l'année (8 760 heures). En particulier, elle montre que, pour des durées supérieures à 5 000 heures, le nucléaire est plus compétitif que les autres moyens de production (3) pour un taux d'actualisation (4) de 8 %, soit le taux retenu par le Commissariat général du Plan au moment de la réalisation de l'étude (5). A 5 000 heures de fonctionnement, le gaz et le nucléaire s'équilibrent à un coût de production, hors externalités CO₂, légèrement inférieur à 45 €/MWh. Un renchérissement du gaz conduirait à abaisser le point d'équilibre.

Cet avantage compétitif est renforcé si on prend en compte les coûts liés aux émissions de CO₂, suite à l'entrée en vigueur du protocole de Kyoto et du marché de permis qui y est associé. En effet, l'intégration des coûts liés au CO₂ émis par les filières non nucléaires (gaz, charbon), renchérit le coût total du MWh de ces moyens de production.

La compétitivité du nucléaire, associée à la large place accordée à cette filière dans la production électrique française, se traduit par des prix français de l'électricité parmi les moins chers d'Europe.

Par ailleurs, la part du coût de production de l'électricité relevant d'éléments variables, au premier desquels le

combustible, est beaucoup plus faible pour la filière nucléaire que pour les filières thermiques classiques. En conséquence, l'exposition française aux risques d'augmentation et de fluctuation des prix s'en trouve limitée. L'ouverture du marché de l'électricité s'est traduite par des modifications substantielles concernant la formation des prix de l'électricité. Comme dans tous les marchés européens ouverts, un marché de gros a ainsi été créé, sur lequel ont lieu des transactions essentiellement de gré à gré concernant des « produits standards », caractérisés par une puissance, une durée, une date et un lieu de livraison. Ces « produits » peuvent également être échangés sur des bourses (*Powernext* en France), qui fonctionnent selon un principe d'enchères publiques.

Concernant le marché de détail, l'ouverture progressive du marché de l'électricité s'est concrétisée par un nombre croissant de consommateurs « éligibles ». Ces clients ont la possibilité d'opter pour deux types de contrats : des contrats aux tarifs réglementés (seulement auprès des fournisseurs historiques) ou des contrats aux prix de marché (auprès de l'ensemble des fournisseurs).

Actuellement, le renchérissement de l'électricité est notable pour les consommateurs relevant du marché concurrentiel. Une réflexion a été engagée en 2004 afin d'en limiter l'impact pour les industriels français gros consommateurs d'électricité (électro-intensifs), de préserver la compétitivité des entreprises exposées à la concurrence étrangère et de lutter ainsi contre les délocalisations. La solution retenue consiste en la création d'un consortium d'industriels qui négociera des prix adaptés auprès des fournisseurs d'électricité en contrepartie d'engagements de long terme. L'amendement autorisant la création de ce regroupement d'industriels « électro-intensifs » a été voté le 8 décembre 2005. Ce consortium prendra la forme d'une Société Anonyme, et sera réservé aux industriels dont la consommation excède 2,6 MWh par euro de valeur ajoutée produite (soit environ 30 sites).

Le secteur électrique français contribue à la lutte contre le changement climatique

La lutte contre le changement climatique est une priorité de la politique énergétique tant française qu'euro-péenne. La large place accordée à l'électricité dans le bouquet énergétique français, et la spécificité sa composition, avec seulement 10 % de la production électrique d'origine thermique classique, contribuent d'ores et déjà à limiter les émissions française de CO₂. La France a ainsi l'un des plus bas taux de rejet de CO₂ des pays de l'OCDE. Ses émissions de carbones liées à l'utilisation de l'énergie s'élevaient ainsi à 1,73 t par habitant en 2003, contre 2,36 t pour l'Union européenne à 15 (dont 2,82 t pour l'Allemagne et 2,48 t pour le Royaume-Uni) et 5,37 t pour les États-Unis. Rapportées au nombre d'habitants, les émissions fran-

(2) Le document est disponible sur Internet : http://www.industrie.gouv.fr/energie/electric/se_ele_a10.htm

(3) Les hypothèses centrales sont un prix du baril de 23 \$, un prix du gaz de 3,3 \$/MBtu, un prix de la tonne de charbon de 30 \$, un coût de l'uranium de 20 \$/lb et une parité euro/dollar. Les coûts sont exprimés en euros 2001.

(4) Le taux d'actualisation traduit l'idée que l'on préfère dépenser un euro demain plutôt qu'aujourd'hui. Ainsi, avec un taux d'actualisation de 8 %, un euro d'aujourd'hui est équivalent à 1,08 € un an plus tard.

(5) Depuis, le taux d'actualisation préconisé pour la décision publique a fait l'objet d'une révision, suite aux travaux du groupe de travail « Révision du taux d'actualisation des investissements publics » du Commissariat général du Plan. Cf. « Le prix du temps et la décision publique » Daniel Lebègue, Philippe Hirtzman, Luc Baumstark (Commissariat général du plan), La documentation française (2005).

çaises se situaient en 2003 au 7^e rang des pays les moins émetteurs de CO₂, et même au 4^e rang selon le critère des émissions rapportées au PIB.

L'Union européenne achève de mettre en place les instruments juridiques nécessaires à l'application des dispositions du protocole de Kyoto. Ce dernier avait, en 1997, traduit en engagements quantitatifs juridiquement contraignants la volonté annoncée de lutter contre le changement climatique. Les pays signataires dits « de l'annexe » (les pays développés ou en transition vers une économie de marché comme la Russie) avaient accepté globalement de réduire de 5,5 % leurs émissions de gaz à effet de serre sur la période 2008-2012 par rapport au niveau atteint en 1990. Parmi ces pays, les Etats-Unis ont accepté une réduction de 7 %, le Japon de 6 % et l'Union européenne de 8 %. À la suite de cet engagement, l'Union européenne a réparti entre les quinze États membres de l'époque la charge de cet objectif. À l'horizon 2008-2012, la France devra donc stabiliser ses émissions de gaz à effet de serre à leur niveau de 1990.

Un des outils permettant d'atteindre ces objectifs repose sur la mise en place d'un marché de permis d'émission échangeables, créé par la Directive quotas (2003/87/CE). Un marché européen des permis d'émission existe donc depuis le 1^{er} janvier 2005. Le système permet d'expérimenter le dispositif de marché et d'anticiper sur la période d'engagement prévue par le protocole de Kyoto (2008-2012). Il vise dans un premier temps les émissions de CO₂ des secteurs les plus gros émetteurs (papier, verre, ciment, secteur énergétique et raffineries), soit 45 à 50 % du total des émissions de CO₂ de l'industrie. Environ 12 000 installations de l'Union européenne à 25 sont concernées, parmi lesquelles les entreprises électriques.

Le principe est le suivant : les Etats membres fixent, pour chaque période, des objectifs de réduction d'émission à chacune des installations concernées à travers un plan national d'affectation des quotas (dit PNAQ) préalablement validé par la Commission (le PNAQ de la France a été validé par la Commission le 17 décembre 2004). Au début de chaque période, un volume donné de quotas est attribué aux exploitants des installations, sur la base des émissions des activités concernées. Un quota correspond à l'émission de l'équivalent d'une tonne de CO₂. Deux périodes de mise en œuvre sont prévues : 2005-2007 et 2008-2012. Les exploitants doivent restituer à la fin de chaque période le nombre de quotas correspondant à leurs émissions de CO₂. L'intérêt économique du système réside dans le fait que ces quotas sont transférables et négociables. En effet, les quotas peuvent être échangés par les exploitants des installations. Cet outil de marché favorisera une répartition efficace des efforts entre les acteurs concernés par la directive. Les exploitants pour lesquels les coûts de réduction de leurs émissions seront trop élevés pourront atteindre leur objectif (c'est-à-dire restituer le nombre de quotas correspondant à leurs émissions sur la période) en achetant des

quotas supplémentaires à des exploitants pour qui les coûts sont moindres et qui auraient un excédent à revendre (c'est-à-dire un nombre de quotas correspondant à un volume de CO₂ supérieur à leurs émissions sur la période).

Un important effort de développement des ENR

Les énergies renouvelables sont à double titre une composante fondamentale de la politique énergétique française : au nom de la diversification du bouquet énergétique et de la sécurité d'approvisionnement, mais aussi de la protection de l'environnement (pas d'émissions de CO₂ ni de pollution et pas de problèmes de gestion de déchets). Sera ici examinée la contribution de la production d'électricité d'origine renouvelable aux objectifs globaux concernant les ENR.

Dans le cadre de la diversification du bouquet énergétique, la politique énergétique française vise notamment, à horizon 2010, à satisfaire 10 % de nos besoins énergétiques à partir de sources renouvelables. Grâce à l'hydraulique, le niveau de la production française d'énergie d'origine renouvelable est d'ores et déjà important puisque, avec 17 Mtep par an, la France se situe au premier rang des pays producteurs d'énergies renouvelables en Europe.

Un des leviers permettant d'atteindre l'objectif de 10 % de nos besoins énergétiques satisfaits à partir de sources renouvelables réside dans le développement de la production d'électricité d'origine renouvelable. Conformément à la directive 2001/77/CE, la France s'est engagée à accroître la part de sa consommation intérieure brute d'électricité issue d'une production d'origine renouvelable, de 15 % en 97 à 21 % en 2010 (6).

La faible hydraulité depuis 2003, conjuguée à la large part de la production hydraulique dans le total de la production d'électricité d'origine renouvelable (94 % en 2004), a fortement pesé sur ce ratio, dans un contexte où la consommation d'électricité continuait de croître, bien que plus modérément. Par ailleurs, les sites aménageables étant dorénavant limités, le productible hydraulique est maintenant proche de son maximum, et la progression du ratio d'ENR vers les objectifs fixés en matière d'électricité passe nécessairement par le développement d'autres filières renouvelables, au premier rang desquelles l'éolien. Le rythme récent de sa croissance est important : + 45 % en 2003, + 53 % en 2004 et + 61 % en 2005. Mais la quantité d'électricité produite par cette filière est encore insuffisante pour que son développement contribue à accroître significativement la part d'électricité d'origine renouvelable. La tendance passée permet cependant d'envisager un poids accru de cette filière dans les années à venir, compte

(6) La part de l'électricité d'origine renouvelable dans la consommation intérieure brute a été calculée suivant la méthodologie définie par la directive européenne.

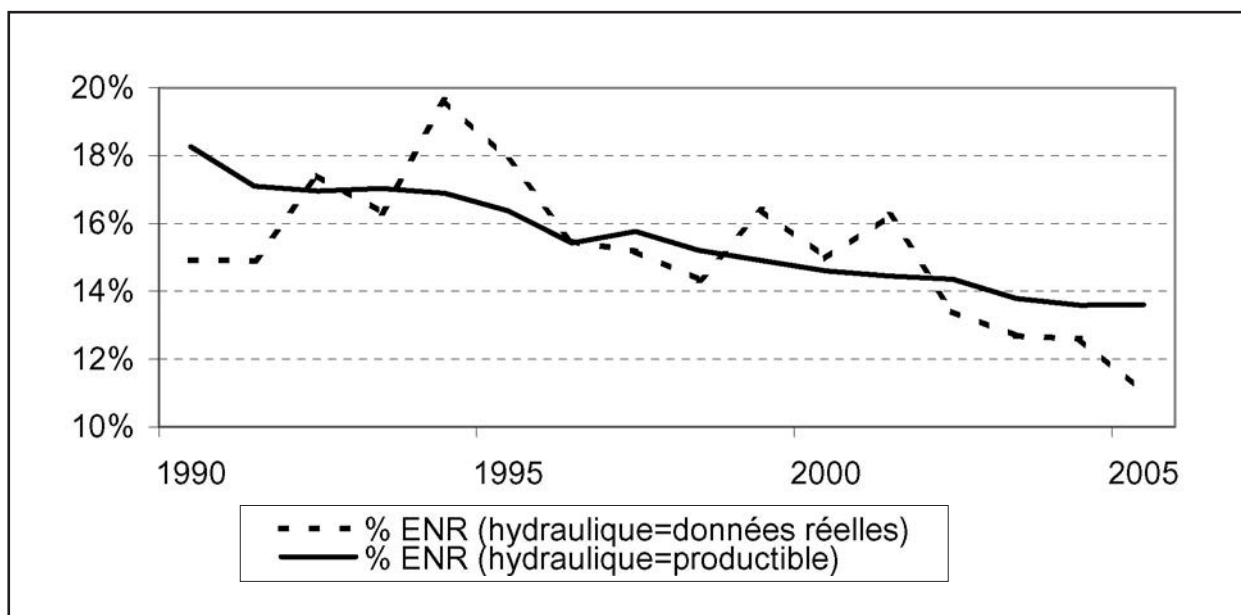


Figure 5 – Part de la production d'électricité d'origine renouvelable, de 1990 à 2005.
Source : Observatoire de l'Energie

tenu de l'importance du gisement éolien français et des mesures incitatives mises en place. Pour cela, il faudra cependant lever un certain nombre de freins, comme la bonne insertion locale ou le raccordement aux réseaux électriques.

Au total, du fait de la sécheresse, la part de la production d'électricité d'origine renouvelable s'établit à 11,0 % en 2005, après 12,6 % en 2004 lorsque l'on considère les données réelles. Si la production hydraulique constatée est remplacée par le productible hydraulique, pour gommer les effets des variations d'hydraulicité dues aux conditions climatiques, cette part passe à 13,6 % en 2005 comme en 2004 (voir la figure 5).

LES EXERCICES DE PROSPECTIVE : UN OUTIL D'AIDE À LA DÉCISION

Pour les années à venir, toute analyse de la contribution française à la réalisation des objectifs communs que les

pays européens se sont fixés en matière d'énergie, ainsi que du rôle devant, dans ce cadre, être attribué au secteur de l'électricité, doit s'inscrire dans un cadre cohérent mettant en perspective l'évolution à venir de la demande et de l'offre permettant de la satisfaire. Tel est le but des travaux de prospective conduits notamment par la DGEMP.

Le dernier exercice de prospective a été lancé en septembre 2003 par la DGEMP. Portant sur la période 2030-2050, il avait pour objectif d'établir deux scénarios de natures différentes : un scénario «tendanciel» 2030 et un scénario dit «facteur 4» à horizon 2050. Outre l'horizon, les deux exercices diffèrent par leurs objectifs. Le scénario tendanciel vise, en effet, de façon conventionnelle, à offrir un cadre cohérent pour déterminer, grâce à la réalisation de variantes, l'effet de politiques et mesures supplémentaires qu'il convient de mettre en œuvre pour atteindre les objectifs fixés. A l'inverse, le scénario «facteur 4» a été élaboré de façon à ce que l'objectif d'une division par quatre des émissions de CO₂ d'ici 2050 soit respecté.

Bilan énergétique provisoire de la France pour 2005

FAITS ET CHIFFRES POUR 2005

Après une année 2004 de reprise économique, 2005 apparaît en demi-teinte, marquée par une crise des prix des énergies et une activité économique ralentie. Elle se caractérise notamment par une nouvelle baisse de la consommation de pétrole, une hydraulique faible qui entraîne un surcroît de consommation d'énergies fossiles pour produire de l'électricité et, finalement, une légère hausse, à la fois de la consommation d'énergie primaire et des émissions de CO₂. Par contre, en continuité avec 2004, l'amélioration sensible de l'efficacité énergétique se poursuit.

Par **Richard LAVERGNE**,
Secrétaire général de l'Observatoire de l'énergie,
Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie

EN RÉSUMÉ POUR 2005 : LA CONSOMMATION TOTALE D'ÉNERGIE PRIMAIRE ET LES ÉMISSIONS DE CO₂ SONT EN LÉGÈRE HAUSSE (+0,3 % CHACUNE)

La consommation totale d'énergie primaire s'élève à 276,5 Mtep, en légère croissance de +0,3 % (contre +1,0 % en 2004), donc en net retrait par rapport au PIB (+1,4 %).

L'intensité énergétique de la France baisse sensiblement, de -1,6 % pour l'énergie finale, encore mieux qu'en 2004 (-1,4 %).

La consommation d'énergie finale baisse dans tous les secteurs d'activité (-0,6 % pour l'industrie, -2,7 % pour l'agriculture, -0,8 % pour les transports), sauf dans le résidentiel tertiaire (+0,6 %) (*).

La hausse des prix des énergies entraîne des effets plus particulièrement sensibles sur la consommation de gaz dans le résidentiel – tertiaire, qui ne progresse que de +0,8 %, et sur les transports ; en particulier, le kilométrage moyen des voitures particulières chute de -3,0 % et les ventes de carburants routiers baissent de -1 %.

Parmi ces carburants, la consommation de gazole progresse de +0,9 %, du fait de la diésélisation persistante du parc automobile, alors que la consommation d'essence accroît sa chute, de -6,0 %. Il s'ensuit une sensible hausse des importations de gazole. Les biocarburants croissent fortement, de +18 %.

Pour la première fois depuis 1981, la production nationale d'énergie primaire n'augmente pas (-0,2 %), et le taux d'indépendance énergétique repasse en dessous de 50 %, à 49,8 %.

S'agissant de la production d'électricité, la faiblesse de l'hydraulique (-13 %) due à une faible pluviosité, qui n'est pas suffisamment compensée par la légère hausse du nucléaire (+0,7 %) ni par le doublement en puissance de l'éolien, entraîne un fort appel aux centrales thermiques classiques (+11 %).

La conséquence des évolutions ainsi décrites est que les émissions de CO₂ croissent légèrement, de +0,3 %.

(*) Nota : Sauf mention contraire, les consommations d'énergie portent sur la France métropolitaine (c-à-d hors DOM-TOM) et sont corrigées du climat. Les chiffres sont arrêtés au 21 mars 2006.

LE CONTEXTE ÉCONOMIQUE ET ÉNERGÉTIQUE

La situation énergétique mondiale en 2005 a été marquée par un cumul d'incertitudes économiques ou géopolitiques et de catastrophes naturelles (tsunami fin 2004, cyclones) qui ont concouru à l'envol des prix du pétrole et du gaz, tandis que le prix du charbon se repliait après un sommet atteint fin 2004. En février 2005, le protocole de Kyoto est entré en vigueur après sa ratification par la Russie en novembre 2004 et, au 1^{er} janvier 2005, le marché européen des permis d'émission de gaz à effet de serre a été lancé, avec succès puisque plus de 260 millions de tonnes de CO₂ ont été échangées, pour un montant total de 5,4 Md euros, à un prix qui s'est stabilisé sur le second semestre entre 20 et 25 €/t CO₂, après une forte hausse sur la première partie de l'année.

Le contexte macro-économique mondial

Après trois années d'accélération, l'économie mondiale reste presque aussi dynamique qu'en 2004 (environ +4,3 % pour le PIB, après +5,1 % en 2004), malgré une crise des prix du pétrole et du gaz qui, en d'autres temps, aurait conduit à une récession. Autre élément inattendu, la parité euro/dollar reste constante en moyenne annuelle sur 2004 et 2005, à 1,24 US\$/€. Cette bonne santé économique globale n'est cependant pas partagée de façon égale entre toutes les régions : si la Chine (+10 %) et l'Inde (+8 %) poursuivent leur irrésistible expansion, si les États-Unis progressent un peu moins rapidement qu'en 2004 (+3,6 %, après +4,2 %), et si le Japon continue de se rétablir (+2,8 %, après +2,3 %), il n'en est pas de même dans la zone euro qui stagne, avec seulement +1,4 %, contre +2,1 % en 2004 (et +0,7 % en 2003). L'économie mondiale reste tirée par les deux pôles que constituent l'Asie et l'Amérique du Nord, dans un contexte où l'inflation est presque partout contenue, grâce notamment aux importations à bas prix en provenance des pays en développement (1).

Au sein de l'Union européenne à 25, dont la croissance du PIB est de +1,3 %, l'Allemagne et la France se placent dans la moyenne, avec respectivement +1,0 % et +1,4 %, le Royaume-Uni étant un peu au-dessus avec +1,8 % (mais c'est son plus bas niveau depuis 1992), l'Espagne très nettement au-dessus avec +3,5 %, alors que les Pays-Bas et l'Italie stagnent.

La croissance du commerce mondial de marchandises, très forte en 2004, avec +9 % pour les exportations de marchandises, décélère légèrement mais reste vigoureuse, à +6,5 %.

(1) Source : Perspectives économiques de l'OCDE, n° 78, décembre 2005.

Le contexte macro-économique national

En moyenne annuelle, le PIB (2) de la France croît de +1,4 %, en perte de 0,7 point sur 2004 en raison d'une faiblesse d'activité constatée au printemps et à l'automne. Ce taux reste cependant à un niveau supérieur à ceux connus en 2002 et 2003 (respectivement +1,2 % et +0,9 %, avec un effet sensible sur la consommation d'énergie primaire, celle-ci ayant stagné en 2003). C'est encore la vigueur de la demande intérieure et, dans une moindre mesure, le stockage dans les entreprises qui soutiennent la croissance.

Au 1^{er} janvier 2006, la population de la France métropolitaine s'élève (3) à 61,05 millions d'habitants, en progression de +0,6 % sur un an. Cette croissance démographique s'étend toujours plus loin des villes, ce qui implique plus de recours à l'automobile pour les déplacements entre domicile et travail et moins de raccords au gaz. Le vieillissement de la population se poursuit mais l'espérance de vie, qui avait fortement augmenté en 2004, reste stable (76,7 ans pour les hommes, 83,8 ans pour les femmes). La croissance du nombre de ménages, qui détermine le nombre de logements et les comportements de chauffage, ralentit légèrement avec environ +1,1 %.

Les dépenses de consommation des ménages (4) ont donné quelques signes d'essoufflement en fin d'année mais, en moyenne annuelle, elles restent à un bon niveau, en hausse de +2,1 %, presque comme en 2004 si ce n'est que, plus fortement tributaires de produits importés, elles ne contribuent pas aussi bien à la croissance. La consommation de produits énergétiques se stabilise, après une hausse de +1,1 % en 2004, la hausse de consommation d'électricité et de gaz étant compensée par une baisse de celle de produits pétroliers. L'électronique grand public continue son essor, ainsi que l'équipement du logement et les services immobiliers. La progression de l'investissement en logement des particuliers reste encore supérieure à 3 %, tirée notamment par des conditions de crédit favorables. Grâce à une légère amélioration de l'emploi, le pouvoir d'achat des ménages augmente de 1,8 %, après +1,6 % en 2004.

L'investissement des entreprises non financières s'accélère, avec +3,7 %, contre +2,4 % en 2004 (et 0 % en 2003). Néanmoins, la production industrielle stagne, alors qu'elle avait crû de +2,2 % (hors BTP) en 2004 ; celle des IGCE (industries grosses consommatrices d'énergie) est même en baisse de -1,2 %, contre une hausse de +2,8 % en 2004 : les replis de la fabrication de produits azotés et d'engrais (-11 %), de la sidérurgie (-5,1 %), du verre (-3,1 %), de la métallurgie (-2,9 %), etc., ne sont pas compensés par les hausses de l'industrie sucrière et du ciment (+1,5 % chacune), des matières

(2) Insee Conjoncture n° 63, 21 février 2006.

(3) Source : Insee Première n° 1058, janvier 2006.

(4) Note de conjoncture de l'Insee, décembre 2005.

plastiques (+4,3 %) ou du papier (+0,4 %). Les entreprises ont continué de reconstituer leurs stocks, bien que faiblement, contribuant ainsi à hauteur de +0,2 point à la croissance du PIB (après +0,8 en 2004).

Le commerce extérieur progresse vigoureusement dans un contexte international porteur. Les exportations augmentent de +4,1 % (+3,6 % pour les produits de l'industrie) et les importations de +9,2 % (+6,3 % pour les produits de l'industrie), de sorte que la balance commerciale accuse un lourd déficit, de -26,5 milliards d'euros, dont la détérioration par rapport à 2004 s'explique pour plus de moitié par la hausse de la facture énergétique. Pour la deuxième année consécutive, les échanges extérieurs font perdre environ un point à la croissance à la croissance économique française.

Des cours internationaux des énergies qui flambent

Sans qu'il ne soit encore possible de savoir si un haut de cycle a été atteint, l'année 2005 connaît un choc pétrolier et gazier, en termes de prix, avec des records atteints au second semestre : 63,95 \$/bl en moyenne mensuelle pour le Brent daté (5) en août et 16,2 \$/MBtu en décembre pour le prix spot NBP (6) du gaz naturel coté à Londres (contre moins de 3 \$/MBtu jusqu'en septembre 2000). En moyenne annuelle, tandis que le dollar US stagne à 0,804 €, le cours du Brent daté bondit de +42 %, à 54,55 \$/bl. Cette flambée des prix du pétrole (voir le tableau I sur l'évolution des prix moyens mensuels du brut) s'explique par l'accumulation de plusieurs facteurs :

- une demande mondiale en hausse soutenue (+1,3 %), en lien avec la bonne marche des économies américaines et asiatiques, mais qui devient de moins en moins « élastique » en se concentrant sur des usages non substituables (pétrochimie, transports) ;
- une offre qui répond globalement à la demande mais avec une très faible marge de manœuvre, les capacités de production additionnelle de l'OPEP étant plus basses qu'en 1979, alors qu'elle est soumise à des à-coups ou à des incertitudes perturbant les marchés (grèves au Nigeria, sabotages en Irak, cyclones dans le Golfe du Mexique, menaces de l'Iran, etc.) ;

- des tensions locales sur les marchés gaziers qui se répercutent sur le pétrole en raison des substitutions d'énergie ;

- une modification structurelle de l'offre vers de plus en plus de produits « lourds » et soufrés en provenance du Moyen-Orient, les bruts « légers » de Mer du Nord poursuivant leur déclin ;

- des investissements « amont » (production, raffinage) en retard pour assurer une adéquation « confortable » de l'offre avec la demande de produits finis.

La hausse des prix du pétrole aurait pu être encore plus forte sans la mise sur le marché, fin septembre, par l'Agence Internationale de l'Énergie, d'une partie de ses stocks stratégiques pour faire face aux dégâts causés par les cyclones du Golfe du Mexique, et sans la baisse des prix du fret qui avaient connu une envolée en 2003-2004 par manque de bateaux.

Ne bénéficiant plus, contrairement à 2004, de la baisse du dollar, le prix moyen annuel du brut importé en France (voir le tableau II), exprimé en euro, s'envole de +38 %, pratiquement comme le Brent.

Or, malgré la forte hausse des cours internationaux des énergies, l'inflation en France reste globalement contenue, avec +1,7 %, moins qu'en 2004 (+2,2 %). En moyenne annuelle, seule l'électricité ne voit pas son prix augmenter sur un an, grâce à son peu de dépendance vis-à-vis des combustibles fossiles. Toutes énergies confondues, la croissance des prix de 10 % (voir le tableau III) apparaît comme la plus importante depuis 2000 qui avait enregistré un bond encore plus élevé, de +12,8 %.

Les prix du gaz naturel suivent et parfois dépassent ceux du pétrole brut, avec plus ou moins d'intensité selon les trois grands marchés régionaux (Amérique, Europe, Asie).

Bien qu'encore élevés (52 \$/t CAF (7) en décembre 2005 pour le charbon « vapeur », principalement destiné aux centrales électriques, livré sur le marché ARA (8), contre

(5) Le « Brent daté » est le pétrole de la Mer du Nord vendu en spot, sous forme « physique » (par opposition aux contrats à terme) et coté à Rotterdam.

(6) *National Balancing Point*, à un mois.

(7) CAF : coût, assurance et fret.

(8) ARA : Anvers, Rotterdam, Amsterdam.

Moyennes annuelles	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Brent daté (en \$/bl)	17,04	20,65	19,12	12,78	17,84	28,52	24,44	24,85	28,90	38,28	54,55
Panier OPEP (en \$/bl)	16,86	20,29	18,68	12,28	17,47	27,60	23,12	24,36	28,10	36,05	50,64
Dollar US (en euro)	0,761	0,780	0,890	0,899	0,939	1,085	1,117	1,062	0,886	0,805	0,804

Tableau I – Evolution des prix moyens annuels.

Prix moyen annuel du pétrole brut importé	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
en \$/bl	17,3	20,9	19,4	13,0	17,5	28,6	24,8	24,9	29,7	38,8	53,6
en euro/t	97	120	126	85	120	228	203	194	193	229	316

Tableau II – Evolution du prix moyen annuel du pétrole brut importé.

En %	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Produits pétroliers	+7,8	+4,1	-4,1	+4,7	+21,9	-5,6	-3,2	+3,2	+8,7	+15,4
Électricité	+1,1	-2,2	-2,2	-4,5	-2,1	-0,5	+0,8	+1,2	+1,4	-
Gaz	+1,4	+5,8	+1,8	-5,4	+8,1	+15,4	-0,3	+2,9	-2,7	+7,9
Ensemble des énergies	+5,0	+2,2	-2,9	+0,5	+12,8	-1,8	-1,7	+2,5	+5,0	+10,1
Ensemble des biens et services	+2,0	+1,2	+0,7	+0,6	+1,7	+1,6	+1,9	+2,1	+2,2	+1,7

Source : Observatoire de l'énergie, base Pegase, d'après INSEE (indice des prix à la consommation)

Tableau III – Evolution des prix moyens annuels à la consommation (en % par rapport à l'année précédente).

36 \$/t en décembre 2002), les prix du charbon ont reflué de façon quasi continue en 2005, perdant 10 \$/t en moyenne mensuelle sur un an. Il s'agit pourtant de la forme d'énergie dont la consommation progresse le plus rapidement au niveau mondial (près de 8 % par an depuis 2001). L'indisponibilité des cargos a été résorbée, ainsi que quelques goulets d'étranglement dans des zones portuaires. Enfin, les prix de l'uranium, bien que leur impact en matière d'énergie soit limité puisque les importations nécessaires au fonctionnement des centrales nucléaires d'EDF ne dépassent guère 8 000 tonnes par an, connaissent également une forte poussée liée aux perspectives mondiales de relance de cette forme de production d'électricité. Sur le marché « spot », après avoir stagné à moins de 10 dollars par livre (d'oxyde d'uranium U₃O₈) pendant une longue période jusqu'au début de 2003, ils progressent depuis régulièrement pour se rapprocher de 40 dollars par livre début 2006.

Autres éléments de contexte énergétique

La facture énergétique (9) de la France accélère son envolée, avec +35 %, à 38,3 milliards d'euros, après déjà un bond de 24 % en 2004. La facture pétrolière s'accroît de 36 % et celle de gaz de 24 %, alors que le solde exportateur d'électricité croît de 7 %, à 2,4 milliards d'euros. La facture énergétique de la France représente 2,26 % du PIB, un niveau qui n'avait pas été atteint depuis 1985 (3,66 %). En température, le climat moyen de la France en 2005 est à la fois normal (indice (10) de rigueur égal à 0,994) et identique à celui de 2004, mais il a connu une période de froid décalé en février-mars qui a entraîné sur le moment une forte demande énergétique. La pluviométrie reste faible pour la troisième année consécutive, entraînant une forte chute de l'hydraulicité. Par ailleurs, l'année 2004 ayant été bissextile, 2005 comporte un jour de moins de consommation d'énergie, ce qui peut expliquer jusqu'à 0,3 point de moins sur son taux de croissance.

(9) Calculée selon la méthodologie de l'Observatoire de l'énergie à partir de données des Douanes, voir la note d'analyse correspondante.

(10) A partir de 2005, l'Observatoire de l'énergie utilise une nouvelle méthode de correction climatique des consommations d'énergie décrite en annexe. Les consommations ont été reconstituées avec cette méthode sur toute la période 1970-2005.

Les réserves mondiales prouvées (11) de pétrole brut s'élèvent à 1 293 milliards de barils au 1^{er} janvier 2006, en hausse de +1 % (après +0,8 % en 2004). Au rythme de consommation actuel, ces réserves prouvées permettraient de satisfaire la demande mondiale pendant environ 42 années. La part de l'OPEP est estimée à 70 %. La production mondiale de pétrole brut (12) progresse de +1,3 %, à 84,1 Mbl/j (millions de barils par jour), après +4,2 % en 2004. C'est l'OPEP qui assure l'essentiel de cette croissance avec +3,1 %, à 34,0 Mbl/j, le reste du Monde étant en stagnation (+0,1 %). Parmi les évolutions les plus notables, on remarque des chutes de production en Mer du Nord (-11 % au Royaume-Uni, -7 % en Norvège), aux États-Unis (-5 %) et en Irak (-9 %, à 2,2 Mbl/j), alors que la Russie, l'Arabie Saoudite, le Nigeria et le Venezuela connaissent des taux de croissance compris entre +3,4 % et +4,5 %.

La consommation mondiale de pétrole brut évolue au même rythme que la production, autorisant une mise en réserve en fin d'année de stocks nettement plus confortables que ceux en produits raffinés. Au total, la demande s'élève à 83,3 Mbl/j, dont 49,6 en provenance de la zone OCDE (+0,3 %) et 33,7 hors OCDE (+2,8 %, après +7 % en 2004). La Chine consomme 6,6 Mbl/j, en hausse de +2,5 % (après +15 % en 2004), l'Inde 2,6 Mbl/j (+0,8 %), le Moyen-Orient 5,9 Mbl/j (+5,1 %) et l'Amérique latine 5,0 Mbl/j (+2,5 %). Un ralentissement se perçoit sur la plupart des marchés, mais il existe des exceptions comme le Japon qui se reprend de +1,1 % après une baisse de -2,7 % en 2004.

LA CONSOMMATION TOTALE D'ÉNERGIE PRIMAIRE

La consommation totale d'énergie primaire croît faiblement, de +0,3 %, tant en réel qu'en corrigé du climat (13), à 276,5 tep, après une croissance de +1,0 % en 2004 et une stabilité (-0,1 %) en 2003. La croissance moyenne

(11) Source : *Oil & Gas Journal*.

(12) Source : OCDE-AIE, *Monthly Oil Market Report* du 10 février 2006 (1 Mbl/j vaut environ 50 Mtep).

(13) Voir en annexe la nouvelle méthode de correction climatique appliquée à partir du bilan énergétique publié en 2006. Du fait de la proximité des conditions climatiques de 2004 et 2005, il ne sera considéré par la suite que les consommations d'énergie corrigées du climat, sauf mention contraire.

	1973	1980	1990	2000	2003	2004	2005	05/04	TCAM 05/90
Consommation d'énergie primaire (en Mtep)									
Réelle	182,4	191,7	225,2	264,6	271,8	275,4	276,3	+0,3	+1,4
Avec CC	179,7	190,0	229,2	269,2	273,0	275,6	276,5	+0,3	+1,3
dont									
- Usages énergétiques (avec CC)	133,6	134,2	141,9	158,8	159,6	161,0	160,6	+0,2	+0,8
- Usages non énergétiques	10,9	11,8	12,4	17,4	15,4	15,4	15,6	+1,4	+1,5
Taux de variation annuel (en %)									
Consommation primaire (avec CC)	+7,8	-1,6	+2,1	+2,4	+0,1	+1,0	+0,3		
PIB total (en volume)	+5,4	+1,9	+2,7	+4,1	+0,8	+2,3	+1,4		
CC = correction climatique TCAM (taux de croissance annuel moyen) en %									

Tableau IV – Consommation d'énergie primaire.

En Mtep	1973	1980	1990	2000	2003	2004	2005	05/04	TCAM 05/90
Charbon	17,3	13,1	7,7	2,3	1,3	0,4	0,3	-35,9	-20,4
Pétrole	2,2	2,4	3,5	1,7	1,5	1,4	1,3	-6,3	-6,1
Gaz naturel	6,3	6,3	2,5	1,5	1,2	1,1	0,8	-25,5	-7,2
Électricité primaire									
- Nucléaire	3,8	16,0	81,7	108,2	115,0	116,8	117,7	+0,7	+2,5
- Hydraulique, éolien, photovoltaïque	4,1	6,1	5,0	6,2	5,6	5,7	5,0	-12,5	-0,1
ENRt et déchets	9,8	8,7	11,4	12,5	12,5	12,4	12,5	+0,6	+0,6
Total production primaire	43,5	52,5	111,8	132,5	137,1	137,9	137,6	-0,2	+1,4
Taux d'indépendance énergétique	23,9 %	27,4 %	49,7 %	50,1 %	50,4 %	50,1 %	49,8	-0,3 pt	+0,1 pt
TCAM (taux de croissance annuel moyen) en %									

Tableau V – Production nationale d'énergie primaire.

annuelle de la consommation d'énergie primaire s'établit à +1,3 % depuis 1990 (voir le tableau IV).

La consommation finale d'énergie évolue encore moins, avec -0,1 % à 176,2 Mtep, la raison de ce décalage tenant au renforcement de la consommation d'énergies fossiles nécessaire pour produire de l'électricité en compensation à la faiblesse de l'hydraulique. Le charbon, qui profite de cette faiblesse, le gaz, qui reste orienté à la hausse comme en 2004, ainsi que les énergies renouvelables et les déchets, progressent, alors que le pétrole renoue avec les baisses de 2002 et 2003 et que l'électricité primaire stagne exceptionnellement.

PRODUCTION NATIONALE ET INDÉPENDANCE ÉNERGÉTIQUE

Pour la première fois depuis 1981, la production nationale d'énergie primaire (voir le tableau V) baisse, bien que très faiblement, de -0,2 %, à 137,6 Mtep, après une hausse de +0,6 % en 2004 et une moyenne annuelle de +1,4 % depuis 1990.

La production d'énergies fossiles perd encore 0,5 Mtep sur un an, avec un total limité à 2,4 Mtep qui ne représente que 1,6 % de leur consommation.

Charbon

L'extraction de charbon étant arrêtée depuis avril 2004, avec la fermeture du dernier puits lorrain, la production

se limite désormais aux produits de récupération valorisés dans les centrales thermiques de la Snet, soit 0,3 Mtep. Les stocks continuent d'être mis à contribution, mais ce sont les importations qui profitent de la hausse de la demande, avec 21,5 millions de tonnes (+3,2 %), dont 92 % de houille (+2,0 %). Les cinq principaux pays d'origine sont l'Australie (5,3 Mt), l'Afrique du Sud (4,2 Mt), la Colombie (2,5 Mt), les États-Unis (1,9 Mt) suivis de la Pologne (1,5 Mt).

Pétrole

Après un bond des investissements de production-développement en 2004, qui avaient plus que doublé, ceux-ci restent stables en 2005, comme le nombre de forages. La production nationale d'huile, à 1 079 milliers de tonnes, ralentit légèrement sa chute (-5,1 %, après -6,5 % en 2004). Suite à la fermeture en août de l'usine de dégazolinage de gaz naturel à Lacq, le site ne produit plus que quelques essences et condensats. Malgré la flambée des prix (+38 % en moyenne pour le prix en euro du pétrole brut importé, soit 316 €/t) qui renforce la baisse des importations de pétrole brut, avec -1,1 % à 84,2 millions de tonnes (après -0,4 % en 2004), le solde importateur total de pétrole (brut et raffiné) croît de +0,7 %, afin de faire face à la baisse de production nationale et de permettre une reconstitution des stocks. À lui seul, le solde importateur de produits raffinés bondit de +14 %, à 10,3 Mtep (après +4,5 % en 2004), pour compenser la baisse d'activité du raffinage. Les stocks de pétrole brut restent stables, tandis que ceux de produits raffinés

(essence, fioul domestique et gazole) se reconstituent vigoureusement, de +1,1 Mtep fin 2005. Au total, la disponibilité nationale de produits raffinés couvre 88 % de la demande, toutes comprises, soit une baisse de deux points sur un an.

S'agissant des approvisionnements en pétrole brut, la Mer du Nord, qui a longtemps été le premier fournisseur de la France, repasse en dessous du Moyen-Orient, avec des parts de marché respectives de 26,3 % (soit 22,2 Mt) et 26,6 % (soit 22,4 Mt). La troisième zone d'origine est la CEI (dont la Russie), avec 19,5 %, suivie de l'Afrique du Nord (10,2 %) et du reste de l'Afrique (8,9 %). Les cinq principaux pays fournisseurs de la France sont la Norvège (16,1 Mt), l'Arabie Saoudite (10,3 Mt), la Russie (9,6 Mt), le Kazakhstan (8,6 Mt) et l'Iran (6,9 Mt).

L'écart ne cesse de se creuser entre la structure de l'offre en produits des raffineries et celle de la demande intérieure, pour les carburants (gazole et essence) comme pour le fioul lourd (TBTS) (14) et autres, ce qui tend à renforcer conjointement les importations et les exportations. Pour le fioul lourd, les investissements de Total à Gonfreville et d'Esso à Port-Jérôme-Gravenchon vont permettre d'atténuer cette hausse des importations de fioul TBTS grâce aux capacités de conversion supplémentaires ; par contre, les importations de gazole, principalement d'origine russe, vont sans doute progresser, sauf installation de capacités de craquage supplémentaires.

Avec 85,3 millions de tonnes de pétrole brut traité (-1,7 %) et un taux d'utilisation de la capacité de distillation atmosphérique égal à 87,4 % (-1,6 point), les raffineries accusent l'effet de divers mouvements sociaux et incidents techniques, alors que la marge de raffinage atteint son maximum historique à 35 €/t.

Gaz naturel

La production nationale chute d'un quart en raison d'un arrêt de maintenance à Lacq qui a duré plus de trois mois. Malgré la hausse des prix à l'importation, qui suivent ceux du pétrole brut avec un décalage de quelques mois, mais de façon atténuée grâce à la prédominance (au moins 80 %) des contrats de long terme, les stocks se reconstituent de plus de 7 TWh (milliards de kWh) en fin d'année, d'une part, grâce à un début d'automne particulièrement doux et, d'autre part, vraisemblablement, par mesure de précaution face à des perspectives de prix en hausse et au risque que représentait la crise naissante entre la Russie et l'Ukraine.

Le solde importateur de gaz croît fortement, de +5,2 % à 526 TWh, mais l'appareil statistique sur le commerce extérieur de gaz étant encore en développement, il est difficile d'apprécier avec précision les évolutions par pays. Si l'on se limite aux importations, soit 538 TWh, seules

(14) TBTS : très basse teneur en soufre.

75 % sont d'origine connues qui se répartissent en 30 % Norvège (-4 points), 26 % Russie (comme en 2004), 21 % Pays-Bas (-3 points), 21 % Algérie (+6 points) et 2 % Égypte (contre 0 % en 2004). Il semble que les approvisionnements par contrats à long terme sont inférieurs en volume à 2004, sauf pour l'Algérie dont les importations se remettent de l'accident du terminal méthanier de Skikda le 19 janvier 2004. De façon générale, la part du GNL (15) croît de plus de 3 points, à 26 %, dans les importations de gaz en France (transit exclu).

Energies renouvelables et déchets

En agrégeant les diverses formes d'énergies renouvelables à vocation thermique (bois, biogaz, biocarburants, solaire thermique...) et les déchets valorisés (16), la production primaire s'élève à 12,5 Mtep, en hausse de +0,6 % sur 2004. En ajoutant la production d'électricité hydraulique (en forte baisse), éolienne et photovoltaïque (faible, mais en forte hausse), on obtient ainsi un total de 17,5 Mtep, dont 16,2 Mtep d'origine renouvelable qui maintient la première position de la France sur ce critère en Europe, malgré une baisse de 3,8 % sur 2004.

Électricité

La production totale d'électricité (voir les tableaux VI et VII), d'une part primaire, sous forme nucléaire, hydraulique, éolienne, photovoltaïque, d'autre part secondaire, à partir de centrales thermiques classiques) évolue peu avec 575,4 TWh (milliards de kWh), soit +0,3 %, après +1,2 % en 2004 et une moyenne de +2,1 % par an depuis 1990 ; cette production est à 78 % d'origine nucléaire (+0,4 point), 10 % d'origine hydraulique et éolienne (-1,5 point), 12 % thermique classique (+1,1 point).

En soustrayant la consommation des «auxiliaires» des centrales, on obtient la production totale nette d'électricité (voir la figure 1), soit 549,4 TWh (+0,1 %). Pour mémoire, les trois principaux producteurs d'électricité restent EDF (de loin le plus gros), la CNR et la SNET. Les principaux déterminants de l'offre d'électricité peuvent être analysés comme suit.

La production brute des centrales nucléaires croît de +0,7 %, à 451,5 TWh, après +1,6 % en 2004 et +1,0 % en 2003, bien que le parc nucléaire soit constant en nombre depuis 2002. Contrairement à 2004, ce sont les

(15) GNL : gaz naturel liquéfié.

(16) Une distinction est faite à partir du présent bilan énergétique entre les déchets valorisés considérés comme renouvelables et ceux qui ne le sont pas, en application de la méthodologie harmonisée au niveau international, adoptée par résolution du Conseil d'orientation de l'Observatoire de l'énergie en date du 8 décembre 2005. Voir plus loin l'annexe méthodologique.

En TWh	1973	1980	1990	2000	2003	2004	2005	TCAM	
								05/04	05/90
Thermique classique	119,5	126,0	48,2	53,1	60,6	59,4	65,9	+11,0	+2,1
Nucléaire	14,8	61,3	313,7	415,2	441,1	448,2	451,5	+0,7	+2,5
Hydraulique, éolien, photovoltaïque	48,1	70,7	58,3	72,5	65,3	66,1	57,9	-12,4	-
Total	182,4	258,0	420,1	540,8	566,9	573,8	575,4	+0,3	+2,1

TCAM (Taux de croissance annuel moyen) en %

Tableau VI – Production totale brute d'électricité.

En %	1973	1980	1990	2000	2003	2004	2005	VAM	
								05/04	05/90
Thermique classique	65,5	48,9	11,5	9,8	10,7	10,4	11,5	+1,1 pt	-
Nucléaire	8,1	23,7	74,7	76,8	77,8	78,1	78,5	+0,4 pt	+0,3 pt
Hydraulique, éolien, photovoltaïque	26,4	27,4	13,9	13,4	11,5	11,5	10,1	-1,5 pt	-0,3 pt
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0		

VAM (Variation annuelle moyenne) en points

Tableau VII – Structure de la production totale brute d'électricité.

20 réacteurs de 1300 MW (3,4 % en production) qui progressent le plus, suivis des 34 réacteurs de 900 MW (+0,9 %) alors que les 4 réacteurs du « palier N4 » (Chooz, Civaux) chutent globalement de plus de 11 %. Au total, le taux moyen de disponibilité du parc en service gagne 0,6 point à 83,4 %, ce qui représente son plus haut niveau historique.

L'électricité d'origine renouvelable :

- *l'hydraulique* (y compris marémotrice et stations de pompage) pâtit d'un fort déficit d'hydraulicité et perd 8 TWh sur un an (-13,1 %) à 56,9 TWh ; après une excellente année 2001, une année 2002 en fort recul, puis deux années étales, la sécheresse s'installe en 2005 ; la consommation des stations de pompage, soit 6,6 TWh, recule de 9,3 %, mais son niveau était plus élevé que la normale de 2002 à 2004 ;

- *l'éolien* est en plein essor avec une croissance en production électrique de +61 %, à 0,96 TWh, succédant à des hausses de 53 % en 2004 et 45 % en 2003 (Métropole seule) ; les capacités installées ont augmenté encore plus rapidement en atteignant, hors DOM-TOM, 705 MW (+94 %) à la fin de 2005, les nouvelles installations ayant été mises en service majoritairement au cours du dernier trimestre ;

- *l'électricité produite* à partir d'énergies renouvelables thermiques (17) (bois, résidus de bois, part renouvelable

des déchets urbains solides, biogaz) croît de +1,5 %, à 3,4 TWh.

Au total, toutes énergies renouvelables confondues, la production d'électricité d'origine renouvelable s'élève à 56,7 TWh, en baisse de -12 % ; sa part dans la consommation intérieure brute (18) d'électricité, calculée pour la seule Métropole selon la méthode (19) retenue par l'Observatoire de l'énergie, s'élève à 11 % (-1,6 point),

mais ce taux serait porté à 13,6 % en utilisant pour l'hydraulique le même productible qu'en 2004.

Le thermique classique total (d'origine renouvelable ou non) fait un bond de +11 %, avec 65,9 TWh, son niveau le plus élevé depuis 1983, après un recul de -2 % en 2004 qui avait suivi de fortes hausses, de +9 % en 2003 et

+13 % en 2002. Les centrales au charbon sont particulièrement mises à contribution, mais la cogénération semble avoir marqué le pas selon les premiers relevés

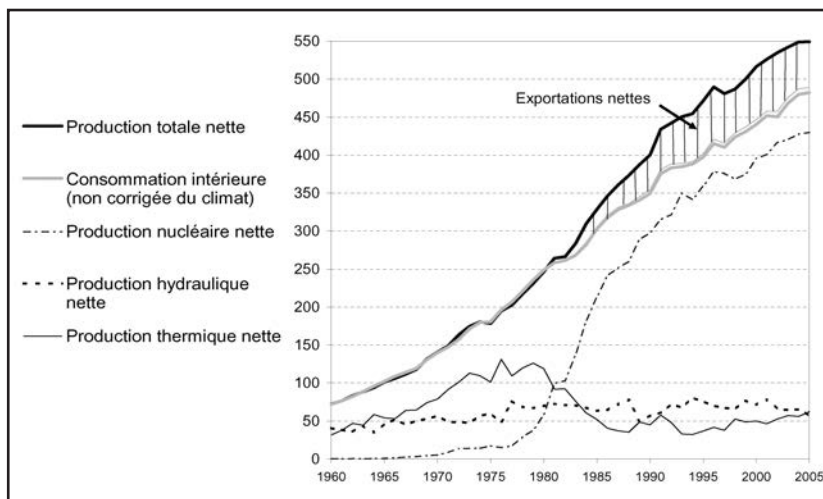


Figure 1 – Production et consommation nettes d'électricité depuis 1960 (en Wh).

(17) A la différence du bilan énergétique publié en 2005, il est fait une distinction parmi les déchets valorisés énergétiquement entre ceux qui sont renouvelables et ceux qui ne le sont pas, conformément à la terminologie internationale (voir en annexe).

(18) Consommation intérieure brute d'électricité : production totale brute + importations – exportations.

(19) Méthode conforme à la directive européenne 2001/77/CE du 27 septembre 2001 relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité.

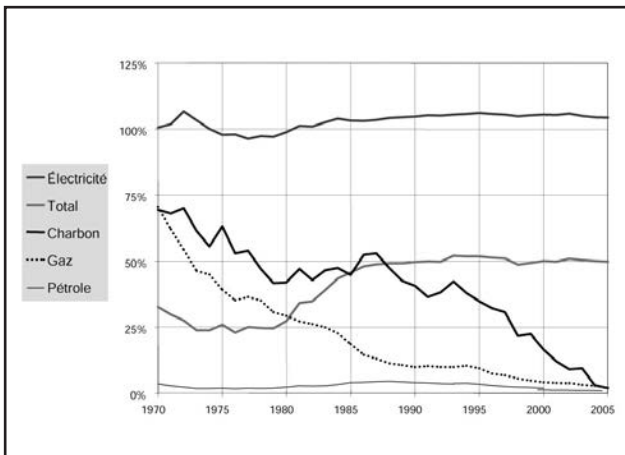


Figure 2 – Indépendance énergétique totale et par forme d'énergie depuis 1970 (en %).

d'EDF concernant « l'obligation d'achat » (14,7 TWh en 2005, contre 17,1 TWh en 2004). Au total, la consommation d'énergie pour les centrales thermiques classiques fait un bond de +13 %.

Le solde exportateur d'électricité se contracte pour la troisième année consécutive, de -2,4 %, à 60,3 TWh. Les importations « physiques » sont en sensible hausse, de 22 %, à 8 TWh, alors que les exportations restent stables, à 68,3 TWh. La progression des importations a été particulièrement marquée pendant les périodes de froid : ainsi le 28 février 2005 la France a importé 3 % de sa consommation, principalement d'Espagne et d'Allemagne. Les principaux soldes exportateurs sont obtenus avec l'Allemagne (à 15,7 TWh, stable), l'Italie (à 13,8 TWh, en baisse) et le Royaume-Uni (à 11,7 TWh, en hausse).

Au total, avec une consommation (intérieure) d'énergie primaire qui augmente de +0,3 %, une production nationale d'énergie primaire en baisse de -0,2 %, des stocks, notamment de pétrole, reconstitués à hauteur de 1,3 Mtep, le taux d'indépendance énergétique de la France repasse légèrement en dessous de 50 %, à 49,8 % (voir les figures 2 et 3).

CONSOMMATION D'ÉNERGIE, PAR FORME D'ÉNERGIE

De façon synthétique, l'année 2005 se caractérise par une consommation d'énergie primaire globalement en stagnation (+0,3 %), mais contrastée dans ses évolutions par énergie : forte hausse pour le charbon (+4,3 %), baisse du pétrole (-0,9 %), hausse proche de la tendance pour le gaz (+1,9 %), inhabituelle stagnation de l'électricité primaire (20) (+0,2 %), progression modérée (+0,7 %) pour les ENRt (21) et déchets valorisés.

Par rapport à sa tendance depuis 1990 (+1,3 % par an en moyenne), la consommation d'énergie primaire (voir les tableaux VIII et IX) est en net retrait, d'un point, mais cela n'affecte guère le « mix » énergétique, avec 5 % pour le charbon, 33 % pour le pétrole, 15 % pour le gaz, 42 %

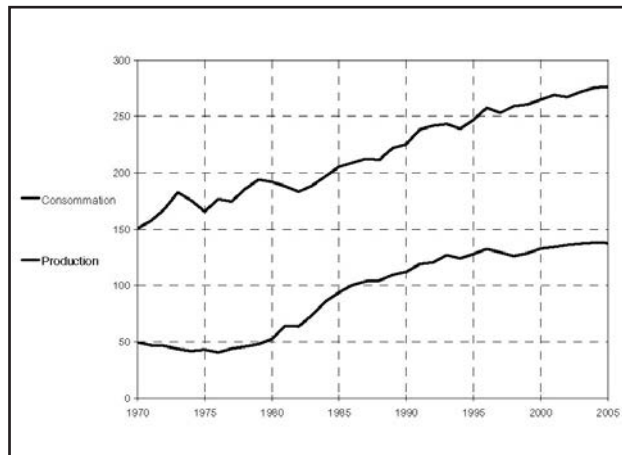


Figure 3 – Production et consommation d'énergie primaire, non corrigées du climat (en Mtep).

pour l'électricité primaire, 5 % pour les énergies renouvelables thermiques et les déchets valorisés.

Charbon : +4,3 % en lien avec les centrales électriques

La consommation primaire de charbon, en baisse tendancielle depuis le début des années 80, semble avoir atteint en 2001 un niveau plancher (12,4 Mtep). Son profil de consommation suit désormais les aléas de la production d'électricité thermique classique. En 2005, la demande correspondante (y compris celle des centrales industrielles) s'élève à 6,2 Mtep, en hausse de 13 % sur un an, et représente la moitié (46 %) de la consommation totale de charbon, soit 13,5 Mtep, elle-même en progression de +4,3 %.

Cette hausse de la demande de charbon pour l'électricité masque une dérive à la baisse, conforme à sa tendance, pour la consommation énergétique finale : -3,3 %, à 6,1 Mtep. La sidérurgie, qui en utilise près des trois quarts (4,4 Mtep), connaît une phase délicate avec une production d'acier en recul de 6 %, soit 19,5 millions de tonnes. En 2004, ce secteur s'était fortement redressé, notamment dans sa filière dite « à oxygène » (par opposition à la filière dite « électrique ») qui atteignait 61,4 % de parts de marché ; en 2005, cette filière renforce sa position de 1,1 point, de sorte que la filière « électrique » voit sa production décroître de -9 %, vraisemblablement sous l'influence des prix de l'électricité en hausse. Les autres secteurs de l'industrie connaissent une baisse de seulement -0,7 % de leur consommation de charbon, à 1,3 Mtep, et les réseaux de chaleur, qui alimentent essentiellement le résidentiel-tertiaire, sont en chute de 12 %, avec 0,4 Mtep.

(20) Consommation primaire d'électricité : production brute d'électricité nucléaire, hydraulique, éolienne et photovoltaïque, diminuée du solde exportateur des échanges.

(21) ENRt : énergies renouvelables à vocation thermique (bois, déchets de bois, solaire thermique, biogaz, biocarburants...) ainsi que, par convention, les pompes à chaleur.

En Mtep	1973	1980	1990	2000	2003	2004	2005	05/04	TCAM 05/90
Charbon	27,8	31,1	19,2	14,2	13,6	13,0	13,5	+4,3	-2,3
Pétrole	121,5	107,1	88,3	95,1	92,4	92,9	92,1	-0,9	+0,3
Gaz	13,2	21,1	26,3	37,6	39,3	40,1	40,9	+1,9	+3,0
Électricité primaire (*)	7,7	22,2	83,2	108,9	115,0	117,2	117,5	+0,2	+2,3
ENRt et déchets	9,4	8,4	12,2	13,3	12,7	12,4	12,5	-0,7	+0,2
Total	179,7	190,0	229,2	269,2	273,0	275,6	276,5	+0,3	+1,3

(*) Y compris hydraulique, éolien et photovoltaïque TCAM (taux de croissance annuel moyen) en %

Tableau VIII – Consommation d'énergie primaire (corrigée du climat) par forme d'énergie.

En %	1973	1980	1990	2000	2003	2004	2005	05/04	VAM 05/90
Charbon	15,5	16,4	8,4	5,3	5,0	4,7	4,9	+0,2 pt	-0,2 pt
Pétrole	67,6	56,4	38,5	35,3	33,9	33,7	33,3	-0,4 pt	-0,3 pt
Gaz	7,4	11,1	11,5	14,0	14,4	14,5	14,8	+0,2 pt	+0,2 pt
Électricité primaire	4,3	11,7	36,3	40,5	42,1	42,5	42,5	-	+0,4 pt
ENRt et déchets	5,2	4,4	5,3	4,9	4,6	4,5	4,5	-	-0,1 pt
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0		

(*) Y compris hydraulique, éolien et photovoltaïque VAM (variation annuelle moyenne) en points

Tableau IX – Structure de la consommation d'énergie primaire (corrigée du climat).

Pétrole : de nouveau à la baisse (-0,9 %) après une année de « répit »

La consommation primaire de pétrole s'effrite de -0,9 %, à 92,1 Mtep, soit un niveau qui n'avait pas été aussi faible depuis 1993, année de forte récession économique, même si les niveaux connus de 1983 à 1991 étaient nettement inférieurs sous l'effet des deux premiers chocs pétroliers (jusqu'à seulement 82 Mtep en 1985-1986). Les prix élevés et la morosité économique affectent plus particulièrement cette forme d'énergie, même si l'élasticité de sa consommation reste très faible.

La part des usages considérés comme non substituables (transports et usages non énergétiques) reste stable, à 73 % de la consommation totale de produits raffinés (contre 64 % en 1990) et 68 % de la consommation totale de pétrole.

La consommation énergétique finale de produits raffinés baisse de -1,4 %, à 72,2 Mtep, alors que sa tendance depuis 1990 est à la stabilité (+0,1 % par an). La consommation finale totale de produits raffinés (à usage énergétique et non énergétique) baisse de -1,0 %, à 85,8 Mtep. C'est l'industrie et l'agriculture qui sont les secteurs les plus concernés par ces baisses.

- *Usages non énergétiques* (pétrochimie, lubrifiants) : à l'opposé des autres marchés, la consommation de pétrole s'accélère légèrement, avec +1,1 %, à 13,7 Mtep ; bien que les industriels privilégient le raffinage, en raison de ses marges élevées, la pétrochimie bénéficie d'arrêts techniques moins nombreux qu'en 2004.

- *Industrie* (sidérurgie incluse, mais hors pétrochimie) : en forte baisse tendancielle, notamment sur la période 1999-2003 (-5,6 % en moyenne par an), après une pause en 2004, ce secteur ralentit son déclin avec une baisse limitée à -2,4 %, avec 6,0 Mtep ; cette évolution s'explique, d'une part, par la stagnation de l'activité indus-

trielle hors énergie (+0,1 % selon l'Insee), excepté notamment les cimenteries – toujours portées par la bonne santé du bâtiment – qui accroissent leur consommation de coke de pétrole. Elle s'explique, d'autre part, par les arrêts d'approvisionnement par GDF, lors d'une vague de froid en février-mars 2005, de certains clients industriels ayant souscrit des contrats « interruptibles », arrêts ayant entraîné des reports vers le fioul lourd ; les consommations de fioul lourd HTS et BTS n'ayant représenté que 5,4 % du marché (-2,4 points), il semble que les substitutions possibles les concernant sont désormais achevées.

- *Résidentiel et tertiaire* : après deux fortes corrections à la baisse en 2002 (-5,6 %) et 2003 (-3,9 %), les baisses de 2004 et 2005 sont atténuées et du même ordre de grandeur (-1,4 % et -1,6 %) pour une consommation de 15,0 Mtep en 2005 ; malgré des prix très élevés pour le fioul domestique en fin d'année, le climat relativement rigoureux a pu inciter à reconstituer, sans plus attendre, les stocks, mais les substitutions du fioul par de l'électricité semblent se poursuivre ; contrairement à ce qui s'est produit en 2000, les mesures gouvernementales de soutien aux ménages, face au renchérissement des prix (« chèque de 75 € »), ne semblent pas avoir suscité d'effets d'aubaine.

- *Agriculture* : la consommation de fioul évolue ces dernières années brutalement et en dent de scie, avec -4,3 %, à 2,2 Mtep, après +4,5 % en 2004 ; cette évolution s'explique par la volatilité de l'activité du secteur (-8 % en 2005).

- *Transports* : la consommation de carburants évolue également en « dents de scie », avec -1,0 %, à 48,9 Mtep, après un léger rebond technique de +0,7 % en 2004 qui succédait une baisse similaire (-1,1 %), dite « historique », en 2003 ; le ralentissement du transport aérien et, surtout, du fret routier, ainsi que la baisse de la circulation des véhicules particuliers sont à l'origine de cette décroissance.

• *Centrales électriques* : le coup de froid de février-mars a nécessité de faire un appel accru aux centrales au fioul (y compris les centrales industrielles) dont la consommation fait un bond de 34 %, à 1,5 Mtep.

Gaz : une croissance de 1,9 % prolongeant celle de 2004

La consommation primaire de gaz, à 530,9 TWh (40,9 Mtep), progresse de +1,9 %, comme en 2004 (+2,0 %), après une chute quasiment historique de -2,2 % en 2003. La croissance moyenne annuelle observée sur 1990-2005 est plus élevée, avec +3,0 %, mais la projection tendancielle de moyen terme de l'Observatoire de l'énergie est en accord avec un taux de l'ordre de 2 % par an. La consommation finale énergétique de gaz – naturel et industriels – est légèrement moins dynamique avec 460,2 TWh (35,4 Mtep), soit +1,5 %, comme en 2004.

• *La consommation non énergétique* efface sa chute de 2004 en progressant de 5,3 %, à 23,3 TWh (1,8 Mtep), du fait de la bonne tenue de la production d'ammoniac (notamment pour les engrais).

• *Industrie* (sidérurgie incluse, mais hors production d'électricité et hors non énergétique) : malgré la morosité de l'activité industrielle, la consommation de gaz de ce secteur croît de manière vigoureuse, avec +2,5 %, à 185,6 TWh (14,3 Mtep), après +2,2 % en 2004 ; si certains secteurs ont stagné, comme l'agro-alimentaire qui représente 20 % de la consommation de gaz de l'industrie, d'autres ont été dynamiques, comme ceux liés au bâtiment (verre, céramique, matériaux de construction...).

• *Résidentiel et tertiaire* : pour la deuxième année consécutive la progression de la consommation de ce secteur est en net retrait par rapport à sa tendance depuis 1990 (+2,7 %), avec seulement +0,8 % (après +1,0 % en 2004), à 269,5 TWh (20,8 Mtep), certes après une forte baisse en 2003 ; il se peut que des difficultés de classification des « grands comptes » (résidentiel collectif et tertiaire) conduisent à attribuer à l'industrie une partie des consommations de ce secteur, mais l'influence de l'augmentation continue des prix, dans un contexte de faible croissance du pouvoir d'achat des ménages, favorise le recours à l'électricité (notamment pour le chauffage) et des comportements plus économes ; de plus, les bâtiments chauffés au gaz sont de mieux en mieux isolés et gérés, notamment dans le tertiaire et dans le neuf (selon le CEREN, les maisons construites en conformité avec la réglementation thermique RT 2000 consomment 11 % à 15 % de moins que celles construites avec la RT 1989) ; entre 2003 et 2004, le nombre de ménages desservis individuellement par GDF a augmenté de +1,4 %, selon une enquête menée par l'Observatoire de l'énergie (22), pour atteindre 10,6 millions, tandis que le nombre de

(22) Enquête statistique annuelle sur l'industrie gazière.

clients dits « résidentiels à usage collectif », soit 43 700, restait stable ; dans le tertiaire, la croissance a été sensiblement plus dynamique avec +3,9 %, à 525 000 clients.

• *Production d'électricité* : la hausse des prix du gaz semble avoir déprimé, hors saison de chauffe, la production des centrales à cogénération ; néanmoins, des périodes de froid plus rigoureux que la normale ainsi que la disponibilité de nouvelles centrales à cycle combiné, telles que DK6 mise en service début 2005 par GDF à Dunkerque (avec une production de plus de 3 TWh, notamment à partir de gaz sidérurgiques d'Arcelor, pour une puissance de 790 MW), ont stimulé l'activité des centrales au gaz dont la consommation progresse de +8 %, avec 33,4 TWh de gaz naturel et 9,6 TWh de gaz industriels.

• *Transports* : le GNV (23) progresse pour les bus et les véhicules utilitaires, à l'initiative des collectivités locales et des entreprises disposant de « flottes captives » de véhicules, mais la consommation reste faible avec environ 0,6 TWh.

Electricité primaire : stagnation (+0,2 % en Mtep)

La consommation d'électricité primaire (24), exprimée en TWh recule de -0,8 %, à 449,4 TWh (du fait de l'application de coefficients d'équivalence qui diffèrent selon l'origine de l'électricité, exprimée en Mtep, la consommation est en très faible croissance, de +0,2 %, à 117,5 Mtep). La consommation intérieure totale d'électricité (25) (également désignée par « énergie appelée ») s'établit à 482,7 TWh, en hausse de +0,5 %. Quel que soit le concept de consommation retenu, son évolution tendancielle depuis 1990 est une croissance moyenne de +2,1 % par an : il y a donc en 2005 un net ralentissement qui a déjà été observé dans le passé, en dernier lieu en 1997 et 2002.

Le maximum de puissance appelée de l'année, qui est également un maximum absolu de consommation, a été atteint le lundi 28 février 2005, à 19h15, avec 86,0 GW, pour une température moyenne journalière de -3°C. En dehors d'un record intermédiaire atteint le 26 janvier 2005, il faut remonter à plus de deux ans, le 8 janvier 2003 pour trouver un précédent record absolu de consommation (84,7 GW).

RTE, qui gère 94 % du réseau de lignes à haute et très haute tension, a mis en service en 2005 près de 700 km de lignes électriques neuves ou renouvelées. Le réseau géré par RTE, avec plus de 106 000 km de lignes aériennes et souterraines, constitue le plus important réseau d'Europe.

(23) GNV : gaz naturel pour véhicules.

(24) Consommation d'électricité primaire : production brute d'électricité nucléaire, hydraulique, éolienne et photovoltaïque, diminuée du solde exportateur d'électricité.

(25) Consommation intérieure totale d'électricité : production nette d'électricité de toutes origines, diminuée de la consommation absorbée par les pompes et du solde exportateur d'électricité.

En Mtep	1973	1980	1990	2000	2003	2004	2005	05/04 TCAM	05/90
Industrie	47,9	44,7	38,6	39,4	38,9	39,3	39,1	-0,6	+0,1
dont sidérurgie	12,5	10,7	7,0	6,2	5,8	5,8	5,5	-5,7	-1,6
Résidentiel-tertiaire	56,4	54,2	58,5	67,0	67,4	67,9	68,2	+0,6	+1,0
Agriculture	3,0	3,2	3,1	3,0	2,9	3,0	2,9	-2,7	-0,4
Transports	26,3	32,1	41,7	49,4	50,4	50,8	50,4	-0,8	+1,3
Total énergétique	133,6	134,2	141,9	158,8	159,6	161,0	160,6	-0,2	+0,8
Non énergétique	10,9	11,8	12,4	17,4	15,4	15,4	15,6	+1,4	+1,5
Total	144,6	145,9	154,4	176,2	175,0	176,4	176,2	-0,1	+0,9
TCAM (taux de croissance annuel moyen) en %									

Tableau X – Consommation d'énergie finale par secteur (corrigée du climat).

Avec près de 90 % de la production nette française, EDF est de loin le plus gros producteur français d'électricité. Au titre de l'obligation d'achat (énergies renouvelables et petite cogénération), EDF a acquis 21,8 TWh d'électricité, dont 67 % de cogénération, 15 % d'hydraulique, 10 % des UIOM (26), 4 % d'éolien.

L'impact des VPP (Virtual Power Plants), apparues dès 2001, continue de s'accroître, mais de façon nettement plus modérée que dans le passé, avec 43 TWh (+2,6 %). Les volumes négociés sur Powernext, la bourse française de l'électricité, s'élèvent à 82,1 TWh, dont 19,7 TWh sur le marché de court terme (Powernext Day-Ahead) qui connaît une croissance de +39 %.

Energies renouvelables thermiques (27) et déchets

Sur la production primaire de 12,5 Mtep de ces formes d'énergie très diverses, la part du bois-énergie reste prédominante (75 % avec 9,35 Mtep), les déchets urbains solides diminuent légèrement (15 % avec 1,89 Mtep, dont 0,95 Mtep considérés comme renouvelables), les 10 % restant se répartissant entre biocarburants (0,48 Mtep, en hausse de 14 %), pompes à chaleur (0,36 Mtep), biogaz (0,21 Mtep) et les autres filières (géothermie, résidus de récolte et solaire thermique) qui totalisent moins de 0,2 Mtep.

La consommation primaire totale, identique à la production, soit 12,5 Mtep, croît de +0,7 %, après deux années de baisse. Cette croissance est liée au bond précité de 14 % des biocarburants dont le taux d'incorporation dans les carburants classiques atteint 1 % (avec une perspective de 5,75 % d'ici 2008). La consommation du résidentiel-tertiaire se stabilise (-0,2 %), à 8,7 Mtep, par rapport à une baisse moyenne de -0,7 % par an depuis 1990. Cette tendance à la baisse résulte d'un recul du chauffage au bois, en lien avec la réduction du parc d'appareils traditionnels fonctionnant au bois (poêles et cuisinières), non compensée totalement par l'accroissement de l'utili-

(26) UIOM : usines d'incinération d'ordures ménagères.

(27) Les estimations de production et de consommation de ces formes d'énergie, dont une bonne part n'est pas commercialisée, sont à prendre avec précaution en raison des incertitudes de mesure, tant en niveau qu'en évolution.

sation d'inserts ou d'équipements performants. En 2005, le secteur résidentiel-tertiaire représente 70 % de la consommation primaire de ENRT et déchets et 83 % de leur consommation finale.

En agrégeant l'ensemble des énergies renouvelables, thermiques ou non (hydraulique, éolien, etc.), leur production primaire atteint 16,2 Mtep, en baisse de -3 % sur 2004. Elle représente 5,8 % de la consommation totale d'énergie primaire, en légère baisse (-0,3 point) par rapport à 2003 et 2004, en lien avec la mauvaise passe de l'hydraulique.

CONSOMMATION FINALE D'ÉNERGIE (28) PAR SECTEUR

La consommation finale, énergétique et non énergétique (engrais, plastiques, goudrons...), est quasiment stable (-0,1 %), à 176,2 Mtep, en net retrait, tant sur 2004 (+0,8 %) que sur sa tendance depuis 1990 (+0,9 % par an), mais loin de la baisse sensible connue en 2003 (-1,6 %) (voir les tableaux X et XI).

Pour les seuls usages énergétiques, la consommation finale évolue de même, avec -0,2 %, à 160,6 Mtep, contre +0,9 % en 2004. C'est essentiellement le gaz qui tire à la hausse cette consommation (+1,5 %), alors que l'électricité ralentit très en deçà de sa tendance (+0,7 %, contre +2,2 %) et que le pétrole renoue avec la baisse (-1,4 %).

Industrie : reprise de la baisse, avec -0,6 %

Hors usages non énergétiques (plastiques, engrais...), la consommation de l'industrie baisse de -0,6 %, à 39,1 Mtep, contre une hausse de +1,0 % en 2004 et une très légère hausse tendancielle de +0,1 % par an en moyenne depuis 1990.

L'indice de production manufacturière, en indice base 100 en 2000, ne vaut que 100,7, stable par rapport à

(28) Il s'agit de la consommation totale d'énergie primaire diminuée de la consommation de la « branche énergie » (centrales électriques, raffineries, consommations internes, pertes).

En %	1973	1980	1990	2000	2003	2004	2005	05/04	VAM 05/90
Industrie	35,9	33,3	27,2	24,8	24,4	24,4	24,3	-0,1 pt	-0,2 pt
dont sidérurgie	9,4	8,0	4,9	3,9	3,6	3,6	3,4	-0,2 pt	-0,1 pt
Résidentiel-tertiaire	42,2	40,4	41,2	42,2	42,2	42,2	42,5	+0,3 pt	+0,1 pt
Agriculture	2,3	2,4	2,2	1,9	1,8	1,9	1,8	-	-
Transports	19,7	23,9	29,4	31,1	31,6	31,6	31,4	-0,2 pt	+0,1 pt
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0		
VAM (variation annuelle moyenne) en points									

Tableau XI – Structure sectorielle de la consommation énergétique finale (corrigée du climat).

2004, et celui des IGCE (industries grosses consommatrices d'énergie) est même en baisse de -1,2 %, contre une hausse de +2,8 % en 2004 : comme il a été dit plus haut, les replis de la fabrication d'engrais (-11 %), de la sidérurgie (-5,1 %), du verre (-3,1 %), de la métallurgie (-2,9 %), etc., ne sont pas compensés par les hausses de l'industrie sucrière et du ciment (+1,5 % chacune), des matières plastiques (+4,3 %) ou du papier (+0,4 %).

Selon une première estimation, la consommation d'électricité chute de -2,3 %, un niveau de baisse jamais atteint depuis 1981, alors que la tendance depuis 1990 est de +1,1 % par an ; celles de gaz et de pétrole évoluent conformément à leurs tendances, avec une hausse de +2,8 % pour le premier et une baisse de -2,4 % pour le second. Pour l'électricité, l'évolution traduit en particulier la mauvaise orientation des IGCE puisque, hors sidérurgie par exemple, la baisse de la consommation d'électricité n'est plus que de -1,2 %. Pour le gaz, la consommation profite, même dans les secteurs en repli, de substitutions d'énergie à son profit.

Du fait de ces évolutions, les émissions de CO₂ stagnent, alors qu'elles avaient légèrement crû en 2004. La situation est même plus favorable qu'en 2004 en ce qui concerne la baisse de l'intensité énergétique qui perd 1,5 point, à 76,1 en indice base 100 en 1990. L'écart entre la baisse de consommation d'énergie et la stabilité de l'activité globale de l'industrie témoigne de la poursuite des gains d'efficacité énergétique. Comme en 2004, ils peuvent s'expliquer par des effets de structure et par une sensibilisation croissante au développement durable, mais aussi, surtout en période de prix élevés, par la recherche de compétitivité qui incite l'industrie, pour faire face à une concurrence toujours plus vive, à renforcer ses efforts d'économies d'énergie et à substituer pétrole et charbon, notamment par du gaz, lorsque les techniques le permettent.

Résidentiel et tertiaire : le seul secteur en croissance, avec +0,6 %

Bien qu'en retrait par rapport à sa croissance tendancielle de +1,0 % par an depuis 1990, le résidentiel et tertiaire est le seul secteur de consommation finale qui, avec 68,2 Mtep, croît, même si ce n'est que légèrement, avec +0,6 %, à peu près comme en 2004. La répartition de cette croissance semble assez homogène sur les deux sous-secteurs, résidentiel et tertiaire.

Les évolutions y sont notablement différentes de l'industrie, puisque l'électricité progresse sensiblement, de +2,3 % (même si c'est un peu en deçà de sa tendance de +2,8 %), que le gaz ne croît que de +0,8 % (après +1,0 % en 2004, avec une tendance de +2,7 % depuis 1990), tandis que le pétrole (fioul domestique et GPL) accélère sa baisse, avec -1,6 % (contre -1,1 % en tendanciel).

Cette modération de la demande dans le résidentiel et tertiaire est à mettre en relation avec les prix élevés des énergies, la préoccupation croissante des français pour l'environnement et les économies d'énergie, ainsi qu'une amorce de modifications structurelles traduisant notamment une relative désaffection pour le gaz. Ainsi, à la question « *Quelle source d'énergie vous paraît idéale pour le chauffage de votre logement, en tenant compte du coût ?* », selon le baromètre d'opinion (29) « *Observatoire de l'énergie-Credoc* », établi en janvier 2006, les suffrages pour le gaz perdent 8,9 points, à 36,7 %, le fioul 3,5 points, à 5,7 % (contre plus de 20 % avant 2000), tandis que l'électricité gagne 0,6 point, à 12,5 %, et les énergies renouvelables plus de 10 points, à près de 40 % ! On ne retrouve néanmoins pas encore dans les faits ce dernier engouement, puisque la consommation d'énergie renouvelable stagne à 8,7 Mtep.

Par opposition à cette modération globale, le dynamisme persistant de la consommation d'électricité (après +3,2 % en 2004 et +3,9 % en 2003, taux qui seraient encore plus élevés sans correction du climat) s'explique par des prix relatifs moins élevés et divers autres facteurs, tels que l'équipement des ménages en appareils électriques et électroniques et un recours accru au chauffage électrique (selon les professionnels du secteur, le renchérissement des prix de l'immobilier conduirait, depuis septembre 2004, les nouveaux accédants à la propriété à davantage privilégier le chauffage électrique, moins cher à l'installation que d'autres modes de chauffage ; ainsi, 70 % des nouveaux logements seraient maintenant équipés au chauffage électrique).

Pour le seul secteur tertiaire, qui constitue le principal moteur des créations d'emplois en France, la consommation d'électricité est en ligne avec la progression de l'activité, avec +2,5 %. Les plus fortes hausses concernent le commerce et l'hôtellerie (+4 %), suivi des services marchands (+2,7 %).

(29) Chaque vague semestrielle du baromètre fait l'objet d'une note de synthèse consultable sur le site Internet de la DGEMP : www.industrie.gouv.fr/energie

Transports : deuxième baisse en 30 ans, de -0,8 %, comme en 2003

Depuis 1970, la consommation d'énergie des transports n'a connu que trois baisses : -1,4 % en 1974, en réaction au premier choc pétrolier, -0,9 % en 2003 et -0,8 % en 2005. Pour cette dernière année, elle s'élève à 50,4 Mtep. Sa croissance avait été de +0,7 % en 2004 et sa progression tendancielle est de +1,3 % par an depuis 1990. Les carburants pétroliers (essence, gazole, GPLc (30), carburateurs) constituent 97 % de la consommation totale du secteur, l'électricité 2 % et les biocarburants un peu moins de 1 %.

Après une légère reprise « technique » en 2004 (+0,7 %), la consommation de carburants pétroliers connaît une baisse de -1 %, à 48,9 Mtep, ex aequo avec celle, considérée comme « historique », de 2003. Les deux faits marquants de cette évolution sont la relative stagnation (+0,9 %) des carburateurs pour aviation, qui avaient connu une forte croissance en 2004 (+5,1 %), et la chute du fret ferroviaire.

Les ventes (31) de carburants routiers baissent de -1,0 %, comme en 2003, après une stagnation en 2004 (+0,2 %), alors que l'évolution tendancielle depuis 1990 est une croissance de +1,2 % par an. Néanmoins, la consommation de gazole se maintient, avec +0,9 %, du fait d'une toujours plus forte diésélisation du parc automobile. La consommation d'essence accroît sa chute, de -6,0 %, pratiquement comme en 2003. Les ventes de GPLc restent sur leur tendance baissière, avec -7,9 %.

La croissance du parc de véhicules particuliers s'effectue à un rythme moins soutenu et légèrement inférieur à celui du nombre de ménages, de seulement +0,9 % (après +1,3 % en 2004 et une tendance de +2,3 % en moyenne sur 1996-2002), à 30,0 millions de voitures particulières mi-2005 selon le CCFA (32), soit un taux d'équipement de 1,16 véhicule par ménage (en légère régression sur 2004 en raison vraisemblablement du vieillissement de la population et de la baisse du taux d'équipement dans les grandes villes). La diésélisation du parc se poursuit au même rythme soutenu : en moyenne sur 2005, 46,6 % des véhicules roulent au gazole (contre 44,2 % à la mi-2004 et 32,9 % en 1999).

Après de fortes baisses en 2002 et 2003, les immatriculations de voitures neuves confirment leur redressement, avec 2 068 000 véhicules en 2005 (+2,7 %, après seulement +0,2 % en 2004). La part du diesel dans ces ventes pourrait avoir trouvé un point d'équilibre puisqu'en 2005 elle reste au niveau de 2004, à 69,1 %, ce qui laisse toutefois augurer de la diésélisation à venir du parc total. Pour ce taux du diesel dans le neuf, la France se place en troisième position au sein de l'Union européenne, derrière le Luxembourg (75 %) et la Belgique (73 %).

(30) GPLc : gaz de pétrole liquéfié pour usage comme carburant.

(31) Source : CPDP (Comité professionnel du pétrole) et Observatoire de l'énergie.

(32) CCFA : Comité des constructeurs français d'automobiles.

La réduction de l'écart de prix entre essence et gazole tend à contrebalancer à la fois les importants efforts commerciaux des constructeurs en faveur du diesel (par exemple, en proposant systématiquement une version diesel même pour les petites cylindrées) et, comme en 2000, l'impact psychologique du niveau élevé des prix sur les comportements d'achats. Enfin, la part des véhicules de petite cylindrée continue de progresser dans les ventes de véhicules essence (+1,7 point en 2005, après +2,6 points en 2004), en partie grâce au *downsizing*, mais se stabilise pour les véhicules diesel (après une progression spectaculaire en 2004).

La consommation unitaire des véhicules particuliers, exprimée en l/100 km, ne diminue que de -1,0 %, alors qu'elle connaissait de fortes baisses depuis deux ans (-1,5 % en 2004 pour l'ensemble des véhicules essence et diesel, -1,8 % en 2003), du fait de la diésélisation accrue du parc et aussi en raison d'un progrès dans le respect des vitesses limites. Il semble que la réduction spectaculaire de la vitesse moyenne enregistrée en 2003 et 2004 marque une légère pause, surtout à la fin 2005. Or, ceci a des conséquences sensibles sur la consommation de carburants puisque, par exemple, selon une étude réalisée par Armines, pour le compte de l'Observatoire de l'énergie et de la Direm, une réduction de la vitesse limite sur les seules autoroutes de 130 à 120 km/h permettait d'économiser environ 0,7 Mtep.

Enfin, d'après des estimations provisoires, le kilométrage moyen des voitures particulières aurait fortement baissé, de -3,0 % en 2005, à près de 13 200 km/an en moyenne (essence et diesel), succédant à déjà -1,5 % en 2004. En dépit de quelques mouvements sociaux, dont certains ont duré longtemps (Marseille par exemple) et d'une hausse sensible des prix des billets depuis 2004, les transports en commun de voyageurs se développent de façon dynamique. Cette évolution se constate tant pour le réseau principal de la SNCF (+2,8 % en nombre de passagers-km, après +3,7 % en 2004) que pour les transports urbains (train, métro, tram et bus), en Province comme en Île-de-France. Dans cette dernière région le trafic croît de +3,0 % pour la SNCF (après +5,1 % en 2004) et de +1,7 % pour la RATP (+7,3 % en 2004). Si l'on constate une baisse de la consommation d'électricité dans les transports ferroviaires et urbains de -1,6 %, elle est essentiellement due à la chute du fret SNCF.

Tous modes confondus, il semble que, de façon exceptionnelle, les Français restreignent leur circulation sur le territoire métropolitain, sans doute sous l'effet de la hausse des prix des carburants et, plus généralement, des prix des transports : cette circulation, exprimée en voyageurs-km, aurait ainsi baissé de -1,4 % par rapport à 2004 et même de -2,0 % si l'on rapporte le chiffre à la population. Un tel ralentissement avait déjà été observé en 2000, alors que les carburants s'étaient renchéri quasiment autant qu'en 2005, mais la circulation des Français avait repris de plus belle l'année suivante avec la stabilisation des prix.

Sous l'effet de la morosité économique, les transports terrestres de marchandises chutent, tous modes confondus,

de -3,4 % en tonnes-km, après un rebond de +3,3 % en 2004. La chute du fret SNCF s'accroît, suite à la restructuration de cette branche (-12,2 %, après -3,7 % en 2004 et -6,4 % en 2003), ce qui, par effet de report, atténue l'impact de la baisse d'activité pour le transport routier (-0,6 % en véhicules-km, après +4,1 % en 2004) et profite au fluvial (+7,4 %, après +6,2 % en 2004). Au total, avec la chute du kilométrage des véhicules particuliers, avec un parc de véhicules utilitaires légers qui ralentit sa progression (+1,0 % à mi-2005, après +1,4 % en 2004) et un trafic « poids lourds » en recul, la circulation routière totale, hors transit, exprimée en véhicules-km, recule (33) de -1,3 %, après +2,0 % en 2004.

Le ralentissement des ventes de carburateurs (+0,9 %, après +5,1 % en 2004) se retrouve dans le trafic aérien qui ne croît que de +5,9 %, en nombre de passagers, après un rebond technique de +9,4 % en 2004 faisant suite à une année 2003 « sinistrée » par des mouvements sociaux, la guerre en Irak et la crise du SRAS. C'est le trafic international (+7,6 %) qui tire essentiellement la demande.

L'INTENSITÉ ÉNERGÉTIQUE

La baisse des intensités énergétiques primaire (34) et finale (35), qui s'étaient toutes deux améliorées (avaient baissé) en

(33) Une autre estimation, basée sur des données du Setra et de l'Asfa, indique plutôt une stagnation (+0,4 %, transit inclus).

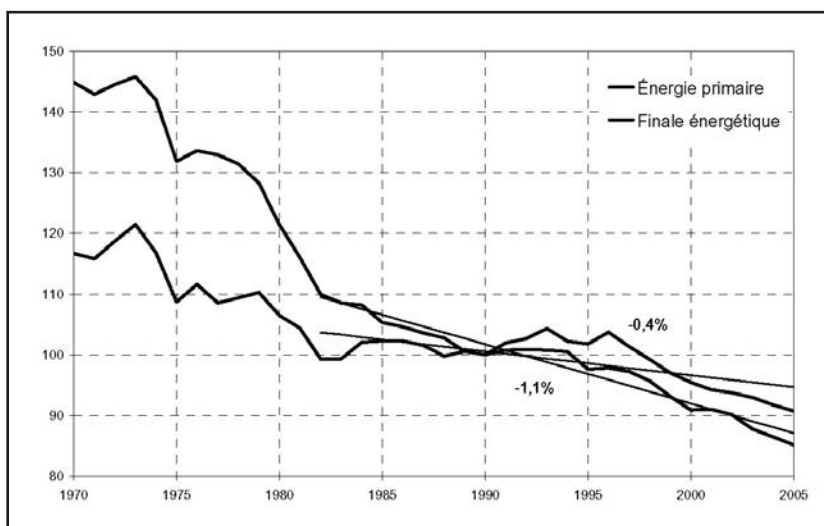


Figure 4 – Intensité énergétique primaire et finale, avec leurs taux de croissance annuels moyens sur 1982-2005 (en indice base 100 en 1990).

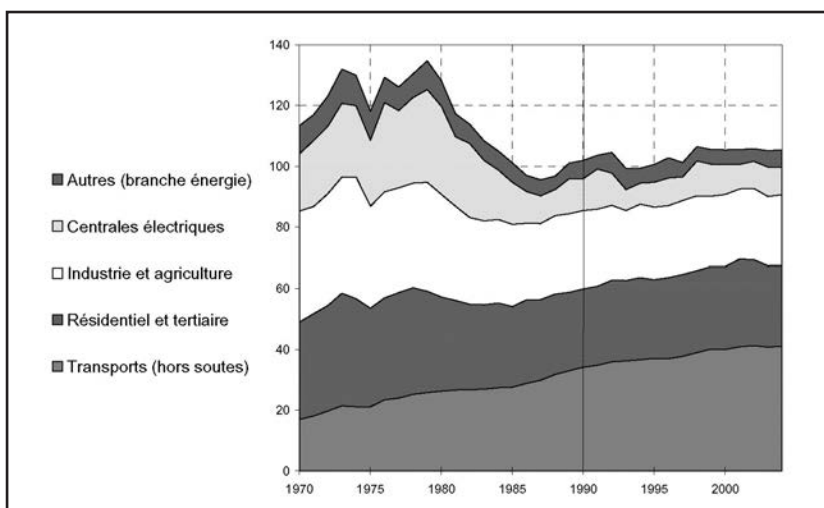


Figure 5 – Emissions de CO₂ dues à l'énergie (en millions de tonnes de carbone, selon une méthodologie développée par l'Observatoire de l'énergie à partir des bilans de l'énergie, avec correction climatique).

tendancielle depuis 1990 sont en faible hausse, de +0,8 % et +0,3 % par an.

LES ÉMISSIONS DE CO₂ DUES À L'ÉNERGIE

Sans prétendre à la précision des calculs que demandent les accords internationaux en la matière, les émissions de CO₂ peuvent être estimées de manière approximative à partir des bilans de l'énergie. Selon cette estimation, les émissions de CO₂ progressent très légèrement, pour la deuxième année consécutive, avec +0,3 %, après +0,2 % en 2004 (voir la figure 5).

(34) Rapport entre la consommation d'énergie primaire, corrigée du climat, et le PIB exprimé en volume.

(35) Rapport entre la consommation finale énergétique, corrigée du climat, et le PIB exprimé en volume.

Le fort appel aux centrales électriques thermiques classiques (+14 % pour les émissions dont elles sont à l'origine), notamment au charbon, a plus que compensé les baisses enregistrées sur tous les autres secteurs (-1,0 % pour les

seuls transports). Si l'on ne tenait pas compte des « puits de carbone », ni des autres gaz à effet de serre, le niveau des émissions de la France en 2005 serait de 3,7 % au-dessus du niveau de 1990 (mais 18 % en dessous de celui de 1980).

Annexe méthodologique

En séance du 8 décembre 2005, le Conseil d'orientation a décidé de deux modifications méthodologiques qui affectent la confection du Bilan énergétique de la France et qui ont été prises en compte dès le présent bilan et de façon rétrospective.

Nouvelle méthode de correction climatique

La correction climatique ne porte que sur la consommation de chauffage et non sur celle d'eau chaude sanitaire, ni de cuisson ou de climatisation. Le principe de calcul consiste à admettre que la consommation de chauffage est proportionnelle au nombre de degrés-jours de l'année ou du mois.

Ancienne méthode de correction climatique, pour mémoire

Pour chaque type d'énergie consommée dans le résidentiel-tertiaire et pour le pétrole consommé dans l'industrie :

- $CC = CR * (1 + e * (1/r - 1))$, où : CR est la consommation réelle d'une année donnée,
- CC est la consommation corrigée,
- e = part de la consommation sensible au climat (inférieure à 1),
- r = indice de rigueur de l'année = DJU / DJUm, où : DJU = somme des degrés-jours de la « saison de chauffe » qui va de d'octobre à mai inclus,
- et DJUm est le DJU d'une année moyenne (sur la période trentenaire 1961-1990).

Le degré jour est l'écart moyen journalier entre la température observée et une température seuil T°0 (18°C jusqu'en 1982, 16°C à partir de 1983). C'est une moyenne arithmétique simple de degrés-jours calculés à partir de relevés de température effectués dans 42 stations météorologiques réparties sur toute la France métropolitaine.

Principales caractéristiques de la nouvelle méthode

- Période trentenaire 1976-2005 et non plus 1961-1990, soit une baisse du degré-jour trentenaire de -3 %.
- Température seuil uniforme depuis 1970 et pour toutes les énergies : 17°C
- Les relevés de température sont effectués dans 22 stations météorologiques (et non plus 42), soit une par région métropolitaine. Les moyennes sont pon-

dérées par la population des régions au recensement de 1999.

- Formules du degré-jour (journalier) : on retient la formule « grand public » diffusée par Météo-France. Si T est la température moyenne d'une journée (c'est-à-dire $(T_{\min} + T_{\max}) / 2$),

on écrit désormais :

$$\begin{aligned} \text{degré-jour} &= 17 - T^{\circ} \text{ si } T^{\circ} > 17^{\circ}\text{C} \\ &= 0 \text{ sinon} \end{aligned}$$

- Nouvelle formule de correction :

$$CC = CR / (1 + e * (r - 1))$$

- Les parts sensibles au climat ont été révisées.
- Le gaz naturel consommé par l'industrie fait lui aussi l'objet d'une correction.
- S'agissant des énergies renouvelables, seules les séries de consommation de bois et de consommation par les pompes à chaleur sont corrigées, avec une part sensible au climat de 70 %.

Mise en conformité de la comptabilité des énergies renouvelables avec les conventions internationales

Ces règles sont énoncées dans le « Manuel sur les statistiques de l'énergie » rédigé par la Division des statistiques énergétiques de l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE), en coopération avec Eurostat, et publié conjointement par tous les organismes internationaux (Eurostat, AIE, OCDE).

Ainsi concernant le bilan des énergies renouvelables, les modifications suivantes ont été prises en compte dans le bilan 2005, avec rétropolation pour les années antérieures :

- la production hydraulique brute est comptabilisée hors production issue des Step (stations de pompage),
- la production primaire brute de biogaz est la production du biogaz capté valorisé,
- la production primaire brute des déchets urbains et sa valorisation sous forme électrique et thermique sont réparties à 50 % en déchets urbains renouvelables et 50 % en déchets urbains non renouvelables.

De ce fait la dernière colonne du bilan (auparavant ENRt) a été aménagée de manière à faire apparaître la valorisation énergétique des déchets considérés comme non renouvelables et prend de ce fait l'intitulé « ENRt et déchets ».

Bilan rénové de l'énergie 2003

(unité : Mtep)

	Charbon		Pétrole		Gaz		Électricité		Énergies renouvelables thermiques	Total
	Houille Lignite PR	Coke Agglom.	Brut	Raffiné	Naturel	Indus-triels	Production brute	Consom-mation		
APPROVISIONNEMENT										
Production énergie primaire (P)	1,28		1,22	0,28	1,24		H : 5,61 N : 114,95		12,52	137,10
Importations	10,40	1,07	85,46	28,96	37,79	-	0,60		-	164,28
Exportations	- 0,05	- 0,28	-	- 20,68	- 0,90	-	- 6,31		- 0,05	- 28,27
Stocks (+ = déstockage, - = stockage)	+1,23	- 0,05	- 0,50	- 0,01	+ 0,66	-				+ 1,33
Soutes maritimes internationales				- 2,63						- 2,63
TOTAL disponibilités (D) ..	13,60		86,18	5,92	38,79	-	114,85		12,47	271,81
Indépend. éner. (P/D)	9,4 %		1,6 %		3,2 %		105,0 %		100,4 %	50,4 %
EMPLOIS										
Consommation de la branche énergie										
Raffinage			86,15	- 81,25			- 0,13	0,32		5,09
Production d'électr. therm.	5,93	-	-	1,35	2,06	0,74	- 5,08		1,39	6,39
Usages internes de la branche	3,79	- 3,18	-	0,10	0,43	- 0,37		2,02	0,19	5,73
				0,00				2,75		
Pertes et ajustement	0,44	0,12	0,03	- 0,29	0,27	0,05	- 5,21	79,73	0,45	80,80
TOTAL (A)	10,16	- 3,06	86,18	- 80,09	2,76	0,42	- 5,21	84,82	2,03	98,01
Consommation finale énergétique (corrégée du climat)										
Sidérurgie	1,51	3,11		0,06	0,56	0,93		1,00	-	5,82
						- 1,35				
Industrie	0,86	0,44		6,15	13,51	-		10,86	1,28	33,10
Résidentiel Tertiaire	0,35	0,08		15,42	20,38	-		22,19	8,94	67,36
Agriculture	-	-		2,23	0,30	-		0,29	0,06	2,88
Transports (*)	-	-		49,03	0,04	-		1,02	0,35	50,44
TOTAL (B)	2,72	3,63		72,89	34,79	- 0,42		35,36	10,63	159,60
Consommation finale non énergétique										
TOTAL (C)	-	0,16		13,44	1,77	-				15,37
Consommation totale d'énergie primaire (corrégée du climat)										
TOTAL corrigé (A+B+C)	13,61		92,42		39,32		114,97		12,66	272,98
<i>Dont corrections climatiques</i>	<i>0,01</i>		<i>0,32</i>		<i>0,53</i>		<i>0,12</i>		<i>0,19</i>	<i>1,17</i>
Indice de rigueur climatique = 0,968 (*) hors soutes maritimes internationales PR : produits de récupération H : Hydraulique N : Nucléaire Energies renouvelables thermiques : autres que l'hydraulique, l'éolien et le photovoltaïque Source : Observatoire de l'Énergie										

Bilan rénové de l'énergie 2004

(unité : Mtep)

	Charbon		Pétrole		Gaz		Électricité		Énergies renouvelables thermiques	Total
	Houille Lignite PR	Coke Agglom.	Brut	Raffiné	Naturel	Industriels	Production brute	Consommation		
APPROVISIONNEMENT										
Production énergie primaire (P)	0,39		1,14	0,29	1,10		H : 5,69		12,44	137,86
Importations	12,06	0,91	85,13	30,17	39,73	-	N : 116,81		-	168,57
Exportations	- 0,06	- 0,57	-	- 21,47	- 1,22	-	0,57		- 0,06	- 29,26
Stocks (+ = déstockage, - = stockage)	+ 0,18	+ 0,05	- 0,35	+ 0,23	+ 0,37	-	- 5,88			+ 1,18
Soutes maritimes internationales				- 2,97						- 2,97
TOTAL disponibilités (D) ..	12,96		86,62	6,25	39,98	-	117,19		12,38	275,38
Indépend. énerg. (P/D)	3,0 %		1,5 %		2,8 %		104,5 %		100,5 %	50,1 %
EMPLOIS										
Consommation de la branche énergie										
Raffinage			86,83	- 81,76			- 0,13	0,31		5,25
Production d'électr. therm.	5,49	-		1,11	2,38	0,73	- 4,97		1,41	6,15
Usages internes de la branche	3,66	- 3,15	-	0,12	0,68	- 0,29		2,07	0,15	5,99
				0,00				2,75		
Pertes et ajustement	0,60	- 0,09	- 0,21	0,16	0,03	- 0,03		81,00	0,44	81,90
TOTAL (A)	9,75	- 3,24	86,62	- 80,37	3,09	0,41	- 5,10	86,13	2,00	99,29
Consommation finale énergétique (corrigée du climat)										
Sidérurgie	1,57	3,00		0,04	0,58	0,95		1,01	-	5,79
						- 1,36				
Industrie	0,93	0,42		6,19	13,78	-		10,94	1,25	33,51
Résidentiel Tertiaire	0,34	0,07		15,21	20,58	-		22,91	8,75	67,86
Agriculture	-	-		2,33	0,33	-		0,28	0,06	3,00
Transports (*)	-	-		49,37	0,04	-		1,05	0,35	50,81
TOTAL (B)	2,84	3,49		73,14	35,31	- 0,41		36,19	10,41	160,97
Consommation finale non énergétique										
TOTAL (C)	-	0,14		13,54	1,70	-				15,38
Consommation totale d'énergie primaire (corrigée du climat)										
TOTAL corrigé (A+B+C)	12,98		92,93		40,10		117,22		12,41	275,64
<i>Dont corrections climatiques</i>	<i>0,02</i>		<i>0,06</i>		<i>0,12</i>		<i>0,03</i>		<i>0,03</i>	<i>0,26</i>
Indice de rigueur climatique = 0,993 (*) hors soutes maritimes internationales PR : produits de récupération H : Hydraulique N : Nucléaire Énergies renouvelables thermiques : autres que l'hydraulique, l'éolien et le photovoltaïque Source : Observatoire de l'Énergie										

RICHARD LAVERGNE

Bilan rénové de l'énergie 2005

(unité : Mtep)

	Charbon		Pétrole		Gaz		Électricité		Énergies renouvelables thermiques	Total
	Houille Lignite PR	Coke Agglom.	Brut	Raffiné	Naturel	Industriels	Production brute	Consommation		
APPROVISIONNEMENT										
Production énergie primaire (P)	0,25		1,08	0,26	0,82		H : 4,98 N : 117,67		12,52	137,58
Importations	12,30	1,10	84,16	34,92	41,42	-	0,69	-	-	174,59
Exportations	- 0,03	- 0,43	-	- 24,59	- 0,91	-	- 5,88	-	- 0,06	- 31,90
Stocks (+ = déstockage, - = stockage)	+ 0,55	- 0,19	+ 0,02	- 1,10	- 0,55	-				- 1,27
Soutes maritimes internationales				- 2,72						- 2,72
TOTAL disponibilités (D) ..	13,55		85,26	6,77	40,78	-	117,46		12,46	276,28
Indépend. énerg. (P/D)	1,8 %		1,5 %		2,0 %		104,4 %		100,5 %	49,8 %
EMPLOIS										
Consommation de la branche énergie										
Raffinage			85,31	- 80,42			- 0,13	0,31		5,07
Production d'électr. therm.	6,22	-		1,49	2,57	0,76	- 5,54		1,43	6,93
Usages internes de la branche	3,64	- 3,09	-	0,14	0,56	- 0,29		2,03	0,15	5,95
				0,00				2,81		
Pertes et ajustement	0,40	0,13	- 0,05	- 0,22	0,09	- 0,04		81,56	0,45	82,32
TOTAL (A)	10,26	- 2,96	85,26	- 79,01	3,22	0,43	- 5,67	86,71	2,03	100,27
Consommation finale énergétique (corrégée du climat)										
Sidérurgie	1,57	2,85		0,04	0,56	0,92		0,87	-	5,46
						- 1,35				
Industrie	0,93	0,41		6,04	14,17	-		10,81	1,26	33,62
Résidentiel Tertiaire	0,30	0,06		14,96	20,75	-		23,44	8,73	68,24
Agriculture	-	-		2,23	0,34	-		0,29	0,06	2,92
Transports (*)	-	-		48,88	0,05	-		1,03	0,42	50,38
TOTAL (B)	2,80	3,32		72,15	35,87	- 0,43		36,44	10,47	160,62
Consommation finale non énergétique										
TOTAL (C)	-	0,12		13,68	1,79	-				15,59
Consommation totale d'énergie primaire (corrégée du climat) TOTAL corrigé (A+B+C)	13,54		92,08		40,88		117,48		12,50	276,48
<i>Dont corrections climatiques</i>	<i>-0,01</i>		<i>0,05</i>		<i>0,10</i>		<i>0,02</i>		<i>0,04</i>	<i>0,20</i>
Indice de rigueur climatique = 0,99 (*) hors soutes maritimes internationales PR : produits de récupération ; H : Hydraulique ; N : Nucléaire Energies renouvelables thermiques : autres que l'hydraulique, l'éolien et le photovoltaïque Source : Observatoire de l'Énergie										

« Equivalences »

L'Observatoire de l'énergie convertit les différentes formes d'énergie en tonnes d'équivalent pétrole (tep), en utilisant les coefficients suivants :

	Unité physique	tep PCI		Unité physique	tep PCI
Charbon			Bois	1 stère	0,147
Houille	1 t	0,619	Gaz naturel et industriel	1 MWh PCS	0,077
Coke de houille	1 t	0,667			
Agglomérés et briquettes de lignite	1 t	0,762	Produits pétroliers		
Lignite et produits de récupération	1 t	0,405	Pétrole brut, gazole, fuel domestique, produits à usages non énergétiques	1 t	1
Electricité			GPL	1 t	1,095
- d'origine nucléaire	1 MWh	0,2606	Essences moteur et carburéacteur	1 t	1,048
- d'origine géothermique	1 MWh	0,86	Fuel lourd	1 t	0,952
- autres origines, exports, imports, consommation	1 MWh	0,086	Coke de pétrole	1 t	0,762
PCI = Pouvoir calorifique inférieur. PCS = Pouvoir calorifique supérieur.					

L'évolution annuelle de l'énergie en France depuis 1973

FAITS ET CHIFFRES
POUR 2005

Par **Louis MEURIC**

Adjoint du Secrétaire général de l'Observatoire de l'Energie,
DGEMP, Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie

Evolution du bilan de l'énergie

(en Mtep)

	1973	1980	1990	2000	2003	2004	2005
APPROVISIONNEMENT							
Production énergie primaire (P)	43,5	52,5	111,8	132,5	137,1	137,9	137,6
Importations	159,7	163,8	138,2	165,1	164,3	168,6	174,6
Exportations	-14,8	-15,7	-20,0	-27,0	-28,3	-29,3	-31,9
Stocks $\left\{ \begin{array}{l} + = \text{déstockage} \\ - = \text{stockage} \end{array} \right.$	-0,7	-5,1	-2,3	-3,1	1,3	1,2	-1,3
Soutes maritimes internationales	5,3	3,9	2,5	3,0	2,6	3,0	2,7
Total disponibilités (D)	182,4	191,7	225,2	264,6	271,8	275,4	276,3
<i>Indépendance énergétique (P/D)</i>	23,9 %	27,4 %	49,7 %	50,1 %	50,4 %	50,1 %	49,8 %
EMPLOIS							
Consommation de la branche énergie							
Raffinage	8,8	7,8	5,3	5,2	5,1	5,3	5,1
Production d'électricité thermique	17,1	19,3	6,9	6,8	6,4	6,2	6,9
Usages internes de la branche	2,2	3,6	4,3	5,4	5,7	6,0	6,0
Pertes et ajustement	7,0	13,4	58,3	75,6	80,8	81,9	82,3
Total (A)	35,1	44,0	74,8	93,0	98,0	99,3	100,3
Consommation finale énergétique (corrigée du climat)							
Sidérurgie	12,5	10,7	7,0	6,2	5,8	5,8	5,5
Industrie	35,4	34,0	31,6	33,2	33,1	33,5	33,6
Résidentiel tertiaire	56,4	54,2	58,5	67,0	67,4	67,9	68,2
Agriculture	3,0	3,2	3,1	3,0	2,9	3,0	2,9
Transports (*)	26,3	32,1	41,7	49,4	50,4	50,8	50,4
Total (B)	133,6	134,2	141,9	158,8	159,6	161,0	160,6
Consommation finale non énergétique							
Total (C)	10,9	11,8	12,4	17,4	15,4	15,4	15,6
Consommation totale d'énergie primaire (corrigé du climat)							
Total corrigé (A + B + C)	179,7	190,0	229,2	269,2	273,0	275,6	276,5
dont : corr. climat	-2,7	-1,7	4,0	4,6	1,2	0,3	0,2
Indice de rigueur climatique	1,07	1,05	0,88	0,88	0,97	0,99	0,99
(*) hors soutes maritimes internationales. Nouvelle méthodologie pour les ENR et la correction du climat, voir chapitre sur le bilan énergétique. Source : Observatoire de l'Energie							

Evolution de l'approvisionnement en énergie primaire de la France

(en Mtep)

	1973	1980	1990	2000	2003	2004	2005
Production primaire nationale							
Charbon	17,29	13,11	7,73	2,34	1,28	0,39	0,25
Gaz naturel	6,26	6,29	2,50	1,50	1,24	1,10	0,82
Pétrole	2,22	2,38	3,46	1,74	1,50	1,43	1,34
Electricité hydraulique (brute)	4,14	6,08	5,02	6,23	5,61	5,69	4,98
Electricité nucléaire (brute)	3,84	15,96	81,74	108,20	114,95	116,81	117,67
Energies renouvelables thermiques	9,77	8,65	11,38	12,51	12,52	12,44	12,52
Total	43,52	52,47	111,83	132,52	137,10	137,86	137,58
Importations (1)							
Combustibles minéraux solides	10,41	20,45	12,91	12,83	11,47	12,97	13,40
Gaz naturel	7,60	16,20	24,54	36,28	37,79	39,73	41,42
Pétrole brut (y c. autres produits à distiller (APD)	134,92	113,56	73,31	85,63	85,46	85,13	84,16
Produits pétroliers raffinés (2)	6,32	12,25	26,83	30,07	28,96	30,17	34,92
Electricité	0,40	1,34	0,57	0,32	0,60	0,57	0,69
Total	159,65	163,80	138,16	165,13	164,28	168,57	174,59
Exportations (1)							
Combustibles minéraux solides	-1,25	-0,85	-0,63	-0,55	-0,33	-0,63	-0,46
Gaz naturel	-0,08	-0,13	-0,29	-0,68	-0,90	-1,22	-0,91
Produits pétroliers raffinés (3)	-12,85	-13,62	-14,53	-19,50	-20,68	-21,47	-24,59
Electricité	-0,66	-1,08	-4,51	-6,29	-6,31	-5,88	-5,88
Total	-14,84	-15,68	-19,96	-27,01	-28,27	-29,26	-31,90
Variations de stock, déstockage (+), stockage (-)	-0,69	-5,05	-2,32	-3,07	1,33	1,18	-1,27
Soutes maritimes internationales	5,30	3,90	2,50	3,00	2,60	3,00	2,70
Ressources énergétiques nettes	182,35	191,68	225,21	264,61	271,81	275,38	276,28

(1) Importations et exportations de tous produits (primaires ou non).

(2) Tous produits raffinés, déduction faite des autres produits à distiller (APD) et des rachats sur façonnage.

(3) Hors avitaillement et y compris produits issus du façonnage.

Source : Observatoire de l'énergie.

Taux d'indépendance énergétique (1)

(en %)

Type d'énergie	1973	1980	1990	2000	2003	2004	2005
Charbon	61,5	42,0	40,7	16,5	9,4	3,0	1,8
Pétrole (2)	1,8	2,2	4,0	1,9	1,6	1,5	1,5
Gaz	46,4	29,3	9,9	4,2	3,2	2,8	2,0
Electricité primaire	103,4	98,8	104,8	105,5	105,0	104,5	104,4
Energies renouvelables thermiques	100,0	100,0	100,0	99,9	100,4	100,5	100,5
Toutes énergies (2)	23,9	27,4	49,7	50,1	50,4	50,1	49,8

(1) Rapport (en %) entre la production et la consommation d'énergie primaire (non corrigée du climat).

(2) Hors soutes maritimes internationales.

Source : Observatoire de l'énergie.

Commerce extérieur (1) de produits énergétiques

	Unité	1973	1980	1985	1990	2000	2003	2004	2005
Importations CAF (2) (a)	en G€	3,08	23,13	32,56	18,33	32,56	30,94	37,63	50,25
Exportations FAB (3) (b)	en G€	0,51	2,87	5,03	4,16	9,01	8,09	9,22	11,99
Facture énergétique (a) - (b)	en G€	2,57	20,26	27,53	14,17	23,54	22,86	28,41	38,26
Part des importations d'énergie dans les importations totales CAF (1) (2)	%	12,4	26,4	22,1	9,4	9,6	9,4	10,5	12,9
Part de la facture énergétique dans le PIB total	%	1,44	4,56	3,66	1,38	1,63	1,44	1,72	2,26
Nombre de jours d'exportations totales couvrant la facture énergétique			99	73	29	26	26	30	39

(1) Les DOM sont inclus dans toutes les statistiques de commerce extérieur à partir de 1994.

(2) CAF = coût assurance-frêt.

(3) FAB = franco à bord

Source : Observatoire de l'énergie d'après DGDDI-DSEE et INSEE.

Consommation finale énergétique par secteur économique et par type d'énergie

(en Mtep)

Energie x secteur	1973	1980	1990	2000	2003	2004	2005
Charbon							
Sidérurgie	9,5	8,2	5,5	5,1	4,6	4,6	4,4
Industrie	2,6	1,8	2,9	1,7	1,3	1,4	1,3
Résidentiel et tertiaire	5,6	3,3	1,8	0,7	0,4	0,4	0,4
<i>dont : corrections climatiques</i>	-0,3	-0,1	0,2	0,0	0,0	0,0	-0,0
Agriculture	-	-	-	-	-	-	-
Transports	0,00	0,00	-	-	-	-	-
Total charbon	17,7	13,3	10,2	7,4	6,4	6,3	6,1
<i>dont : corrections climatiques</i>	-0,3	-0,1	0,2	0,0	0,0	0,0	-0,0
Pétrole							
Sidérurgie	2,3	1,3	0,3	0,1	0,1	0,0	0,0
Industrie	21,8	17,3	9,0	7,0	6,2	6,2	6,0
<i>dont : corrections climatiques</i>	-0,4	-0,2	0,2	0,1	0,0	-	-
Résidentiel et tertiaire	32,7	25,5	17,7	15,9	15,4	15,2	15,0
<i>dont : corrections climatiques</i>	-1,4	-0,8	1,3	1,2	0,3	0,1	0,1
Agriculture	2,9	2,9	2,7	2,4	2,2	2,3	2,2
Transports (*)	25,7	31,5	41,0	48,2	49,0	49,4	48,9
Total produits pétroliers	85,4	78,4	70,8	73,5	72,9	73,1	72,2
<i>dont : corrections climatiques</i>	-1,8	-1,0	1,4	1,3	0,3	0,1	0,1
Gaz							
Sidérurgie	-0,3	0,2	0,3	0,1	0,1	0,2	0,1
Industrie	3,5	6,4	9,1	12,3	13,5	13,8	14,2
<i>dont : corrections climatiques</i>	-0,00	-0,1	0,2	0,3	0,1	0,0	0,0
Résidentiel et tertiaire	5,5	9,7	13,8	20,1	20,4	20,6	20,8
<i>dont : corrections climatiques</i>	-0,2	-0,3	1,0	1,8	0,5	0,1	0,1
Agriculture	0,0	0,1	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3
Transports	0,0	0,0	-	-	0,0	0,0	0,1
Total gaz	8,7	16,4	23,3	32,8	34,4	34,9	35,4
<i>dont : corrections climatiques</i>	-0,3	-0,3	1,2	2,0	0,5	0,1	0,1
Electricité							
Sidérurgie	1,0	1,1	0,9	1,0	1,0	1,0	0,9
Industrie	6,2	7,1	9,0	11,0	10,9	10,9	10,8
Résidentiel et tertiaire	5,1	9,2	15,5	20,7	22,2	22,9	23,4
<i>dont : corrections climatiques</i>	-	-0,1	0,4	0,5	0,1	0,0	0,0
Agriculture	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3
Transports	0,6	0,6	0,7	0,9	1,0	1,1	1,0
Total électricité	13,0	18,2	26,3	33,7	35,4	36,2	36,4
<i>dont : corrections climatiques</i>	-	-0,1	0,4	0,5	0,1	0,0	0,0
Energies renouvelables							
Industrie	1,4	1,3	1,6	1,3	1,3	1,3	1,3
Résidentiel et tertiaire	7,5	6,6	9,7	9,7	8,9	8,8	8,7
<i>dont : corrections climatiques</i>	-0,4	-0,2	0,8	0,8	0,2	0,0	0,0
Agriculture	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1
Transports	-	-	-	0,4	0,4	0,4	0,4
Total énergies renouvelables	8,9	7,9	11,3	11,3	10,6	10,4	10,5
Consommation finale énergétique							
Sidérurgie	12,5	10,7	7,0	6,2	5,8	5,8	5,5
Industrie	35,4	34,0	31,6	33,2	33,1	33,5	33,6
<i>dont : corrections climatiques</i>	-0,4	-0,3	0,3	0,4	0,1	0,0	0,0
Résidentiel et tertiaire	56,4	54,2	58,5	67,0	67,4	67,9	68,2
<i>dont : corrections climatiques</i>	-2,3	-1,4	3,7	4,3	1,1	0,3	0,2
Agriculture	3,0	3,2	3,1	3,0	2,9	3,0	2,9
Transports	26,3	32,1	41,7	49,4	50,4	50,8	50,4
Total consommation finale	133,6	134,2	141,9	158,8	159,6	161,0	160,6
<i>dont : corrections climatiques</i>	-2,7	-1,7	4,0	4,6	1,2	0,3	0,2
<i>Indice de variations (base 100 en 1973)</i>	100,0	100,4	106,2	118,9	119,5	120,5	120,2
<i>Taux de variations annuel (en %)</i>	7,3	-2,3	2,6	4,6	-1,8	0,9	-0,2

(*) hors soutes maritimes internationales. Source : Observatoire de l'énergie.
Nouvelle méthodologie pour les ENR et la correction du climat, voir chapitre sur le bilan énergétique.

La facture énergétique de la France en 2005

La facture énergétique poursuit son envolée (+34,7 % à 38,26 Md€) et dépasse le niveau du premier choc pétrolier

Par **Louis MEURIC**

Adjoint au secrétaire général de l'Observatoire de l'Energie, DGEMP,
Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie

A 38,26 milliards d'euros (Md€) en 2005, la facture énergétique de la France poursuit son envolée : +34,7 %, après déjà +24,1 % en 2004 et +5,4 % en 2003. Elle dépasse ainsi le niveau du premier choc pétrolier (environ 29 Md€, en euros de 2005) sans atteindre celui de 1981 (49,6 Md€) et pèse trois fois plus qu'en 1997 (1) (13,12 Md€).

La facture représente 2,26 % du PIB, soit plus qu'en 2004 (1,72 %), mais bien moins qu'en 1981 (5 %). En moyenne sur les six années 2000 à 2005, le poids de la facture énergétique de la France se situe à un niveau élevé de 1,66 point de PIB, en hausse de 0,63 point par rapport à l'année 1997.

La hausse de la facture énergétique contribue pour plus de moitié (54 %) à la dégradation du solde des échanges FAB-FAB de la France (-18,17 Md€ entre 2004 et 2005 (2)). Les importations d'énergie ont représenté 50,25 Md€ (+33,5 % par rapport à 2004) et les exportations 11,98 Md€ (+29,9 %).

L'envolée de +34,7 % de la facture entre 2004 et 2005 se décompose selon les facteurs inclus dans le tableau I ci-contre.

(1) Dernière année représentative d'un marché pétrolier moins heurté (avant l'effondrement des cours du pétrole puis leur envolée avec le profond changement de stratégie de l'Opep).

(2) Avec des termes de l'échange de -8,28 Md€ en 2004 et -26,46 Md€ 2005.

La hausse de la facture tient donc surtout à celle des cours internationaux des énergies fossiles :

- flambée des cours du pétrole brut (+42,5 % pour le Brent daté, à 54,55 \$/bl) et du prix du gaz importé (+13,5 %, libellé en dollar), le gaz suivant avec 5 mois de retard l'évolution du pétrole brut ;
- envolée de +18,8 % pour l'ensemble des combustibles minéraux solides importés (en dollar).

Le solde importateur en quantités augmente de +2,7 %, sous l'effet des facteurs suivants :

- forte chute de l'extraction de gaz naturel, -25,3 % en 2005, contre -11,1 % en 2004, en raison d'arrêts de maintenance à Lacq qui ont duré de fin août à début décembre ;
- idem pour la production hydro-électrique (-13 %), du fait d'une hydraulité extrêmement faible ;
- même si, en moyenne, le climat de 2005 s'est avéré comparable à celui de 2004, le coup de froid inhabituel de février-mars 2005 a contraint à mettre en route des centrales thermiques au charbon et au fioul et à res-

	En %
Effet prix total (en €) :	+ 31,1
• dépréciation du dollar	- 0,1
• prix des énergies importées et exportées (US \$)	+ 31,2
Solde importateur en quantités	+ 2,7

Tableau I – Évolution de la facture énergétique de 2004 à 2005.

	1995	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Dubaï	16,10	18,15	12,23	17,21	26,33	22,82	24,09	26,78	33,79	49,42
Panier OPEP (3)	16,86	18,68	12,28	17,47	27,60	23,12	24,36	28,10	36,05	50,64
Brent daté	17,04	19,12	12,78	17,84	28,52	24,44	24,95	28,90	38,28	54,55
WTI	18,41	20,62	14,45	19,32	30,35	26,09	26,19	31,07	41,52	56,63

Tableau II – Prix moyen annuel par type de pétrole brut (\$/bl).

	1990	1995	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
En €/t	177,3	105,4	90,1	131,2	239,0	207,2	197,4	187,6	221,4	321,5
En €/bl	19,64	12,96	11,50	16,82	30,95	27,31	26,49	25,60	30,81	46,86

Tableau III – Prix moyen annuel du Brent daté, en €.

treindre les exportations nettes d'électricité (-33 % entre février 2004 et février 2005) ;

- une nette reconstitution des stocks de pétrole et de gaz (+1,6 Mtep), après un déstockage 2004 (-0,95 Mtep), pour partie en prévision d'une hausse des prix du gaz et des produits raffinés.

A l'inverse, la légère baisse de la consommation finale (-0,1 % en Mtep, yc non énergétique) et la hausse de la production électronucléaire de la France tendent à contenir la baisse de ses exportations nettes d'électricité et la hausse de ses importations de combustibles fossiles.

ASCENSION CONTINUE DES PRIX DES ÉNERGIES IMPORTÉES

Produits pétroliers

Tandis que le dollar stagnait à 0,804 € (-0,1 %), le cours du pétrole (Brent daté (4)) a bondi à 54,55 \$/bl en moyenne sur 2005 (+42,5 %, après +32 % en 2004 et +16 % en 2003) (voir les tableaux II et III). A titre de comparaison, les coûts techniques d'extraction du pétrole (5) établis à partir des comptes des principales compagnies internationales s'étaient élevés à 10,23 \$/bl en 2004. Les cours se sont envolés surtout au deuxième semestre, avec un plus haut historique fin août, sous l'effet des facteurs suivants :

- d'une part, une demande en net ralentissement (+1,3 % par rapport à 2004 (6), après +3,8 % l'année

(3) A partir du 16.06.05, nouvelle moyenne calculée à partir des prix du : Mélange Sahara, Minas, Iran Lourd, Basra Léger, Kuwait Export, Es Sider, Bonny Léger, Qatar Marine, Arabie Léger, Murban et BCF 17 ; l'écart à la baisse est inférieur à 1 \$/bl.

(4) Le Brent daté est le prix du pétrole « physique » vendu spot à Rotterdam, à l'inverse du Brent IPE qui correspond aux prix futurs du pétrole « papier », pour des achats à terme qui ne se concrétisent pas toujours.

(5) Source : Total. Coûts techniques FAS 69, incluant seulement le développement, l'exploration en charge, les coûts opératoires, avant impôts prélevés par les pays producteurs, hors coûts financiers et coûts de transport ; moyenne pondérée de dix sociétés consolidées (Exxon Mobil, BP, Shell, Total, ChevronTexaco + ENI, Repsol, ConocoPhillips, Devon-Ocean, Occidental) ; en général les compagnies internationales ont à exploiter des gisements plus difficiles que les compagnies étatiques des pays du Golfe par exemple.

(6) Source : OCDE-AIE, *Monthly Oil Market Report*, 10 février 2006 (1 Mbl/j équivaut environ à 50 Mtep/an).

précédente) malgré une forte croissance économique (environ +4,3 % pour le PIB, après +5,1 % en 2004) ; cette demande reste tirée par l'ensemble de la zone hors OCDE, notamment le Moyen-Orient l'Asie (de façon quasi-uniforme sur tous les pays) ; en Chine, la mise en service de nouvelles centrales a cependant permis de moins faire appel aux centrales au fioul et aux groupes électrogènes ;

- face à cela, une offre *a priori* en augmentation suffisante (+1,3 %), mais toujours soumise à des aléas (mouvements sociaux au Nigeria, sabotages en Irak, ouragans dans le Golfe du Mexique, notamment Katrina et Rita en août et septembre dont l'impact sur la production et le raffinage n'est toujours pas résorbé) et suscitant certaines inquiétudes qui tendent les prix ; la capacité de production additionnelle (encore inutilisée) de l'OPEP s'est réduite à son niveau le plus faible depuis 1979 (1,2 Mb/j en moyenne), et inférieur à la production de l'Irak, malgré l'augmentation des capacités de production en Algérie et en Arabie Saoudite ;

- par ailleurs, la demande de pétrole serait de plus en plus inélastique vis-à-vis du signal prix, cette énergie étant de plus en plus réservée à des usages non substituables (pétrochimie, transports : selon l'IFP, la quasi-totalité de la croissance de la demande en 2005 porterait sur les carburants) ; de plus dans de nombreux pays hors OCDE, les prix du pétrole sont encore administrés et insensibles aux fluctuations des cours internationaux, les Etats prenant à leur charge la différence entre les deux : 25 à 30 % de la consommation hors OCDE est ainsi l'objet d'un système de subventions ; celles-ci deviennent à ce point coûteuses qu'elles pourraient être notablement réduites voire supprimées, comme en Indonésie, en Thaïlande ou en Iran ;

- des stocks de pétrole (brut et raffiné) des industriels OCDE certes légèrement au-dessus de leur niveau saisonnier, à 51-53 jours de consommation selon l'AIE ; rapportés à la consommation, ils s'accroissent cependant modérément à fin 2005, de +0,3 % sur douze mois, et ceux de produits raffinés se sont retrouvés à des niveaux très bas au quatrième trimestre, en baisse de 1,5 % (toujours sur douze mois) ;

- des tensions géopolitiques (Irak, Iran...) ;

- des investissements insuffisants ou tardifs dans la production, y compris hors OPEP d'ailleurs, pour satisfaire

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
En \$/bl	20,9	19,4	13,0	17,5	28,6	24,8	24,9	29,7	38,8	53,6
En €/t	120	126	85	120	228	203	194	193	229	316

Tableau IV – Prix moyen annuel du pétrole brut importé.

la demande en quantité et en qualité (déclin continu de la Mer du Nord, de -0,46 Mbl/j en 2005 après déjà -0,30 Mbl/j en 2004, montée des bruts soufrés du Moyen-Orient, qui subissent une forte décote), alors que toutes les entreprises para-pétrolières sont saturées de commandes ;

- des investissements insuffisants ou tardifs dans le raffinage (envolée des marges) et avec des goulets d'étranglement récurrents dans le raffinage américain et européen devant répondre à des spécifications des produits toujours plus strictes (beaucoup moins de soufre), confronté de plus à une offre trop riche en bruts lourds et soufrés ;
- des tensions au quatrième trimestre sur les marchés gaziers nord-américain (en raison des ouragans) et britannique (déclin des champs gaziers) ;
- enfin, la politique de quotas des pays de l'OPEP tendant à maintenir un prix du pétrole leur assurant un revenu suffisant.

Exprimé en \$/bl, le prix moyen annuel CAF (7) du pétrole brut importé (voir le tableau IV) s'est envolé (+38,1 %), comme le cours du Brent daté (+42,5 %, après déjà +33 % en 2004 et +16 % en 2003), tandis que celui du dollar perdait -0,1 %. Le prix du brut importé ne bénéficie donc plus, contrairement à 2004, de la baisse du dollar et s'inscrit en forte hausse de +38,0 % (après +18,5 % en 2004 et -0,5 % en 2003) à 316 €/t, soit un niveau bien supérieur à celui de 2000. En moyenne sur les six années 2000 à 2005, ce prix avoisine 236 €/t (euros constants de 2005), en hausse de 68 % par rapport à l'année 1997 (140 €/t).

Les prix moyens des produits pétroliers raffinés à l'import augmentent quant à eux de +35,1 % à 380 €/t (6) (après déjà +13,3 % en 2004 et +7,0 % en 2003) ; ceux à l'export s'envolent eux aussi, de +37,4 % à 351 €/t, après +9,4 % en 2004 et -0,1 % en 2003.

Gaz naturel

Le coût CAF (7, 8) du gaz naturel importé suit le mouvement, avec un retard d'environ 5-6 mois et augmente de +13,4 % en moyenne sur 2005 (après +0,9 % en 2004 et +10,7 % en 2003). De plus, de fortes tensions sont survenues au quatrième trimestre sur les marchés gaziers nord-américain (en raison des cyclones) et britannique

(déclin des champs gaziers) ; les cours ont alors atteint des niveaux historiques sur les différentes places boursières, entraînant à la hausse les prix du pétrole.

Charbon

Depuis près de trois ans, l'actualité charbonnière a été marquée par une flambée des prix qui semble s'estomper depuis le début de l'année 2005 (cf. graphique en annexe) ; le prix spot du charbon vapeur livré sur le marché ARA (9) est ainsi de 52 \$ la tonne CAF (7) (45 €/t) au mois de décembre 2005, alors que la barre symbolique de 80 \$/t (environ 59 €/t) avait été frôlée en décembre 2004 (des niveaux jamais égalés depuis le début des années 80), contre environ 62 \$ (50 €/t) un an auparavant et seulement 36 \$/t (35 €/t) en décembre 2002.

L'élément déclencheur de cette fièvre des prix a été principalement la forte demande, mal anticipée, de la Chine pour les matières premières y compris le charbon. En effet, durant cette période de hausse des prix, le pays a connu une forte croissance, de plus de 9 %, avec une activité fortement soutenue des secteurs intensifs en charbon : l'électricité, produite à plus de trois quarts à base de ce combustible, et la production d'acier qui a connu un taux de croissance à deux chiffres (+23 % en 2004, après +21 % en 2003). En conséquence entre 2001 et 2004, la consommation mondiale a bondi de 23 % (10) (et 59 % pour la Chine), soit deux fois et demi la progression du gaz naturel et quatre fois celle du pétrole.

Dans une moindre mesure, d'autres facteurs ont ajouté à la nervosité du marché tout au long de 2003 et 2004 (avec des prix FAB (11) atteignant des niveaux records à l'été 2004) : la canicule de 2003 en Europe, la faible hydraulicité en Scandinavie ou encore l'indisponibilité de quelques centrales nucléaires en Asie. L'ensemble de ces facteurs a été à l'origine d'une indisponibilité passagère des cargos pour le transport de charbon, contribuant ainsi au renchérissement du fret jusque vers des sommets à la fin 2003 et au début 2004 : jusqu'à 29 \$ pour le transport d'une tonne de charbon entre le port de Richards Bay en Afrique du sud et Rotterdam, contre une moyenne de 6 \$/t en 2002.

En 2005, la légère détente du prix du fret (12 \$/t en décembre 2005), l'amélioration des infrastructures portuaires et ferroviaires, notamment en Afrique du Sud et

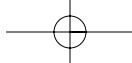
(7) CAF : coût, assurance, fret - Source DGDDI/DSEE.

(8) Ratio « facture gazière (source douanes)/quantités importées (source OE, bilan gazier 2005) » : le ratio de deux statistiques aussi hétérogènes ne peut donner qu'un ordre de grandeur de l'évolution des prix.

(9) Anvers, Rotterdam, Amsterdam.

(10) Source : AIE/OCDE, 2005.

(11) FAB : Franco à bord.



Tableaux relatifs à la facture énergétique (données provisoires pour 2005)

Commerce extérieur de l'énergie en 2005 (en M€, données brutes)

	Importations (CAF)			Exportations (FAB)			Facture (Import-Export)			
	2004	2005	04-05 (%)	2004	2005	04-05 (%)	2004	2005	04-05 (%)	04-05 (M€)
CMS (1)	1 422	1 645	+15,7	158	161	+1,5	1 264	1 485	+17,5	+221
Pétrole brut	19 769	26 820	+35,7	0	4	NS	19 769	26 816	+35,6	+7 047
Produits pétroliers raffinés	9 025	13 516	+49,8	5 593	8 812	+57,6	3 433	4 704	+37,0	+1 271
Total pétrole	28 795	40 336	+40,1	5 593	8 816	+57,6	23 202	31 520	+35,9	+8 318
Gaz	6 656	7 865	+18,2	428	159	-62,9	6 228	7 706	+23,7	+1 478
Total pétrole et gaz	35 451	48 201	+36,0	6 021	8 974	+49,1	29 430	39 227	+33,3	+9 797
Électricité	755	403	-46,6	3 044	2 850	-6,4	-2 289	-2 447	+6,9	-158
TOTAL	37 628	50 250	+33,5	9 223	11 985	+29,9	28 405	38 264	+34,7	+ 9 860

Comparaison de la facture avec quelques agrégats économiques

	1973	1980	1985	1990	1997	2000	2003	2004	2005
Facture énergétique CAF/FAB									
Md€ courants	2,57	20,26	27,53	14,17	13,12	23,54	22,86	28,41	38,26
Md€ constants 2005	11,80	45,23	40,10	17,54	14,55	25,39	23,53	28,77	38,26
Part des importations d'énergie CAF dans les importations totales (CAF)	12,4 %	26,4 %	22,1 %	9,4 %	8,0 %	9,6 %	9,4 %	10,5 %	12,9 %
Nombre de jours d'exportations FAB couvrant la facture énergétique	#N/A	99	73	29	19	26	26	30	39
Part de la facture énergétique dans le PIB total	1,44 %	4,56 %	3,66 %	1,38 %	1,03 %	1,63 %	1,44 %	1,72 %	2,26 %
Cours du dollar US (en euro) (*)	0,679	0,644	1,370	0,830	0,890	1,085	0,886	0,805	0,804

(*) au taux fixe de 1 euro pour 6,55957 FF avant 1999.

Prix moyens (CAF) des énergies importées, en € ou US \$ courants

	1973	1980	1985	1986	1990	1995	1997	2000	2001	2002	2003	2004	2005
CMS (en €/t)	22	42	80	67	55	48	55	49	53	56	51	65	77
Pétrole brut :													
- en €/t	18	155	281	118	136	97	126	228	203	194	193	229	316
- en \$/bl	3,5	32,9	28,0	15,3	22,4	17,3	19,4	28,6	24,8	24,9	29,7	38,8	53,6
Produits pétroliers raffinés (en €/t)	31	160	295	150	172	132	174	278	251	232	248	281	380
Gaz naturel (en c€/kWh) (*)	0,09	0,73	1,77	1,26	0,79	0,68	0,82	1,02	1,34	1,16	1,28	1,29	1,46

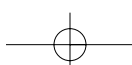
(*) Ratio « facture gazière source Douanes/quantités importées, source OE, bilan gazier 2004 » : le ratio de deux statistiques aussi hétérogènes ne peut donner qu'un ordre de grandeur de l'évolution des prix.

Prix moyens (CAF) des énergies importées, en € constants 2005 (2)

	1973	1980	1985	1986	1990	1995	1997	2000	2001	2002	2003	2004	2005
CMS (en €/t)	101	94	116	94	68	55	61	53	57	59	53	66	77
Pétrole brut (€/t)	80	347	409	164	169	110	140	248	217	203	199	232	316
Produits pétroliers raffinés (en €/t)	141	357	430	208	213	150	193	302	268	242	256	285	380
Gaz naturel (en c€/kWh)	0,41	1,63	2,58	1,76	0,98	0,77	0,90	1,11	1,44	1,21	1,32	1,31	1,46

(1) Données provisoires pour 2004.

(2) Déflateur utilisé : prix du PIB total.



en Australie, et une ascension rapide des cargaisons en provenance de la Russie et de l'Indonésie ont contribué à la baisse des prix.

Du côté de l'approvisionnement des centrales thermiques françaises et des gros industriels, et compte tenu du décalage dans la répercussion des prix spot sur les contrats, la baisse des prix n'a été visible qu'à partir du dernier trimestre 2005. Toutes catégories confondues, le prix des combustibles minéraux solides importés, à 77 €/t en moyenne en 2005, ralentit son ascension : +18,7 %, après +26,8 % en 2004.

Electricité

A 4,2 c€/kWh en 2005, le prix de l'électricité exportée (12) bondit de +22 %, après déjà une hausse de +4,4 % en 2004 faisant suite à plusieurs années de baisses (-8,4 % en 2003). Cette hausse survient à un moment où les volumes d'exportations nettes de la France tendent à se réduire depuis le record historique de 2002.

LÉGÈRE CROISSANCE DES IMPORTATIONS DE COMBUSTIBLES FOSSILES (14)

La hausse de +2,7 % du solde importateur toutes énergies se décline de la façon suivante :

Pour faire face au déclin de la production nationale d'huile (-5,1 %, après -6,5 % en 2004) et d'hydrocarbures extraits du gaz naturel, et pour pouvoir relever leurs stocks (+1,1 Mtep (13) à fin 2005, après une stabilité en 2004), les opérateurs pétroliers ont dû relancer leurs importations de pétrole (brut et raffiné) de +0,7 %, après +0,1 % en 2004.

Les **quantités importées de pétrole brut** sont néanmoins en léger recul en 2005 (-1,1 % (14), après -0,4 % en 2004 et une forte hausse de +6,8 % en 2003), à l'instar du raffinage français. Après un plus haut à 37,2 % des importations en 2000 puis plusieurs années de baisse en raison du déclin progressif de ses champs matures, la Mer du Nord n'est plus que le deuxième fournisseur de la France, avec une part de marché de 26,3 % (dont seulement 5,3 % pour le Royaume-Uni), derrière le Moyen-Orient (26,6 % notamment, Koweït et Iran et malgré le recul de l'Arabie Saoudite) ; la CEI et l'Afrique sub-saharienne poursuivent leur progression, grâce surtout aux contributions du Kazakhstan (et malgré le net recul de la Russie), de l'Angola et du Nigeria (en léger rétablissement après la chute de 2004) ; la part de l'Afrique du Nord est quasi-

stable, même si la Libye continue sa montée en puissance.

Le **solde importateur de produits raffinés** bondit de +14 % à 10,3 Mtep en 2005, après déjà +4,5 % en 2004. L'écart ne cesse de se creuser entre la structure de l'offre par produit des raffineurs et celle de la demande intérieure, tant pour le couple gazole/essence que pour le couple fioul lourd TBTS/autres ; ceci contribue toujours plus à accroître le volume des importations et des exportations (+14 % pour chacun).

Ainsi, les exportations de FOL (15) HTS et BTS vers les grands ports Nord européens (Pays-Bas...) explosent, les soutes maritimes restant le seul usage encore possible de ces catégories de FOL. Mais depuis le 20 mai 2005, la convention Marpol, suivie de la directive européenne (2005/33/CE) d'août 2005 imposent des plafonds de :

- 1,5 % de soufre pour les combustibles marins en Baltique et pour les navires à passagers entrant et sortant des ports de l'Union Européenne à compter du 11.08.2006 ;
- 1,5 % de soufre pour les combustibles marins en Manche et Mer du Nord à compter du 11.08.2007 ;
- 0,1 % de soufre pour la navigation intérieure et les navires à quai à compter du 01.01.2010.

La convention Marpol impose aussi un plafond de 4,5 % de soufre sur toutes les mers. Les investissements de Total à Gonfreville et d'Esso à Port-Jérôme-Gravenchon pour des capacités de conversion supplémentaires du FOL permettront donc de trouver une solution moins provisoire à la question de l'adéquation de l'offre de FOL à la demande.

S'agissant du couple essence vs FOD/gazole en revanche, en 2002, il s'est consommé 788 tonnes d'essence dans le monde pour 1 000 tonnes de FOD/gazole (contre 868 pour 1 000 en 1990) ; au-delà de la multiplication des échanges mondiaux, la mise en place de capacités de craquage supplémentaires est donc inéluctable.

Pour faire face à la hausse continue de la consommation réelle (+2,0 %) et au déclin de la production nationale (-25,3 % en 2005, contre -11,1 % en 2004, en raison d'arrêts de maintenance à Lacq qui ont duré de fin août à début décembre), les **importations nettes de gaz** progressent de manière soutenue : +5,2 %, à 526 TWh, après +4,4 % en 2004 et +0,9 % en 2003. Cette légère accélération a aussi permis de relever les stocks de fin décembre à un niveau plus confortable, après les deux baisses des années précédentes. Les importations ont progressé de 4,2 % en 2005, à 537,9 TWh.

Il est difficile de comparer la provenance des importations d'une année sur l'autre à cause de l'importance croissante du gaz dont la provenance est inconnue. Les approvisionnements par des contrats de long terme semblent avoir tous diminué, sauf ceux d'Algérie qui ont légèrement repris après la baisse de 2004 liée à l'ac-

(12) CAF : coût, assurance, fret - Source DGDDI/DSEE.

(13) Chez les raffineurs, les distributeurs et EDF, hors consommateurs finals.

(14) Source : Observatoire de l'énergie.

(15) FOL : fioul lourd ; teneurs en soufre : HTS (haute), BTS (basse).

cident de Skikda. Du gaz en provenance d'Égypte commence à arriver à Montoir de Bretagne. À l'avenir les approvisionnements en GNL devraient, comme dans le reste du monde, se développer : ils représentent 27 % des importations de gaz en France en 2005, après 23 % en 2004.

Les importations de CMS (16) progressent de +3,2 % par rapport à 2004. S'agissant de l'origine géographique des importations en 2005, les quatre premiers fournisseurs de la France occupent, comme en 2004, le même classement : l'Australie en tête avec 5,3 Mt, suivie de l'Afrique du Sud (4,2 Mt), de la Colombie et des États-Unis (1,9 Mt). Avec 1,5 Mt, la Pologne contribue à hauteur de 7 % à notre approvisionnement charbonnier et se positionne au cinquième rang. À eux seuls, ces cinq pays assurent plus des trois quarts de l'approvisionnement français de houille.

Le solde importateur s'accroît de +2,2 %, principalement pour faire face à la croissance de la demande intérieure liée à celle des centrales électriques, qui a pu être satisfaite aussi par un appel plus important aux stocks.

Après une année 2002 exceptionnelle, le **solde des échanges extérieurs physiques d'électricité** s'était inscrit en recul de plus de 10 TWh en 2003, avant de se contracter encore de plus de 4 TWh en 2004. En 2005, une nouvelle contraction, de 1,5 TWh, est enregistrée, et le solde s'établit à 60,3 TWh, soit 11,0 % de la production totale nette française d'électricité, après 11,3 % en 2004 et 14,4 % en 2002. Deux éléments participent indubitablement à l'explication de ce recul, malgré la hausse des prix de l'électricité exportée : l'hydraulicité toujours plus faible, le coup de froid inopiné de février-mars 2005 qui a contraint à restreindre les exportations nettes d'électricité (-33 % entre février 2004 et février 2005) et, dans une moindre mesure, la très légère hausse de la consommation intérieure (+0,5 %).

- forte hausse de la facture pétrolière et gazière, de 33,3 % à 39,23 Md€ ;
- envolée pour la facture pétrolière globale (pétrole brut et produits raffinés : +35,9 %) à 31,52 Md€ ;
- hausse légèrement retardée pour la facture gazière, de +23,7 % à 7,71 Md€ ;
- croissance persistante de la facture charbonnière, de +17,5 % à 1,49 Md€ (niveau comparable à 1986 en euros constants), après déjà +42 % en 2004 ;
- hausse plus modeste des exportations nettes d'électricité en valeur, de +6,9 %, à 2,45 Md€.

LE POIDS DE LA FACTURE

La facture pèse 2,26 % du PIB de la France, ou l'équivalent d'une semaine de travail pour l'ensemble des Français.

À 2,26 % du PIB français, après 1,72 % en 2004, la facture énergétique se rapproche du niveau du premier choc pétrolier (environ 3,2 %), mais reste bien inférieure à celui du deuxième choc (5 % en 1981). En moyenne sur les six années 2000 à 2005, le poids de la facture énergétique de la France se situe à un niveau élevé de 1,66 point de PIB, en hausse de 0,63 point par rapport à l'année 1997, dernière année représentative d'un marché pétrolier moins heurté (avant l'effondrement des cours du pétrole puis leur envolée avec le profond changement de stratégie de l'OPEP).

Le poids relatif de la facture énergétique dans les importations s'accroît également fortement : les importations d'énergie CAF ont représenté 12,9 % des importations de toute nature (contre 10,5 % en 2004 et 8,0 % en 1997). La facture équivaut à 39 jours d'exportations totales FAB, contre 30 jours en 2004 et 19 jours en 1997.

ÉVOLUTION DE LA FACTURE PAR TYPE D'ÉNERGIE

Pétrole et gaz pèsent lourdement sur les comptes de la France en 2005

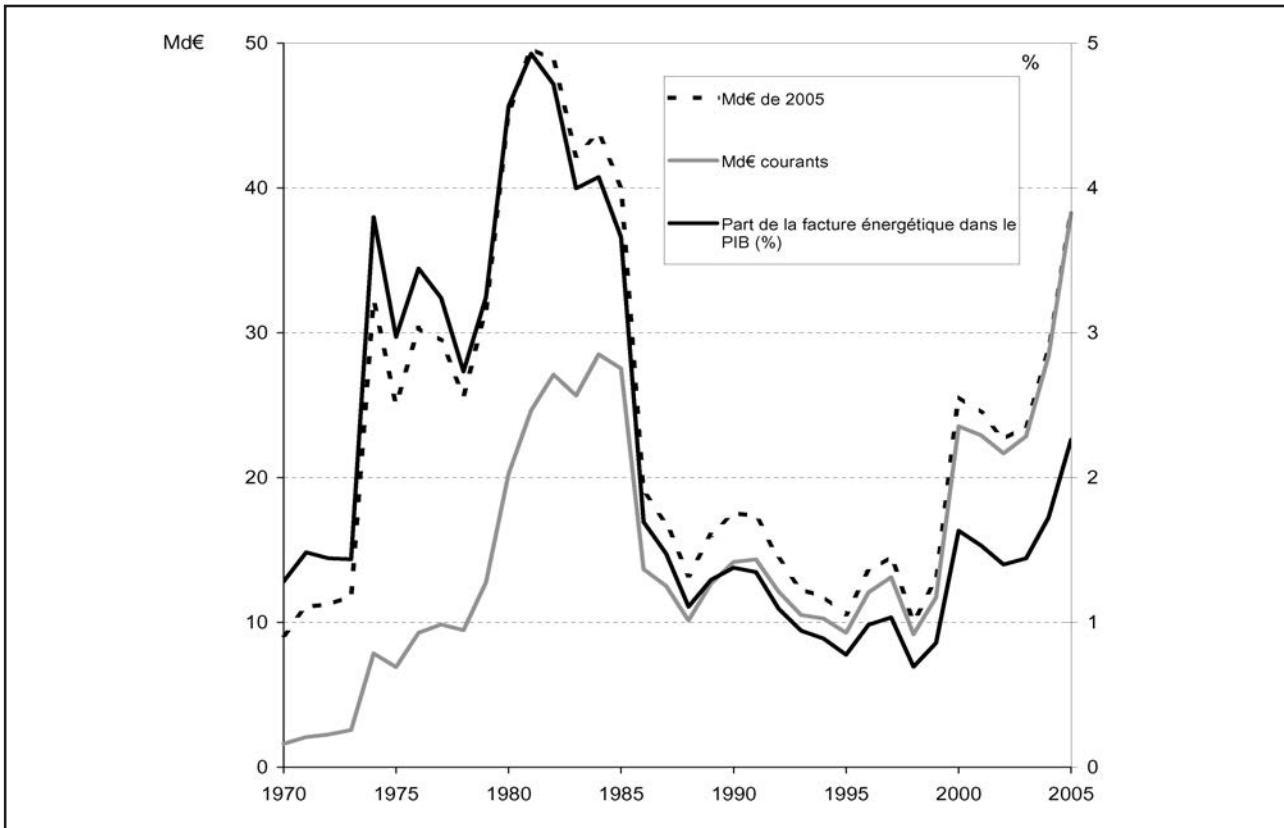
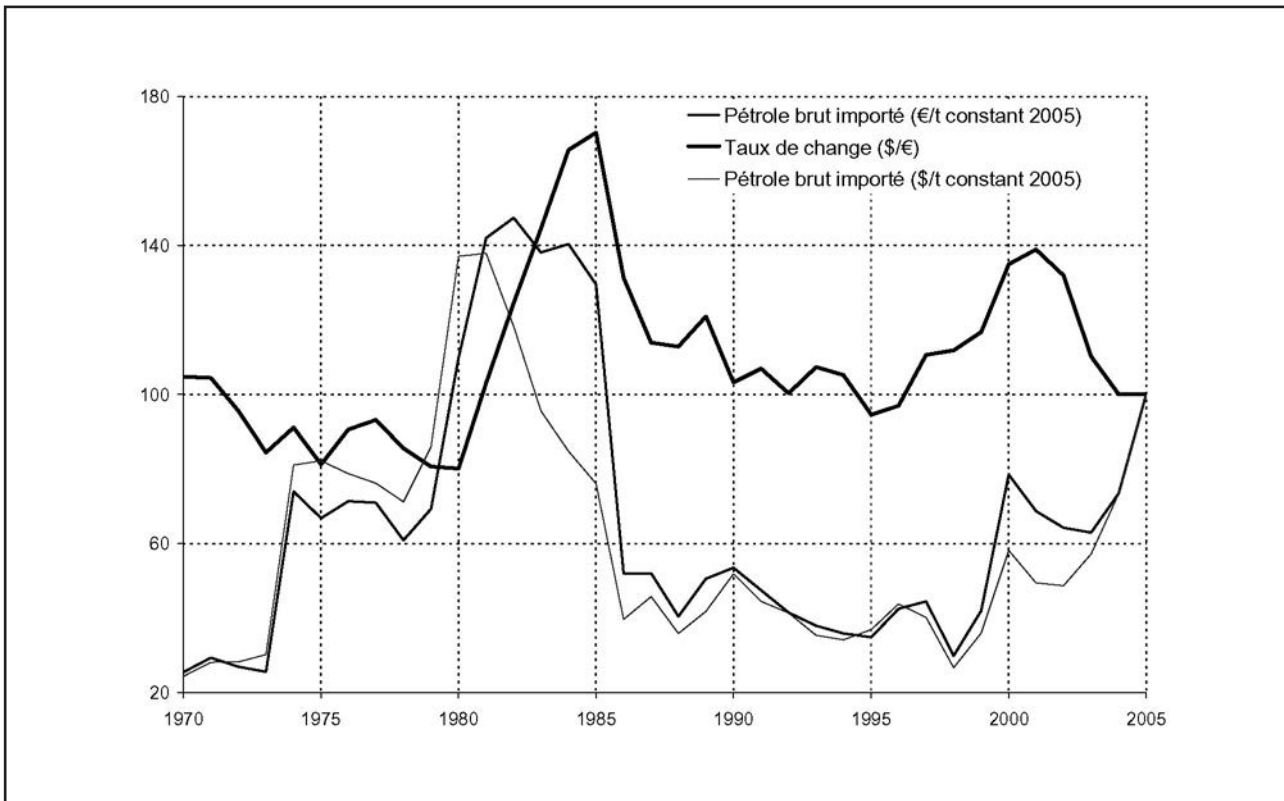
Les évolutions des volumes et surtout des prix décrites ci-dessus se traduisent en valeur par des hausses pour tous les combustibles fossiles (17) :

(16) CMS : Combustibles minéraux solides.

(17) Sauf indication contraire, les chiffres cités dans le présent article (prix et valeurs, y compris le matériel militaire) proviennent des Douanes (DGDDI/DSEE ; les DOM sont inclus à partir de 1994) ; les bilans de l'énergie (en quantités) faisant appel à des sources parfois différentes, des écarts peuvent en résulter.

ANNEXES

Facture énergétique de la France

Prix moyen du pétrole brut importé et cours du dollar
(indices base 100 en 2005).

L'électricité

Par **Sylvie SCHERRER**

Observatoire de l'Énergie, DGEMP, Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie

FAITS ET
CHIFFRES POUR
2005

LA CONSOMMATION INTÉRIEURE TOTALE

La consommation d'électricité primaire corrigée du climat recule : -0,8 % avec 449,4 TWh. Cette baisse résulte de la chute de la production hydraulique que ne compense pas entièrement la hausse de la production d'origine nucléaire, le solde des échanges reculant légèrement. Elle fait suite à deux années de croissance soutenue : +2,6 % en 2004, +1,8 % en 2003. L'indice de rigueur révisé est de 0,99, comme en 2004, après 0,97 en 2003 ; proche de la normale, il entraîne une faible correction climatique de +0,3 TWh, après également +0,3 TWh en 2004 et +1,4 TWh en 2003.

A l'inverse, **la consommation intérieure totale corrigée du climat** (énergie appelée) progresse : +0,5 %, après +2,2 % en 2004 et +2,7 % en 2003.

La consommation finale énergétique corrigée du climat ralentit : +0,7 %, après +2,4 % en 2004 comme en 2003. En données réelles, la même tendance est constatée : +0,7 %, après deux années de croissance soutenue (+2,7 % en 2004 et +3,9 % en 2003).

Cette hausse est imputable à la consommation du résidentiel-tertiaire (les deux-tiers de l'ensemble) qui, en données corrigées du climat, continue de progresser à un rythme soutenu (+2,3 %), même s'il est en retrait par rapport à ceux des deux années précédentes (+3,3 % en 2004 et +3,9 % en 2003). Exprimée en termes réels, l'augmentation constatée dans le résidentiel-tertiaire est de 2,4 %, après +3,7 % en 2004 et +6,3 % en 2003.

L'industrie, hors sidérurgie, recule : -1,2 %, après +0,8 % en 2004 et -1,4 % en 2003.

Dans la sidérurgie, la consommation chute fortement : -14,7 %, après +1,2 % en 2004 et +3,7 % en 2003.

Dans les transports ferroviaires et urbains, la consommation d'électricité est également orientée à la baisse : -1,6 %, après +2,9 % en 2004.

LA PRODUCTION TOTALE

La production brute d'électricité primaire s'établit à 509,4 TWh, après 514,4 TWh en 2004.

Elle est assurée à 89 % par le nucléaire et à 11 % par l'hydraulique et l'éolien. Après avoir crû de façon modérée en 2002 et 2003 (+0,6 %), elle avait accéléré légèrement en 2004, avec une hausse de 1,6 %. En 2005, elle recule de 1 %, soit -4,9 TWh.

La contribution du parc nucléaire atteint 451,5 TWh, en progression de 0,7 % (soit +3,3 TWh), après +1,6 % en 2004 et +1,0 % en 2003.

La production hydraulique a encore pâti d'un fort déficit d'hydraulicité et chute à nouveau fortement : -12,4 %, après une légère reprise en 2004 (+1,3 %), faisant elle-même suite à deux années de baisses (-2,2 % en 2003 et -16,0 % en 2002). Elle atteint ainsi à peine les 57,9 TWh, soit -8,2 TWh par rapport à 2004.

La production éolienne passe de 0,6 TWh en 2004 à 1,0 TWh en 2005.

La production brute thermique classique rebondit : +11,0 %. Cette hausse fait suite au léger recul observé en 2004 (-2 %) après deux années de fortes progressions : +8,8 % en 2003 et +12,9 % en 2002. Avec 65,9 TWh, le niveau de production thermique classique 2005 apparaît très élevé au regard du passé, et répond à l'important déficit hydraulique. La part de l'électricité thermique à flamme dans la production totale atteint 11 %.

La production totale nette d'électricité s'élève à 549,4 TWh, soit +0,1 % par rapport à 2004 (549,1 TWh). Elle se répartit en 430,0 TWh nucléaires (78 %), 57,2 TWh hydrauliques et éoliens (11 %) et 62,2 TWh thermiques classiques (11 %).

LE SOLDE DES ÉCHANGES

Avec 60,3 TWh, soit -2,4 %, le solde des échanges s'inscrit en recul de 1,5 TWh par rapport à l'an passé.

Bilan statistique

Production brute et consommation d'électricité (Unité : TWh¹)

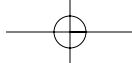
	1973	1979	1985	1990	1995	2000	2003	2004	2005 p
PRODUCTION NATIONALE	182,4	241,4	344,3	420,1	493,2	540,8	566,9	573,8	575,4
Hydraulique ²	48,1	67,8	64,3	58,3	76,7	72,5	65,3	66,1	57,9
Thermique nucléaire	14,8	40,0	224,1	313,7	377,2	415,2	441,1	448,2	451,5
Thermique classique	119,5	133,6	55,9	48,2	39,2	53,1	60,6	59,4	65,9
SOLDE DES ECHANGES	-3,0	5,7	-23,4	-45,8	-69,8	-69,5	-66,4	-61,8	-60,3
Importations	4,7	16,4	5,5	6,7	2,9	3,7	7,0	6,6	8,0
Exportations	-7,6	-10,8	-28,9	-52,4	-72,7	-73,2	-73,4	-68,4	-68,3
POMPAGES	-0,2	-1,0	-2,5	-4,9	-4,2	-6,6	-7,3	-7,3	-6,6
CONSOMMATION DES AUXILIAIRES	-7,9	-10,4	-15,7	-19,9	-21,8	-24,1	-24,6	-24,7	-26,0
CONSOMMATION INTERIEURE³	171,3	235,6	302,7	349,6	397,3	440,6	468,6	479,9	482,4
dont :									
Pertes de réseau	11,4	16,3	23,3	26,6	29,4	29,9	31,7	31,7	31,8
Basse Tension	45,1	79,1	113,8	127,9	145,5	159,7	175,7	182,8	186,9
Haute et Moyenne Tension	114,8	140,2	165,6	195,1	222,4	250,9	261,1	265,4	263,7
p : provisoire									
1 : 1 TWh = 1 milliard de kWh									
2 : Y compris éolien et solaire photovoltaïque									
3 : Consommation intérieure ou Energie appelée (non corrigée du climat) = Production nationale + Solde des échanges - Pompages - Consommation des auxiliaires.									
Source : Observatoire de l'Energie d'après RTE, EDF, SNET, CNR, SDEM, ...									

Capacité de production d'électricité Puissance maximale en MW (1) en service au 31/12

	2001	2002	2003	2004	2005
Thermique	90 429	91 175	91 078	90 918	90 713
nucléaire	63 183	63 273	63 363	63 363	63 363
thermique classique	27 246	27 902	27 715	27 555	27 350
Hydraulique, éolien et photovoltaïque	25 478	25 683	25 662	25 902	26 246
1 : 1 MW = 1 millier de kW					
Source : Observatoire de l'Energie					

Consommation finale d'électricité par secteur (Unité : TWh¹)

	1973	%	1979	1985	1990	1995	2000	2003	2004	2005 p	%
Sidérurgie	11,7	7,8	12,6	9,9	10,5	10,4	11,1	11,7	11,8	10,1	2,4%
Industrie	72,3	48,0	82,6	86,6	105,0	114,1	127,4	126,2	127,2	125,7	29,7%
Résidentiel-Tertiaire ²	59,2	39,3	101,3	143,0	179,6	211,5	240,5	258,0	266,4	272,6	64,3%
Agriculture	1,1	0,7	1,5	1,4	2,0	2,5	2,7	3,4	3,3	3,4	0,8%
Transports	6,4	4,2	6,9	7,4	8,3	8,6	10,4	11,8	12,2	12,0	2,8%
TOTAL²	150,7	100	204,9	248,3	305,4	347,1	392,1	411,1	420,9	423,8	100 %
p : provisoire											
1 : 1 TWh = 1 milliard de kWh											
2 : corrigée du climat (nouvelle méthode de correction climatique, voir chapitre sur le bilan énergétique)											
Source : Observatoire de l'Energie											



Prix de l'électricité dans l'habitat (tarif bleu d'EDF)
Prix de 100 kWh pour une consommation type donnée¹

Unité : euro courants TTC²

			1985	1990	1995	2000	2003	2004	2005
Puissance souscrite	Consommation annuelle	dont en heures creuses³							
Simple tarif									
3 kVA	1 200 kWh	-	14,12	14,53	15,57	14,40	14,67	14,87	14,87
6 kVA	1 700 kWh	-	14,55	14,37	15,38	13,68	13,91	14,10	14,10
Double tarif									
6 kVA	3 500 kWh	1 300 kWh	12,16	12,26	13,19	11,68	11,85	12,01	12,01
9 kVA	7 500 kWh	2 500 kWh	11,38	11,70	12,72	11,36	11,53	11,69	11,69
12 kVA	13 000 kWh	5 000 kWh	10,61	10,99	11,97	10,75	10,91	11,06	11,06

1 : Le prix comprend l'abonnement et les kWh consommés. Il est obtenu par moyenne annuelle des prix en région parisienne.
 2 : Les tarifs HT sont assujettis aux taxes locales à raison de 12 % sur 80 % de leur montant et à un prélèvement additionnel (0,45 euro pour 100 kWh depuis le 1^{er} janvier 2005) au titre de la compensation des charges de service public (CSPE).
 Le montant total est soumis à TVA.
 3 : La plage d'heures creuses est de huit heures débutant entre 22 heures et 23 heures 30.
 Source : Observatoire de l'Energie d'après EDF

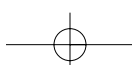
SYLVIE SCHERRER

Prix de l'électricité dans l'industrie (tarif vert A d'EDF)
Prix de 100 kWh pour une consommation type donnée¹

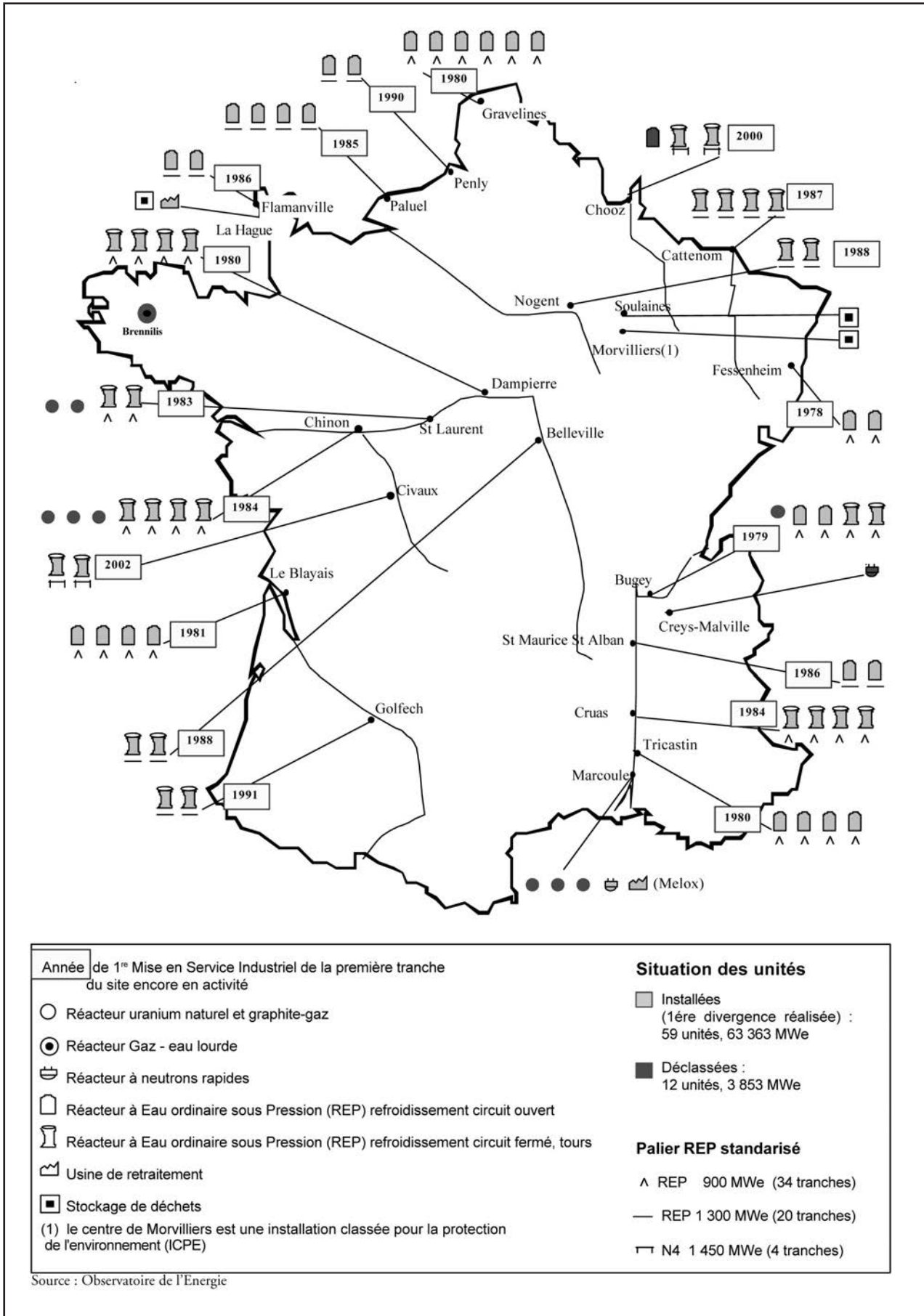
Unité : euro courants hors TVA²

	1985	1990	1995	2000	2003	2004	2005
Client du tarif « A5 » - option base, moyennes utilisations 15 kV - 1 000 kW pendant 3 000 heures Pointe=230, HPH=1 080, HCH=350, HPE=1 060, HCE=280	7,63	7,79	7,90	6,63	6,74	6,83	6,83
Client du tarif « A5 » - option base, longues utilisations 60/90 kV - 10 000 kW pendant 6 000 heures Pointe=340, HPH=1 610, HCH=1 250, HPE=1 700, HCE=1 100	5,56	5,81	6,05	5,13	5,21	5,28	5,28

1 : Le prix comprend les primes fixes et les kWh consommés. Il est obtenu par moyenne annuelle des prix en région parisienne.
 HPH = Heures Pleines Hiver, HCH = Heures Creuses Hiver, HPE = Heures Pleines Été, HCE = Heures Creuses Été.
 2 : Les tarifs HT sont assujettis à un prélèvement au titre de la compensation des charges de service public (CSPE dont le montant a été porté à 0,45 euro pour 100 kWh à partir du 1^{er} janvier 2005).
 Source : Observatoire de l'Energie d'après EDF



LES SITES NUCLÉAIRES EN FRANCE : SITUATION AU 1^{er} JANVIER 2006



Le gaz naturel en France : les principaux résultats en 2005

FAITS ET CHIFFRES
POUR 2005

Par **Véronique PAQUEL**

Observatoire de l'énergie, DGEMP, Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie

Industrie du gaz

Production, disponibilité et répartition du gaz (*)

(unité : GWh)

	1973	1979	1985	1990	2001	2003	2004	2005 (p)
A. Production (a)	156 328	146 590	102 581	68 954	47 573	43 463	41 138	37 263
Gaz naturel	79 979	82 499	57 198	31 282	17 751	14 596	12 947	10 362
Grisou	1 298	1 581	1 434	1 227	1 755	1 500	1 367	335
Gaz manufacturé	2 731	109	-	-	-	-	-	-
Gaz de cokerie	26 954	26 347	20 006	15 590	10 974	9 769	9 120	8 969
Gaz de haut fourneau et de convertisseur	45 366	36 054	23 943	20 855	17 093	17 597	17 704	17 597
B. Importations	98 704	192 080	263 693	318 765	461 981	490 834	515 955	537 869
dont :								
- des Pays-Bas	80 704	110 644	76 510	42 326	55 482	78 300	98 555	87 264
- d'Algérie	18 000	33 164	88 183	104 399	111 744	108 652	64 623	85 968
- de Norvège	-	21 746	27 362	63 117	137 276	142 245	143 188	124 178
- de la Russie	-	26 197	71 187	108 923	115 099	114 622	106 920	105 026
- divers	-	329	451	-	42 380	47 016	102 670	127 933
C. Variation des stocks + pertes à la transformation	4 193	3 089	7 035	22 074	- 25 561	- 8 589	- 4 800	7 137
D. Disponible brut (A + B - C)	250 839	335 581	359 239	365 645	535 114	542 886	561 892	567 996
E. Chauffage des fours et autres usages internes	33 383	28 418	21 211	15 445	14 160	15 873	19 449	17 510
F. Gaz non comptabilisé	30 184	3 945	4 320	6 991	6 335	7 533	3 605	5 484
G. Disponible net (D - E - F)	187 272	303 218	333 708	343 209	514 619	519 480	538 838	545 002
Répartition du gaz disponible								
Usages domestiques	45 185	69 549	85 948	85 138	142 564	140 351	142 890	144 319
dont : Gaz naturel	37 681	69 316	85 942	85 138	142 564	140 351	142 890	144 319
Usages commerciaux et assimilés	24 420	50 667	75 735	78 879	121 798	118 409	123 056	124 041
dont : Gaz naturel	21 860	50 608	75 732	78 879	121 798	118 409	123 056	124 041
Usages industriels (b)	116 509	181 014	169 128	175 342	239 629	248 590	256 487	264 192
Gaz carburant	137	62	16	2	300	490	550	605
Exportations	1 021	1 926	2 881	8 848	10 328	11 640	15 855	11 845
Total réparti	187 272	303 218	333 708	343 209	514 619	519 480	538 838	545 002
(*) Ce tableau concerne tous les gaz combustibles à l'exclusion des gaz de pétrole liquéfié (GPL) et des gaz de raffinerie. (a) Cette répartition entre industries productrices s'entend après échanges entre ces industries. (b) La répartition des consommations industrielles figure à la page suivante. Source : Observatoire de l'Énergie.								

Industrie du gaz

Répartition des consommations industrielles

(unité : GWh)

	1973	1979	1985	1990	2001	2003	2004	2005 (p)
Electricité	43 816	36 575	14 178	12 401	31 961	36 347	40 381	43 211
dont : Gaz naturel	24 872	17 862	2 661	257	21 653	26 743	30 892	33 359
Gaz de cokerie	5 410	5 141	2 355	3 114	2 987	2 046	2 284	2 240
Gaz de haut fourneau et de convertisseur	13 534	13 572	9 162	9 030	7 321	7 557	7 204	7 612
Sidérurgie	23 284	27 389	19 356	17 869	14 185	13 763	15 017	13 667
dont : Gaz naturel	8 766	12 741	8 906	8 615	7 556	7 310	7 555	7 215
Gaz de cokerie	5 902	8 751	7 393	7 494	5 155	5 101	4 929	5 101
Gaz de haut fourneau et de convertisseur	8 616	5 897	3 057	1 760	1 473	1 351	2 533	1 351
Industries mécaniques et constructions électriques	6 557	13 778	15 969	17 380	22 354	21 279	22 683	nd
Industries chimiques et parachimiques	26 744	55 416	63 028	56 584	63 009	64 516	60 383	nd
dont : Gaz naturel	24 749	53 908	60 320	56 056	63 009	64 516	60 383	nd
Gaz de cokerie	1 983	1 507	2 708	528	-	-	-	-
Autres industries	16 108	47 856	56 587	71 108	108 113	102 844	118 062	nd
dont : Gaz naturel	13 984	47 540	56 544	71 939	107 806	102 529	118 023	nd
Ensemble	116 509	181 014	169 128	175 342	239 629	248 590	256 487	264 192
dont : Gaz naturel	72 371	132 051	128 431	136 867	222 378	232 534	239 537	247 888

Source : Observatoire de l'énergie.

LA CONSOMMATION

La consommation totale d'énergie primaire corrigée du climat progresse : +2,0 %, c'est à dire un peu plus que la croissance de l'économie française, contre +3,0 % en moyenne annuelle depuis 1995 et 1,7 % depuis 2000.

La consommation réelle d'énergie primaire progresse : +2,0 % par rapport à 2004 avec 529,6 TWh, la progression étant de 3,3 % en moyenne annuelle depuis 1995, et 2,8 % depuis 2000.

La production d'électricité au gaz progresse fortement : +8 % alors que la production dans les centrales de cogénération reste stable, voire diminue ; cette progression s'explique par la mise en route de la centrale DK6. En 2005, 33,4 TWh de gaz naturel et 9,8 TWh de gaz industriels ont été consommés dans les centrales électriques, contre respectivement 30,9 TWh et 9,5 TWh en 2004.

La consommation finale énergétique corrigée du climat augmente : +1,7 % avec 463,1 TWh en 2005 contre 455,5 TWh en 2004, soit une progression en moyenne annuelle de 3,7 % depuis 1995 et 4,0 % depuis 2000.

Dans le secteur résidentiel et tertiaire on constate une augmentation de la consommation de gaz naturel corrigée du climat de +0,8 %, soit 269,5 TWh contre 267,3 TWh en 2004 ; non corrigée, elle augmente de 0,9 %.

La faible croissance de la consommation peut être expliquée par :

- l'impact du calendrier (année 2004 bissextile) ;
- une mauvaise classification dans les statistiques de gros clients tertiaire ou résidentiel collectif dont les variations de consommations ont été repérées avec celles de l'industrie ;
- une amorce de modification des comportements des ménages et des gestionnaires de chauffage (collectif et secteur tertiaire) qui ont tendance à retarder l'allumage

de leur chauffage et à chauffer moins ; cette modification de comportement serait liée surtout à la croissance du prix du gaz, à la faible croissance du pouvoir d'achat des ménages (1) en 2005, et à une meilleure isolation des habitats ; une récente étude du CEREN montre que les maisons nouvelles chauffées au gaz, construites avec la réglementation thermique de 2000, consomment 11 à 15 % de moins de gaz que celles construites avec la réglementation thermique de 1989 ; pour les appartements collectifs, l'écart de consommation entre ceux construits avec la RT 2000 et ceux de la RT 1998 n'est que de 7 à 9 % ;

- le développement du chauffage électrique dans les constructions neuves qui sont de plus en plus éloignées des zones urbaines et périurbaines, zones pas toujours desservies en gaz.

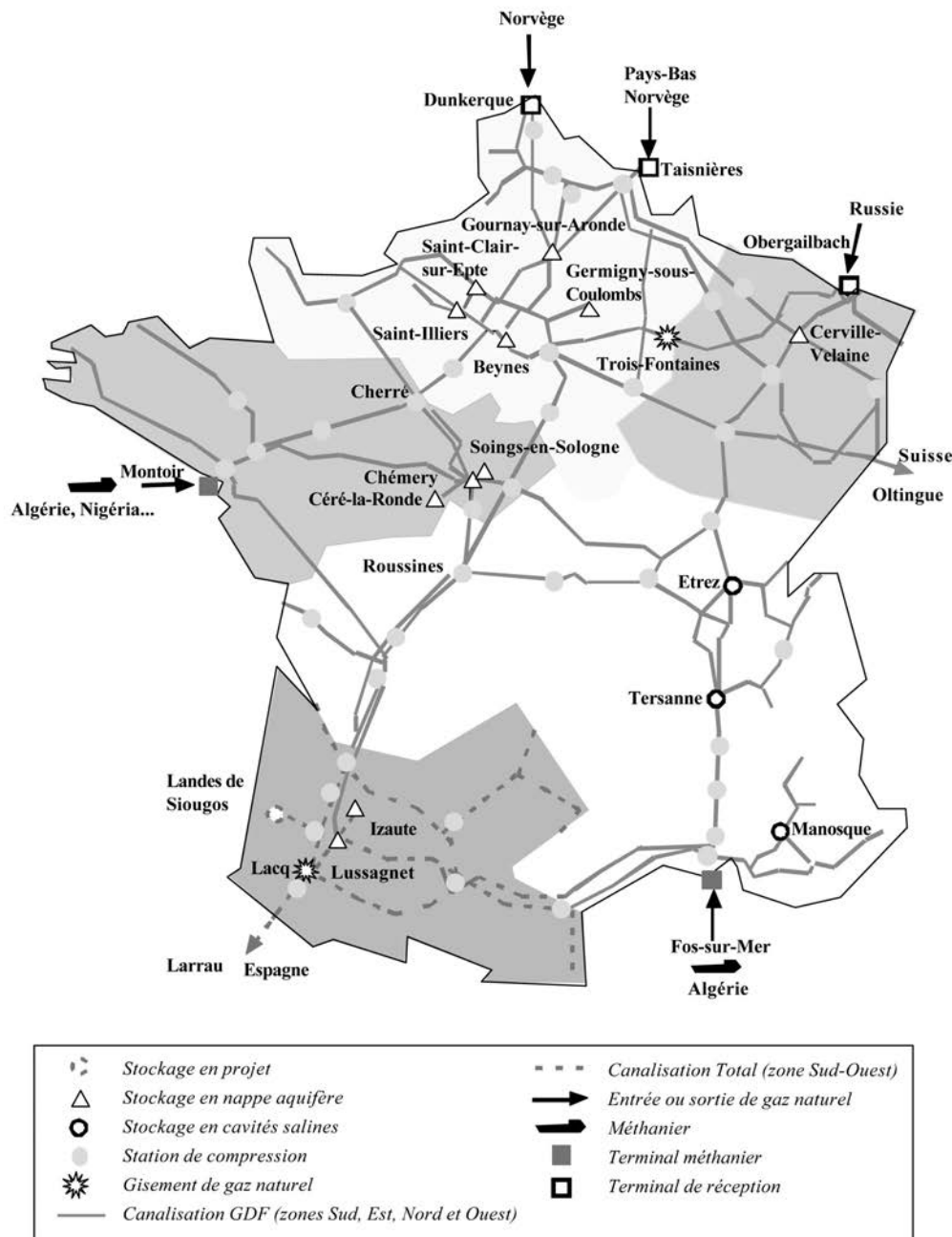
Entre 2003 et 2004 le nombre total de clients « résidentiel à usage individuel » a augmenté de 1,4 %, passant de 10,4 millions à 10,6 millions, le nombre de clients du secteur tertiaire a augmenté de 3,9 % (à 525 milliers) tandis que le nombre de clients « résidentiel à usage collectif » restait stable à 43 700 (résultats des enquêtes annuelles de l'industrie gazière).

Dans l'industrie (hors sidérurgie, production d'électricité et usage non énergétique), la croissance de la consommation de gaz (+2,8 %) reflète sans doute davantage la substitution du gaz aux produits pétroliers dans certains secteurs que la croissance de la production industrielle. Ainsi :

- la production de l'agro-alimentaire, qui consomme près de 20 % du gaz du secteur industriel, est en croissance de 0,2 % en 2005 contre -0,3 % en 2004, mais la consommation de ce secteur avait cependant crû de plus de 6 % entre 2003 et 2004 ;
- la production de verre a crû entre 2003 et 2004 de +2,2 %, la consommation de gaz (un peu supérieure à

(1) Cette corrélation est observée par les distributeurs de gaz entre le pouvoir d'achat et la consommation du secteur résidentiel tertiaire.

RÉSEAUX DE TRANSPORT, STOCKAGE, COMPRESSION ET PRODUCTION DE GAZ NATUREL DÉBUT 2006



Sources : OE

10 TWh) pendant la même période a crû de plus de 7 % ; pour ce qui concerne la production d'autres matériaux de construction et de céramique, ces chiffres sont respectivement de +3,6 % pour la croissance de la production, et de +5 % pour la croissance de la consommation ;

- dans les secteurs de la chimie, autres que production d'engrais, des évolutions du même type, voire même plus accentuées, sont observables.

Dans la sidérurgie, la consommation en gaz naturel baisse : -4,5 %, soit 7,2 TWh en liaison avec la baisse de production de ce secteur.

Dans le secteur des transports, il est à noter qu'en France un nouveau bus sur trois roule aujourd'hui au GNV. La moitié des villes de province de plus de 200 000 habitants ont retenu le GNV : ce sont aujourd'hui plus d'une trentaine de villes qui ont choisi ce carburant. Des flottes d'entreprises ou de collectivités locales ont également décidé d'adopter ce nouveau carburant. Mais la consommation du secteur transport reste encore extrêmement faible, de l'ordre de 0,6 TWh en 2005.

La consommation finale non énergétique progresse très sensiblement : +5,2 %, soit 23,3 TWh, en liaison avec la

production d'ammoniac (+5 %), principal produit issu du gaz naturel (méthane CH₄) utilisé pour produire des engrais azotés.

LES IMPORTATIONS

Les importations ont progressé : +4,2 % en 2005, soit 537,9 TWh, contre 516,0 TWh en 2004.

Il est difficile de comparer la provenance des importations d'une année sur l'autre à cause de l'importance croissante du gaz dont la provenance est inconnue. Les approvisionnements par des contrats de long terme semblent avoir tous diminué, sauf ceux d'Algérie qui ont légèrement repris après la baisse de 2004, liée à l'accident de Skikda. Le système statistique actuel permet d'estimer les importations par des contrats de court terme : 41 TWh ont ainsi été identifiés, ce qui représente près de 8 % des approvisionnements; mais il est fort probable que d'autres contrats spots fassent partie des 16 % d'approvisionnement dont l'origine est inconnue.

Du gaz en provenance d'Égypte commence à arriver à Montoir de Bretagne.

À l'avenir, les approvisionnements en GNL devraient, comme dans le reste du monde, se développer : ils représentent, en 2005, 27 % des importations de gaz en France, et 23 % en 2004.

LES EXPORTATIONS

Les exportations physiques de gaz depuis le territoire français sont à 11,8 TWh.

Le solde importateur progresse : 5,2 %, soit 526 TWh contre 4,4 % en 2004.

LA PRODUCTION

La production nationale continue à diminuer (-25,3 % en 2005, contre -11,1 % en 2004) et ne représente plus que 2,0 % des disponibilités en gaz naturel : les arrêts de maintenance à Lacq qui ont duré de fin août à début décembre expliquent cette forte baisse ; depuis décembre 2005, la production a repris à un rythme un peu plus élevé qu'il y a un an.

LES STOCKS

Les stocks ont progressé de +7,1 TWh, après une baisse de 4,8 TWh en 2004 et de 8,6 TWh en 2003. Après deux années de diminution, il y a eu en 2005 reconstitution des stocks.

Ceci s'explique essentiellement par un mois d'octobre 2005 particulièrement doux, qui a favorisé un remplissage complet des stockages avant le début de la période froide.

Par ailleurs, à la fin de l'hiver 2005, la vague de froid avait suscité des craintes pour les livraisons de gaz et des contrats interruptibles avaient effectivement été interrompus. Le niveau des stocks utiles, fin mars, était inférieur à 30 TWh, soit la moitié de la consommation moyenne d'un mois d'hiver ; il a sans doute été très voisin de 0 au milieu du mois de mars, pendant une période particulièrement froide. Les opérateurs gaziers, ne souhaitant pas se retrouver dans cette situation critique ont accru leurs réserves pour 2006. Fin décembre 2005, les stocks (totaux et utiles) sont à un niveau plus élevés qu'en 2004 : les stocks utiles représentent 17,3 % de la consommation de 2005, contre 16,1 % en 2004.

Les combustibles minéraux solides

FAITS ET
CHIFFRES
POUR 2005

Par **Sami LOUATI**

Observatoire de l'énergie, DGEMP, Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie

LE CHARBON : LES PRINCIPAUX RÉSULTATS PROVISOIRES 2005

La consommation

La consommation totale d'énergie primaire corrigée du climat est de 13,5 Mtep en 2005, après 13,0 Mtep en 2004, soit une hausse de +4,3 %, contre +4,6 % en données réelles. Cette progression est à mettre à l'actif des centrales thermiques.

Dans le secteur de la production d'électricité (y compris les centrales industrielles) on enregistre un bond de +13,3 %, à 6,2 Mtep, après -7,4 % en 2004 et +10,0 % en 2003. Désormais, la part des centrales électriques dans la consommation primaire totale de charbon atteint 46 %, soit quatre points de plus qu'en 2004.

La consommation finale corrigée du climat a connu un retrait de -3,3 %, soit 6,1 Mtep.

Dans la sidérurgie, on note une baisse de -3,3 %, à 4,4 Mtep, en lien avec l'activité sidérurgique qui voit sa production d'acier brut accuser un retrait de -6,2 % (particulièrement la filière électrique qui perd -9,0 % et voit sa part de marché tomber à 37,5 %, contre 38,6 % en 2004). Depuis quatre ans, la sidérurgie représente près de trois quarts de la consommation finale de charbon.

Dans l'industrie (hors sidérurgie), on constate une légère baisse, de -0,7 %, à 1,3 Mtep ;

Dans le résidentiel-tertiaire, on note une forte régression de -12,2 %, avec 0,4 Mtep, principalement à destination des réseaux de chaleur.

La production

L'extraction du charbon s'est arrêtée définitivement en 2004, avec la fermeture de la dernière mine lorraine de la Houve, mais le gisement des produits de récupération continue de faire l'objet d'une valorisation dans les centrales électriques. En 2005, ces produits affichent une

baisse de -13 %, avec un total d'environ 250 ktep, contre 288 ktep un an auparavant.

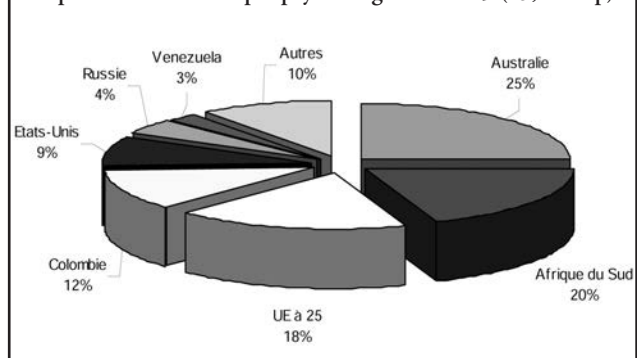
L'Importation

Les importations totales de CMS, à 13,4 Mtep, gagnent +3,3 %, après -3,2 % en 2004. Les quatre premiers fournisseurs de la France occupent, comme en 2004, le même classement (voir la figure ci-contre) : l'Australie en tête avec 5,3 Mt, suivie de l'Afrique du Sud (4,2 Mt), de la Colombie (2,5 Mt) et des Etats-Unis (1,9 Mt). Avec 1,5 Mt, la Pologne contribue à hauteur de 7 % à notre approvisionnement charbonnier et se positionne au cinquième rang. A eux seuls, ces cinq pays assurent plus des trois quarts de l'approvisionnement français de houille, principal produit importé avec une part de marché de 92 %.

Les stocks

L'année 2005 connaît un important mouvement de déstockage (de -357 ktep pour l'ensemble des produits charbonniers, après -227 ktep en 2004) ramenant le niveau des stocks à environ 3 Mtep (essentiellement du charbon vapeur à destination des centrales électriques).

Importations de CMS par pays d'origine en 2005 (13,4 Mtep)



Bilans des combustibles minéraux solides (CMS)

(milliers de tonnes)

	1970	1975	1980	1990	2000	2003	2004	2005 (p)
RESSOURCES								
Variations des stocks (déstockage).....	1 388	-	-	-	-	1 945	391	646
Importations								
Houille	13 715	17 420	29 424	19 389	18 980	16 768	19 460	19 851
Lignite	0	-	12	69	52	42	40	36
Coke	3 384	2 772	3 018	1 109	1 493	1 520	1 280	1 523
Agglomérés (y compris briquettes de lignite)...	501	221	286	178	80	68	76	117
Total	17 600	20 413	32 740	20 745	20 605	18 398	20 856	21 527
Production primaire								
Extraction de houille	37 354	22 406	18 135	10 487	3 165	1 730	160 (*)	0
Produits secondaires récupérés (PR)	484	1 238	2 058	712	639	504	712	617
Extraction de lignite	2 785	3 186	2 585	2 333	297	9	0	0
Total	40 623	26 830	22 778	13 532	4 101	2 243	872	617
Total des ressources	59 611	47 243	55 518	34 277	24 706	22 586	22 119	22 790
EMPLOIS								
Variations des stocks (stockage)	-	4 710	2 479	1 732	720	-		
Exportations								
Houille	1 161	518	401	585	89	84	94	51
Lignite	0	0	31	0	0	0	0	0
Coke	853	730	871	383	721	417	850	646
Agglomérés	81	43	6	14	12	0	0	0
Total	2 095	1 291	1 309	982	822	501	944	697
Consommation								
Branche énergie (1)	23 152	19 010	31 294	15 614	11 562	12 078	11 208	12 454
Finale énergétique (2)	34 150	22 024	20 171	15 683	11 440	9 832	9 808	9 507
Finale non énergétique	214	208	265	266	162	175	159	132
Total	57 516	41 242	51 730	31 563	23 164	22 085	21 175	22 093
Total des emplois	59 611	47 243	55 518	34 277	24 706	22 586	22 119	22 790
VARIATIONS DES STOCKS (3)								
Houille	- 2 132	+ 3 156	+ 2 024	+ 1 212	+ 962	- 1 900	- 228	- 791
Lignite	+ 479	+ 589	+ 185	+ 308	- 7	0	0	0
Coke	+ 251	+ 946	+ 246	+ 209	- 148	+ 84	- 73	284
Agglomérés	+ 14	+ 19	+ 24	+ 3	- 17	- 6	- 3	- 1
Produits récupérés	0	0	0	0	- 70	- 123	- 87	- 138
Total CMS	- 1 388	+ 4 710	+ 2 479	1 732	+ 720	- 1 945	- 391	- 646

(1) Y compris centrales électriques industrielles et écart statistique.

(2) Consommation non corrigée du climat.

(3) Signe += stockage, signe -= déstockage.

(P) Résultats provisoire.

(*) Arrêt définitif de l'extraction de charbon, en avril 2004, avec la fermeture de la dernière mine située dans le Bassin lorrain.

Pour des informations complémentaires en rapport avec la production de charbon (production par bassin, rendements), se reporter aux éditions précédentes.

Source : Observatoire de l'énergie.

Consommation finale énergétique de CMS

(milliers de tonnes)

	1970	1975	1980	1990	2000	2003	2004	2005 (p)
Consommation finale de houille et lignite								
Sidérurgie	1 778	1 516	968	1 729	2 462	2 439	2 534	2 539
Industrie hors centrales	4 944	1 855	1 814	4 043	2 085	1 409	1 510	1 520
Résidentiel, tertiaire	6 277	3 456	2 725	1 725	733	545	539	480
Transports	265	17	9	0	0	0	0	0
Total houille et lignite	13 264	6 844	5 516	7 497	5 280	4 393	4 583	4 539
Consommation finale de coke								
Sidérurgie	13 153	10 680	11 394	6 665	5 327	4 668	4 503	4 270
Industrie hors centrales	1 876	1 196	1 008	670	585	659	624	616
Résidentiel, tertiaire	1 715	913	263	157	50	29	21	14
Transports	29	6	5	0	0	0	0	0
Total coke	16 773	12 795	12 670	7 492	5 962	5 356	5 148	4 900
Consommation finale d'agglomérés								
Sidérurgie	3	1	0	0	0	0	0	0
Industrie hors centrales	29	2	0	0	0	0	0	0
Résidentiel, tertiaire	4 025	2 369	1 979	694	198	83	77	68
Transports	56	13	6	0	0	0	0	0
Total agglomérés *	4 113	2 385	1 985	694	198	83	77	68
Consommation finale de CMS (H, L, C, A)								
Sidérurgie	14 934	12 197	12 362	8 394	7 789	7 107	7 037	6 809
Industrie hors centrales	6 849	3 053	2 822	4 713	2 670	2 068	2 134	2 136
Résidentiel, tertiaire	12 017	6 738	4 967	2 576	981	657	637	562
Transports	350	36	20	0	0	0	0	0
Total CMS	34 150	22 024	20 171	15 683	11 440	9 832	9 808	9 507

* Y compris briquettes de lignite.
Source : Observatoire de l'énergie.

SAMI LOUATI

Transformation

(milliers de tonnes)

	1970	1975	1980	1990	2000	2003	2004	2005 (p)
Enfournement de houille								
Cokéfaction	18 745	15 221	14 781	9 515	7 229	6 062	5 868	5 847
Agglomération	4 116	2 698	1 649	383	115	43	39	34
Production de coke et d'agglomérés								
Production de coke	14 152	11 445	11 118	7 197	5 235	4 601	4 542	4 445
Production d'agglomérés	4 302	2 795	1 757	554	121	41	35	31
dont : usines minières (1)	3 503	2 300	1 338	430	70	4	0	0
usines non minières	799	495	419	124	51	37	35	35
Consommation de houille et lignite des centrales électriques								
Centrales minières (2)	6 652	5 949	8 285	5 002	3 582	3 343	3 496	3 367
Centrales EDF	10 062	8 840	18 744	7 783	6 287	5 908	5 180	6 584
Centrales sidérurgiques	590	182	62	86	0	0	0	0
Centrales industrielles	445	99	548	221	556	482	457	358
Total centrales électriques	17 749	15 070	27 639	13 092	10 425	9 733	9 133	10 309
dont lignite	2 306	2 597	2 381	1 843	267	9	0	0

(1) Y compris Agglocentre et Agglonord (filiales de Charbonnages de France) fermés respectivement en 2002 et 2000.
(2) Y compris des produits de récupération.
Source : Observatoire de l'énergie.

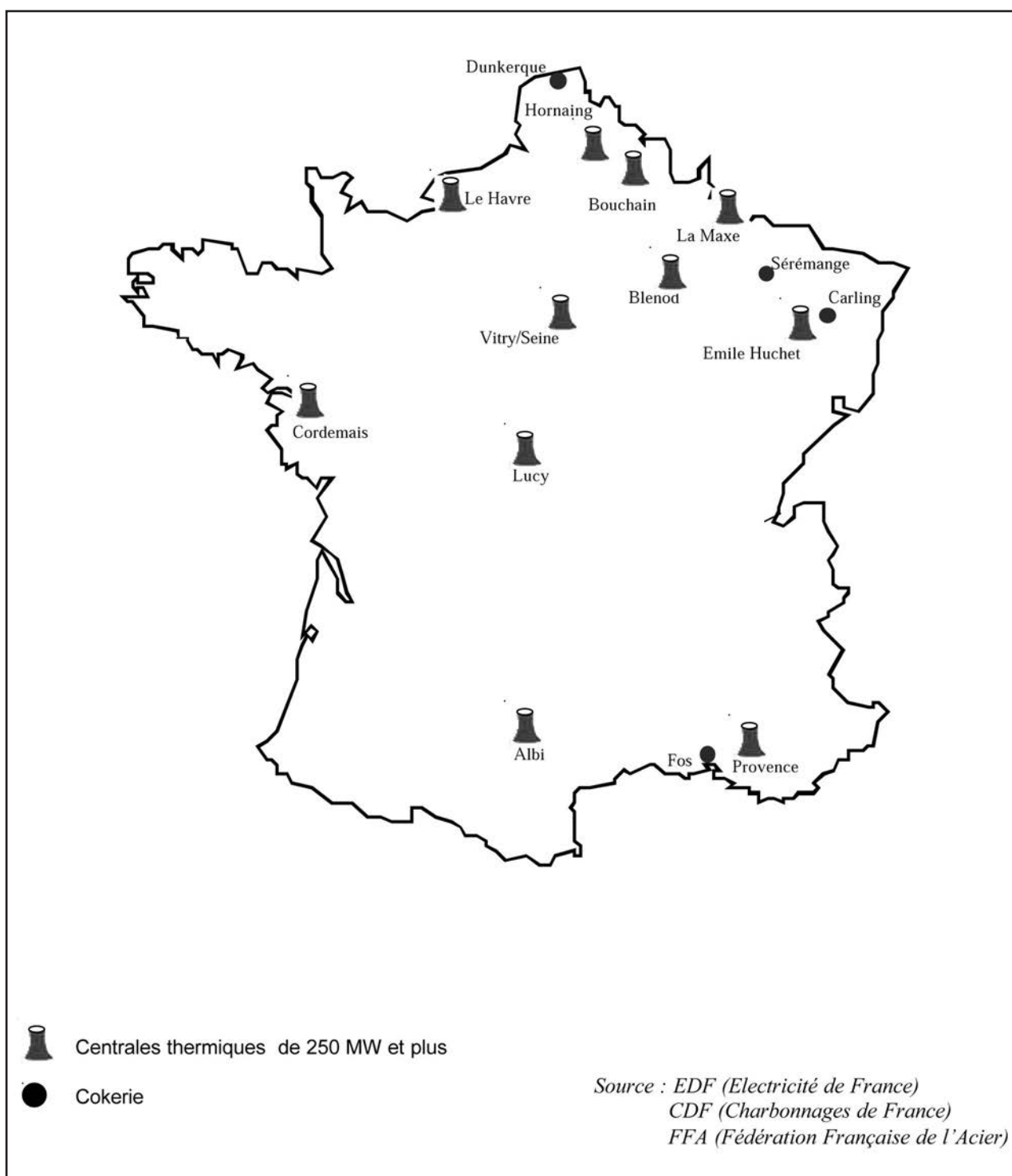
Importations de combustibles minéraux solides

Provenances		1970	1975	1980	1990	2000	2003	2004	2005 (p)
Allemagne (RF)	Houille	6 100	5 521	5 376	1 536				
	Coke	3 085	2 246	2 344	434				
	Agglomérés	14	29	104	110				
	Lignite	301	182	156	131				
	Total	9 500	7 978	7 980	2 211	190	183	174	475
Pologne	Houille	1 533	3 745	3 449	395	} 1 645	869	935	1 527
	Coke	-	-	-	-				
Pays-bas	Houille	495	9	-	32				
	Coke	162	338	284	206				
	Agglomérés	134	-	-	-				
	Lignite	-	-	-	-				
	Total	791	347	284	238	56	84	82	61
Belgique	Houille	108	174	61	191				
	Coke	87	89	167	283				
	Agglomérés	52	10	21	1				
	Total	247	273	249	475	581	406	448	1 060
Italie	Coke	45	41	24	34				
	Agglomérés	-	-	5	-				
	Total	45	41	29	34	48	68	69	87
Royaume-Uni	Houille	500	795	1 462	311				
	Coke	-	35	19	-				
	Agglomérés	-	-	-	-				
	Total	500	830	1 481	311	108	88	74	52
Espagne Portugal Divers	Coke	-	-	-	9	} 86	57	157	64
	Coke	-	-	-	-				
	Houille	-	-	-	-				
Ensemble des pays de l'UE	Houille	7 203	6 499	6 899	2 070				
	Coke	3 379	2 749	2 838	966				
	Agglomérés	200	39	130	111				
	Lignite	301	182	156	131(2)				
	Total	12 616	13 214	13 472	3 673	2 714	1 758	1 934	3 873
Afrique du Sud	Houille	111	704	9 139	864	4 523	4 030	3 945	4 225
Australie	Houille	46	1 136	1 646	3 552	3 841	4 527	6 014	5 337
Canada	Houille	-	323	-	688	} 625	250	365	491
	Coke	-	-	19	-				
Viêt-Nam	Houille	-	-	-	15	130	229	231	100
CEI	Houille	1 454	1 683	781	777	375	373	917	927
Etats-Unis	Houille	3 340	3 328	7 376	6 604	} 3 356	2 109	2 236	1 906
	Coke	5	18	158	-				
Colombie	Houille	-	-	-	2 033	} 1 914	2 331	2 852	2 507
	Coke	-	-	-	-				
Venezuela	Houille	-	-	-	560	748	427	450	542
Chine	Houille				1 776	} 1 541	1 303	838	473
	Coke				108				
Pays divers	Houille	28	2	146	57	} 838	1 061	1 074	1 146
	Coke	-	5	3	34				
	Agglomérés	-	-	-	-				
	Brique de lignite	-	-	-	5				
Ensemble tous pays	Houille	13 715	17 420	29 436	19 390				
	Coke	3 384	2 772	3 018	1 107				
	Agglomérés	200	39	130	111				
	Lignite	301	182	156	136				
	Total	17 600	20 413	32 740	20 745	20 605	18 398	20 856	21 527

Source : Observatoire de l'énergie.

L'industrie charbonnière en France : production de coke et d'électricité

Situation au 1^{er} janvier 2006



Les hydrocarbures

Par **Louis MEURIC**

Adjoint au secrétaire général de l'Observatoire de l'énergie, DGEMP,
Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie

LE PÉTROLE EN FRANCE : LES PRINCIPAUX RÉSULTATS EN 2005

Prix à la consommation

Fioul domestique : +30,8 % (+15,3 % en 2002)

Gazole : +16,2 % (+11,4 % en 2002)

Essence : +10,0 % (+4,3 % en 2002)

Sous l'effet de l'envolée continue des prix du baril de pétrole, qui n'est plus compensée par une baisse du dollar comme en 2004, les prix à la consommation des produits raffinés ont fortement augmenté en 2005.

La consommation

Le recul de la **consommation totale primaire** (1) de pétrole corrigée du climat d'environ 1 % par an amorcé en 2000 se confirme en 2005, en raison notamment de l'envolée des prix : -0,9 % à 92,1 Mtep (après une courte pause en 2004).

La consommation totale primaire avait progressé d'environ 0,9 % par an depuis le contre-choc pétrolier de 1985, à l'exception d'une courte stagnation en 1995-1996.

La **consommation finale énergétique** (2), hors usages non énergétiques et centrales électriques classiques, chute encore plus sensiblement, de -1,4 %, à 72,1 Mtep.

Industrie y compris sidérurgie (et hors pétrochimie)

Après une baisse tendancielle d'environ -6 % de 1999 à 2003, suivi d'une pause en 2004, ce secteur confirme la chute de sa consommation en 2005, de -2,4 %, à

6,0 Mtep, qui a pu profiter au gaz naturel. La stagnation de l'activité de la branche industrie hors énergie (+0,1 %) contribue aussi à ce mouvement, avec un effet de structure global de -0,4 %. En revanche, les cimenteries, dont l'activité est toujours portée par celle de la construction, continuent d'accroître leur consommation de coke de pétrole en substitution à d'autres produits. Enfin, on peut considérer que les dernières substitutions aux fioul lourds (FOL) soufrés ont été effectuées, puisque les ventes de FOL HTS et BTS représentent seulement 5,4 % du marché en 2005 (7,8 % en 2004). Rappelons qu'en février-mars, un coup de froid inhabituel avait obligé GDF à interrompre l'approvisionnement de certains clients industriels bénéficiant de contrats « d'effacement ». Les achats de FOL (hors centrales) en mars 2005 avaient bondi de +22 % sur 12 mois.

Résidentiel-tertiaire

Ce secteur confirme lui aussi sa chute, de -1,6 %, à 15,0 Mtep, après -1,4 % en 2004. S'agissant des ménages, l'année 2005 se caractérise par des mois de novembre et décembre bien plus froids qu'en 2004, coïncidant avec des prix du fioul domestique très élevés. L'impact de ces aléas sur les comportements de stockage est délicat à évaluer et à corriger. Au vu des évolutions mensuelles, il semble par ailleurs que la réduction d'impôt de 75 € pour les ménages à bas revenu se chauffant au FOD n'ait pas engendré d'effet d'aubaine, comme cela avait été le cas en octobre 2000 avec la réduction de la TIPP.

Agriculture

Après une relance en 2004 (+4,5 % par rapport à une année 2003 frappée par la sécheresse), ce secteur réduit à nouveau sa consommation en 2005, de -4,3 % à 2,2 Mtep, en ligne avec son activité (-8,1 %).

Transports

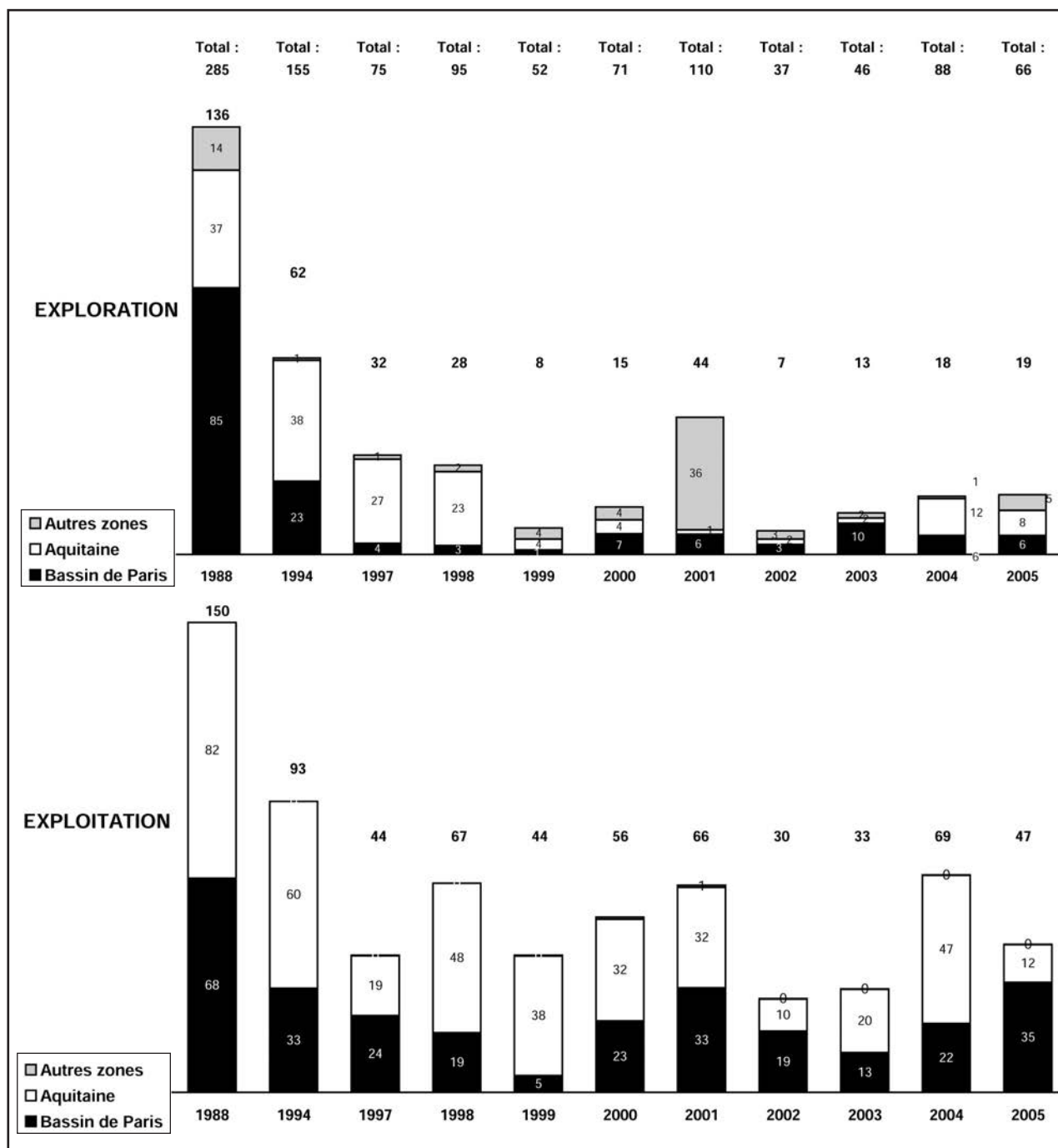
Après la baisse historique de 2003 (-1,0 %), la consommation des transports en produits pétroliers avait connu

(1) Hors routes maritimes internationales ; = consommation totale (ci-dessous) agrégée à celle des raffineries (-1,8 % en 2005, en raison de divers mouvements sociaux et incidents techniques).

(2) Sans tenir compte des variations de stocks chez les consommateurs finals.

Exploration - Exploitation

Investissements (en millions d'euros)



Source : DGEMP - DIREM

un rebond technique, de +0,7 %, surtout du fait des transports aériens (+5,1 % pour les carburéacteurs) ; en 2005, ce secteur repart à la baisse : -1,0 % à 48,9 Mtep, dont +0,9 % pour l'aérien ; l'autre élément marquant du secteur est la forte baisse du fret ferroviaire, qui, par effet de report, atténue l'impact de la baisse d'activité pour le transport routier et profite au fluvial.

Les véhicules particuliers avaient enregistré une forte baisse de leurs consommations unitaires en 2003 et 2004

(-1,5 % en litres/100 km, pour l'ensemble des véhicules particuliers essence et diesel, -1,8 % en 2003, contre -0,9 % en 2002 et -0,3 % en 2001), du fait de la diésélisation accrue du parc, bien sûr, mais aussi en raison du respect toujours plus strict des vitesses limites. En 2005, la baisse n'est que de -0,9 %. Par ailleurs, le parc continue de ralentir sa croissance : +0,9 % en 2005, après +1,3 % en 2004, contre une tendance 1996-2002 de +2,3 % en moyenne.

Usages non énergétiques (pétrochimie et lubrifiants essentiellement)

La consommation de cette branche accélère légèrement (+1,1 % à 13,7 Mtep, après +0,7 % en 2004) du fait de la pétrochimie ; Si les arrêts techniques se sont avérés moins fréquents qu'en 2004, les autres facteurs pénalisant l'industrie européenne persistent : ainsi, les concurrents américains, qui utilisent surtout du gaz naturel, continuent de bénéficier d'un prix plus avantageux de cette énergie ainsi que de la faiblesse du dollar, et l'outil « raffinage + pétrochimie » reste optimisé en faveur du raffinage, dont les marges sont bien plus intéressantes.

La consommation de combustibles pétroliers par les centrales électriques classiques, y compris chez les autoproducteurs, repart en 2005 à la hausse (+34 %) pour atteindre un niveau très élevé, notamment en raison surtout du coup de froid inhabituel de février - mars.

La consommation totale de produits raffinés (3) recule moins sensiblement : -0,5 %, y compris les usages non énergétiques et les centrales électriques classiques.

Les importations

Les importations nettes de pétrole brut et de produits raffinés ont augmenté de +0,7 %, à 94,5 Mtep.

Les importations de pétrole brut ont baissé : -1,1 % (4), après -0,4 % en 2004 et une forte hausse de +6,8 % en 2003, à l'instar du raffinage français. Après un plus haut à 37,2 % des importations en 2000, la Mer du Nord n'est plus que le deuxième fournisseur de la France, avec une part de marché de 26,3 %, derrière le Moyen-Orient (26,6 % à cause du recul de l'Arabie Saoudite). La brutale division par 2 des importations britanniques devrait se poursuivre dans les années à venir car le déclin de la Mer du Nord semble inexorable. La CEI et l'Afrique subsaharienne poursuivent leur progression et la part de l'Afrique du Nord est quasi stable.

Le solde importateur de produits raffinés, par contre-coup de la baisse des importations de brut, fait un bond de +14 % à 10,3 Mtep en 2005, après déjà +4,5 % en 2004.

Prix du brut importé

On enregistre une forte hausse de +38,0 % à 316 €/t (après +18,5 % en 2004 et -0,5 % en 2003) : exprimé en \$/bl, le prix moyen annuel CAF (5) du pétrole brut importé s'est envolé (+38,1 %), comme le cours du Brent

daté (+42,5 %, après déjà +33 % en 2004 et +16 % en 2003), tandis que celui du dollar stagnait (-0,1 %). En moyenne, sur les six années 2000 à 2005, ce prix avoisine 236 €/t (euros constants de 2005), en hausse de 68 % par rapport à l'année 1997 (6) (140 €/t).

La production

La production nationale d'huile, à 1 079 kt, atténuée sa baisse, surtout en fin d'année (-5,1 %, après -6,5 % en 2004, -7,4 % en 2003 et -4,7 % en 2002), grâce notamment au développement des gisements de La torche et des Mimosas. Fin août, Total EPF a fermé définitivement l'usine de dégazolinage du gaz naturel de Lacq et le site ne produit plus que quelques essences et condensats.

Le raffinage

Alors que la marge de raffinage a atteint un plus haut historique à 35 €/t en 2005¹² (7), le raffinage a été frappé par divers mouvements sociaux et incidents techniques. Comme 2004 avait elle-même été marquée par des arrêts techniques et la mise en place des nouvelles normes européennes sur les carburants, la baisse d'activité est de seulement -1,6 % en 2005, après +0,8 % en 2004 et +5,7 % en 2003. Avec 85,3 Mt de brut traité, le taux d'utilisation de la capacité de distillation atmosphérique est donc de 87,4 %¹² en 2005, après 89 % en 2004.

Les stocks

Enfin, les stocks de pétrole brut à fin 2005 sont restés stables, tandis que ceux de produits raffinés (exclusivement l'essence et surtout le FOD-gazole, dans les dépôts de distribution) ont été largement reconstitués (+1,1 Mtep). Les anticipations haussières sur les prix de ces produits peuvent expliquer cette hausse.

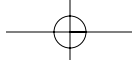
(3) Ventes déclarées par les entrepositaires agréés (source CPDP, déduction faite du contenu en biocarburants pour les carburants routiers) + solde net des bases pétrochimiques (source Direm).

(4) Source Observatoire de l'énergie.

(5) CAF : coût, assurance, fret - Source DGDDI/DSEE.

(6) Dernière année représentative d'un marché pétrolier moins heurté (avant l'effondrement des cours du pétrole puis leur envolée avec le profond changement de stratégie de l'Opep).

(7) Niveau jamais atteint depuis que cette donnée existe.



Pétrole brut : production et approvisionnement

Structure des réceptions de produits à distiller

(unité : million de tonnes)

Pays	1973		1985		1990		2000		2004		2005	
		% du total des récept.		% du total des récept.		% du total des récept.		% du total des récept.		% du total des récept.		% du total des récept.
Total des réceptions	134,92	100,0	74,34	100,0	73,43	100,0	85,6	100,0	85,1	100,0	84,2	100,0
Proche-Orient	96,43	71,5	21,73	29,4	31,72	43,2	31,6	36,9	23,2	27,2	22,4	27,2
Arabie Saoudite	30,17	22,4	5,97	8,1	15,15	20,6	15,2	17,8	12,6	14,7	10,3	14,7
Irak	18,68	13,8	6,38	8,6	2,95	4,0	7,2	8,4	1,5	1,8	1,4	1,8
Iran	10,82	8,0	4,08	5,5	9,08	12,4	5,2	6,0	6,4	7,5	6,9	7,5
EAU-Oman	15,87	11,8	2,11	2,9	1,93	2,6	0,0	0,0	-	-	0,1	-
Qatar	3,1	2,5	1,64	2,2	0,22	0,3	0,1	0,1	-	-	-	-
Syrie	0,59	0,4	0,49	0,7	2,16	2,9	2,5	2,9	1,1	1,2	1,2	1,2
Koweït	15,48	11,5	0,55	0,7	0,00	0,0	1,4	1,6	1,7	2,0	2,4	2,0
Autres	1,41	1,0	0,51	0,7	0,23	0,3	-	-	-	-	-	-
Afrique du Nord							6,3	7,4	10,3	12,1	10,2	12,1
Algérie	11,10	8,2	3,58	4,8	3,05	4,2	3,5	4,1	6,0	7,1	5,4	7,1
Libye	6,49	4,8	3,06	4,1	2,95	4,0	2,4	2,9	4,1	4,8	4,5	4,8
Tunisie	0,29	0,2	0,37	0,5	0,16	0,2	0,4	0,5	0,2	0,2	0,3	0,2
Egypte	-	-	2,01	2,53	1,01	1,4	-	-	0,1	0,1	0,0	0,1
Afrique Noire							7,6	8,8	6,2	7,3	8,9	7,3
Nigeria	12,59	9,3	8,08	10,9	3,11	4,2	4,8	5,7	2,6	3,1	2,8	3,1
Gabon, Congo	-	-	2,59	3,5	4,85	6,6	0,3	0,4	0,3	0,4	0,8	0,4
Cameroun, Angola	2,36	1,7	3,45	4,7	5,83	7,9	2,2	2,6	3,1	3,6	4,6	3,6
Autres							0,2	0,2	0,2	0,2	0,6	0,2
Autres							40,2	46,9	45,4	53,3	42,8	53,3
Norvège	0,19	0,1	4,20	5,6	5,76	7,9	21,1	24,7	15,6	18,3	16,1	18,3
Royaume-Uni	-	0,0	14,90	20,0	4,66	6,4	9,9	11,6	8,8	10,3	4,4	10,3
CEI	3,36	2,5	4,08	5,5	6,25	8,5	8,0	9,3	19,2	22,6	19,6	22,6
Venezuela	1,80	1,3	0,64	0,9	0,45	0,6	-	-	-	-	0,1	-
Mexique	-	-	2,65	3,6	2,49	3,4	-	-	0,1	0,1	-	0,1
Autres pays	0,31	0,2	3,00	4,1	1,13	1,6	1,1	1,3	1,7	2,0	2,5	2,0

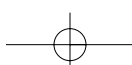
Source : Observatoire de l'énergie.

Evolution de l'approvisionnement en produits à distiller

(en millions de tonnes)

	1995	2000	2002	2003	2004	2005
Importations pour besoins français	78,0	85,6	80,0	85,5	85,1	84,2
dont :						
- Pétrole brut et condensats	76,9	85,5	80,0	85,4	85,1	84,2
- APD	1,1	0,2	-	0,0	-	-
Production française de pétrole brut	2,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,1
Variations de stocks de pétrole brut	0,0	-0,1	0,2	-0,5	0,4	0,0
Total	80,5	87,0	81,6	86,2	86,7	86,7

Source : Observatoire de l'énergie.



Les produits raffinés

Evolution de l'approvisionnement en produits raffinés

(en millions de tonnes)

	1995	2000	2002	2003	2004	2005
Production nette des raffineries	74,2	80,3	76,2	80,8	81,4	80,2
Réceptions (1)	27,5	30,2	32,2	29,1	30,4	34,7
Expéditions	14,2	19,2	19,1	20,6	21,5	24,5
Variations de stocks (2)	0,2	1,1	0,7	0,0	-0,2	1,1
Total	87,7	92,2	90,0	89,3	90,1	91,5

(1) N.c. rachats sur façonnage, inclus dans la production.
(2) Raffinage et distribution
Source : Observatoire de l'énergie / DIREM.

Production nette des raffineries françaises (1)

(en millions de tonnes)

En millions de tonnes	1995	2000	2002	2003	2004	2005
Production nette totale	74,2	80,3	76,2	80,8	81,4	80,2
dont :						
GPL	2,2	2,6	2,1	2,5	2,5	2,3
Essence et super	16,9	16,5	15,1	15,5	15,3	14,5
dont sans plomb.....	9,3	15,9	14,9	15,3	15,1	14,5
Naphta pour vapocraqueur	4,3	5,9	5,4	6,1	5,7	0,0
Carburéacteur	5,6	6,1	5,1	5,2	5,6	0,0
Gazole	19,5	22,0	21,8	23,3	21,8	0,0
Fuel domestique FOD (2).....	11,0	12,5	12,3	13,1	12,6	5,4
Gazole + FOD	30,5	34,5	34,1	36,3	34,4	5,5
Fuel lourd industriel BTS/TBTS (3)	2,4	3,6	3,5	0,0	3,5	21,0
Fuel lourd industriel HTS (4).....	4,9	4,4	3,7	0,0	3,7	12,9
Fuel lourd de soutes (IF).....	2,2	2,3	2,1	2,8	3,7	33,8
Total fuel lourd	9,5	10,3	9,3	9,8	10,9	3,8
Lubrifiants	1,9	1,8	1,7	1,8	1,9	3,7
Bitumes.....	3,1	3,7	3,5	3,5	3,6	3,3

(1) Production brute - autoconsommation.
(2) Comprend le Diesel Marine Léger (DML).
(3) Teneur en soufre < 2 %.
(4) Fuel > 2 %.
Source : Observatoire de l'énergie / DIREM.

Production de gaz naturel (1) et d'hydrocarbures extraits du gaz naturel

Gaz naturel	1975	1980	1990	2002	2003	2004	2005
Production de gaz brut (millions de m ³)	10 612	10 827	4 334	2 649	2 306	2 149	1 806
Produits finis obtenus :							
Gaz épuré (millions de m ³)	7 358	7 539	2 963	1 664	1 422	1 254	1 081
Poduits pétroliers (en 1 000 t)	758	833	352	177	159	150	100
Soufre (en 1 000 t)	1 762	1 830	667	547	459	422	357

(1) non compris le grisou de Gazonor.
Source : DIREM.

Les énergies renouvelables en France : les principaux résultats en 2005

FAITS ET CHIFFRES POUR 2005

La mise en conformité de la comptabilité des énergies renouvelables avec les conventions internationales s'est traduite par les modifications suivantes pour le bilan 2005, avec rétropolation pour les années antérieures :

- la production hydraulique brute est comptabilisée *hors production issue des STEP* (stations de pompage).
- la production primaire brute de biogaz est la production du biogaz *capté valorisé*.
- la production primaire brute des déchets urbains et sa valorisation sous forme électrique et thermique sont désormais *réparties à 50 % entre déchets urbains renouvelables et déchets urbains non renouvelables*. Seuls les déchets urbains renouvelables apparaissent dans ce bilan spécifique.

Par **Hélène THIÉNARD**

Observatoire de l'énergie, DGEMP, Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie

Le bilan « spécifique » des énergies renouvelables (ENR) diffère du bilan officiel de l'énergie, dont la dernière colonne intitulée « ENRt et déchets » comprend les énergies renouvelables thermiques et l'ensemble des déchets.

NB : l'actualisation des bilans repose dans certaines filières sur des enquêtes à périodicité variable, ce qui peut engendrer des révisions assez sensibles.

Les données présentées dans le bilan ainsi que les commentaires suivants ne concernent que la Métropole.

LA PRODUCTION

La production d'électricité d'origine renouvelable diminue fortement : -11,9 % à 56,7 TWh, contre 64,3 TWh

en 2004, année déjà pénalisée par une faible production hydraulique. Cette baisse globale de 7,7 TWh provient d'un repli de plus de 13 % de la production hydraulique renouvelable (52,2 TWh en 2005 contre 60,3 TWh en 2004) non compensée par une progression pourtant conséquente de la production éolienne (+61 % soit près de 0,4 TWh supplémentaire), les autres productions électriques d'origine thermique soit 3,5 TWh ne progressant plus que très légèrement (+1,5 % soit 0,05 TWh supplémentaire).

En conséquence, la part de l'électricité d'origine renouvelable dans la consommation intérieure brute d'électricité (Métropole uniquement) s'élève à 11,0 % en 2005 (contre 12,6 % en 2004).

L'hydraulique représente toujours 92 % de la production électrique, les déchets urbains renouvelables 2,9 %, le bois-énergie 2,4 %, l'éolien 1,7 %, le bio-

gaz et le solaire photovoltaïque assurant la part résiduelle.

L'année 2005 restera marquée par :

- un fort déficit de la production hydraulique (la plus basse de ces quinze dernières années), liée à un manque de pluviosité tout au long de l'année 2005 et de ce fait à un faible remplissage des barrages ;
- une progression de 61 % de la production d'électricité éolienne (959 GWh contre 596 GWh en 2004 pour la Métropole) et le quasi doublement des capacités installées (705 MW de puissance installée fin 2005 contre 363 MW fin 2004) ;
- une moindre progression du solaire photovoltaïque relié au réseau en Métropole, après deux années consécutives de forte croissance ; les puissances de capteurs reliés au réseau installés en 2005 auraient même légèrement diminué selon les premières estimations (1 900 kWc contre 2 212 kWc en 2004) ;
- une quasi-stagnation de l'électricité issue des filières d'énergies renouvelables d'origine thermique (+1,5 % à 3,5 TWh) après plusieurs années de sensible croissance. La valorisation électrique des déchets urbains notamment ne progresse plus que légèrement suite au faible nombre de nouvelles unités de traitement mises en service.

La production thermique d'origine renouvelable (y compris les biocarburants) se stabilise : +0,6 % avec 10,2 Mtep (contre 10,1 Mtep en 2004) à la faveur d'une légère progression des productions thermiques des pompes à chaleur et des biocarburants, la consommation de bois-énergie dans le secteur résidentiel-tertiaire comme dans le secteur industriel ayant tendance à se stabiliser.

La production thermique est assurée principalement par le bois-énergie (85 % à 8,7 Mtep), puis par les biocarburants (5 %), les pompes à chaleur (4 %) et les déchets urbains renouvelables (3 %). La part résiduelle concerne le solaire thermique, la géothermie, le biogaz et les résidus de récoltes.

On notera pour 2005 :

- la réelle montée en puissance du solaire thermique : dans la continuité du programme Hélios 2006 (ou « Plan soleil 2000-2006 ») conduit par l'Ademe et grâce à la mise en place du crédit d'impôt, près de 110 000 m² de nouveaux capteurs solaires thermiques ont été installés, soit un doublement des surfaces par rapport à l'année précédente ;
- une stagnation des productions thermiques issues de la géothermie, du biogaz et des déchets de récolte ;
- un très léger recul de la production de chaleur en provenance des déchets urbains (- 2 %), liée à l'arrêt d'anciennes installations et à la stabilisation de la cogénération dans les nouvelles unités ;
- un regain d'intérêt confirmé pour les pompes à chaleur, avec l'installation de près de 25 000 pompes à chaleur supplémentaires en 2005 (17 300 en 2004).
- une hausse significative de la production de biocarburants (+14 %) tant dans la filière éthanol que dans la filière

de biodiesels, grâce à l'octroi d'agréments supplémentaires en 2005 (+126 000 t) ;

- une quasi-stabilisation à climat réel de l'utilisation de bois de chauffage dans le secteur résidentiel/tertiaire, compte tenu d'un climat 2005 très proche d'un climat moyen sur la période 1976-2005.

Étant donné l'impossibilité d'estimer les stocks de bois constitués par les détaillants et les particuliers, on adopte par convention que la production est égale à la consommation de bois combustible. Le manque de données disponibles à ce jour concernant la consommation des ménages rend les résultats fragiles ; la diminution tendancielle de l'utilisation du bois de chauffe par les ménages semble toutefois s'atténuer. On notera par ailleurs l'accélération des ventes d'appareils de chauffage au bois favorisées par la mise en place du crédit d'impôt (inserts et foyers fermés, mais aussi appareils indépendants et chaudières) et la progression toujours soutenue des installations de chaufferies collectives et industrielles (333 chaufferies au bois engagées en 2005 pour une puissance de 146 MW dans le cadre du « Plan bois énergie 2000-2006 », également conduit par l'Ademe).

LA CONSOMMATION DES ÉNERGIES RENEUVELABLES THERMIQUES (ENRT)

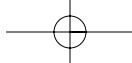
La consommation finale d'énergies renouvelables thermiques est stable à 10,2 Mtep (la part de l'électricité produite à partir des ENRt est comptabilisée dans le poste électricité).

La part du résidentiel-tertiaire reste dominante avec 83 % de la consommation finale en 2005, suivie par l'industrie (12 %), les transports (4 %) et l'agriculture (0,5 %).

Dans le *résidentiel-tertiaire*, on constate une stabilité, avec 8,4 Mtep, consécutive à la quasi-stagnation de la consommation de bois de chauffage (ménages, collectivités et tertiaire) qui représente toujours près de 90 % de la consommation de ce secteur. La part des pompes à chaleur augmente légèrement (4 %), celle des déchets urbains renouvelables par l'intermédiaire des réseaux de chaleur reste stable (3 %). Le poids du solaire thermique et de la géothermie reste marginal.

Dans l'industrie, on note une très légère progression avec 1,2 Mtep, à la faveur d'une activité assez soutenue dans les industries des pâtes à papier chimiques (production en hausse de 3,8 %) et de la mise en service d'un nombre croissant de chaufferies bois industrielles (« Plan bois énergie »).

Dans le secteur des transports, la consommation de biocarburants progresse sensiblement à 0,42 Mtep, (+18 %) dans un contexte d'augmentation des agréments, mais le taux d'incorporation des biocarburants dans les quantités d'essence et de gazole mises en vente à des fins de transport reste faible (1,0 % en 2005).



Bilan statistique*

Unité : ktep

	1980	1990	1995	2000	2003	2004	2005
A. Production d'énergie primaire (1)	15 007	16 114	18 023	17 389	16 693	16 730	16 152
Hydraulique	6 020	4 680	6 338	5 824	5 134	5 189	4 492
Éolien	0	0	0	7	34	51	82
Solaire (2)	7	19	20	17	18	20	23
Géothermie	11	110	132	126	129	130	130
Pompes à chaleur	13	307	272	213	291	316	361
Déchets urbains solides	294	589	741	955	999	957	946
Bois et déchets de bois	8 541	10 269	10 193	9 687	9 408	9 363	9 354
Résidus de récoltes hors bagasse	66	67	77	75	77	77	78
Biogaz	55	73	82	146	204	207	209
Biocarburants	0	0	168	339	399	419	476
B. Solde commerce extérieur (biocarburants)	0	0	0	8	-52	-69	-61
C. Total disponibilités ENR (A+B)	15 007	16 114	18 023	17 396	16 641	16 661	16 091
D. EnR mobilisées pour produire de l'électricité (3)	6 340	5 136	6 910	6 663	6 164	6 253	5 603
E. Usages internes + pertes et ajustement	282	438	434	457	353	354	369
F. Disponibilités des EnR d'origine thermique (C-D-E) (4)	8 385	10 540	10 649	10 276	10 124	10 054	10 119
Répartition de la consommation finale des EnR d'origine thermique (4)**							
Résidentiel-tertiaire (5)	7 377	9 269	9 159	8 615	8 464	8 421	8 410
dont bois et déchets de bois	7 202	8 627	8 476	7 994	7 735	7 663	7 610
Industries	967	1 225	1 273	1 265	1 257	1 226	1 237
dont bois et déchets de bois	904	1 105	1 140	1 120	1 109	1 077	1 088
Agriculture	41	46	49	49	53	53	53
dont bois et déchets de bois	40	40	40	40	40	40	40
Transports	0	0	168	347	350	354	419
Total consommation finale (5)**	8 385	10 540	10 649	10 276	10 124	10 054	10 119
* France métropolitaine (DOM exclus). Ce bilan concerne les ENR uniquement, définies selon la nouvelle méthodologie (hydraulique, biogaz, déchets urbains renouvelables).							
** Ces données diffèrent légèrement de la dernière colonne « ENRt et déchets » du bilan officiel, qui inclut les déchets non renouvelables.							
(1) Ensemble des productions électriques et thermiques d'origine renouvelable (1 GWh = 0,086 ktep).							
(2) Solaire thermique et photovoltaïque.							
(3) Energies renouvelables d'origine électrique (hydraulique, éolienne, solaire photovoltaïque) ou thermique mobilisées pour produire de l'électricité.							
(4) Energies renouvelables d'origine thermique utilisées sous forme de chaleur ou de force motrice (biocarburants), hors déchets non renouvelables.							
(5) Il s'agit de consommations réelles, sans corrections des aléas climatiques.							
Source : Observatoire de l'énergie d'après CEREN, ADEME, EDF, Observ'ER.							

HÉLÈNE THIÉNARD

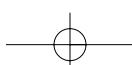
Energie éolienne raccordée au réseau électrique en métropole et dans les DOM/TOM

	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005 p
Puissance installée (MW) :												
- au cours de l'année	0,1	0,0	3,2	1,9	7,8	10,2	43,1	25,2	54,9	101,8	141,9	366,6
- parc total en cumul	0,1	2,9	6,1	8,0	15,8	25,9	69,0	94,2	149,0	250,9	392,7	759,3
dont cumul DOM/TOM	-	-	0,5	2,0	2,0	9,2	13,3	12,0	17,1	29,9	29,9	54,6
Production annuelle (GWh) :												
dont DOM/TOM	0,2	4,6	7,8	13,3	22,5	52,7	99,5	158,1	309,9	435,1	639,4	1 001,5
	-	-	0,5	3,0	4,0	16,8	23,2	28,1	41,9	45,1	44,6	43,7
p : provisoire - Source : ADEME/EDF.												

Energie solaire thermique en métropole et dans les DOM

Unité : 1000 m²

	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005 p
Surface de capteurs en service	599	637	630	631	624	623	626	629	660	716	790	934
dont DOM	33	47	55	70	78	94	113	126	161	201	243	299
p : provisoire Source : Observatoire de l'énergie d'après Observ'ER												



Solaire thermique - Etat d'avancement du Plan Soleil 2000-2006 (en Métropole)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005 p	cumul 2000-2005
CESI (1) : nombre d'unités installées	800	2 500	3 800	5 300	8 000	14 000	34 400
: surface de capteur (1000 m ²)	2,8	10,8	14,9	25,0	37,0	70,0	160,5
SSC (2) : surface installée (1000 m ²)	2,0	3,4	4,5	6,0	10,0	25,0	50,9
ECS collective (3) : surface installée (1000 m ²)	1,6	3,5	4,0	8,0	6,0	16,0	39,1
Total surface (1000 m ²)	6,4	17,7	23,4	39,0	53,0	111,0	250,5

p : provisoire. 1 : chauffe-eau solaire individuel. 2 : système solaire combiné (chauffage + eau chaude). 3 : eau chaude solaire collective.

Les objectifs de ce plan fixent pour 2006 l'installation de 550 000 m² de capteurs installés ou 30 000 chauffe-eau solaires individuels par an et 500 à 1 000 unités par an de chauffage combiné eau chaude et habitat. Pour l'habitat collectif et le tertiaire, l'objectif réside dans l'installation de 15 000 m² de capteurs par an.

Source : ADEME/ENERPLAN

Consommation annuelle de biocarburants

Unité : millier de tep

	1992	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Filière éthanol : ETBE (1)	2,2	24,2	38,5	53,2	62,5	58,0	59,1	57,8	57,7	49,3	51,6	74,9
Filière ester : EMHV (2)	0,6	143,3	202,3	234,6	210,9	230,0	287,9	289,9	288,2	301,0	302,4	344,2

1 : pour être incorporé aux essences (dans un rapport de 5 à 15 %), l'éthanol, produit à partir de blé ou de betteraves, est au préalable transformé en ETBE par adjonction d'isobutène (d'origine fossile non renouvelable). Depuis 2005 l'éthanol pur peut aussi être directement incorporé aux essences (dans un rapport de 5 à 15 %) et ce procédé commence à s'industrialiser. Contrairement aux éditions précédentes, seule la part « éthanol » renouvelable est comptabilisée dans ce tableau.

2 : les huiles végétales, telles que le colza en France permettent d'obtenir, par transformation chimique, des esters méthyliques ou diesters : EMHV (Ester Méthylique d'Huile Végétale) que l'on peut incorporer au gazole (oxygénation des carburants) dans un rapport de 5 à 15 %.

Source : Observatoire de l'Energie d'après DIREM

Etat des réalisations des usines de traitement de déchets avec récupération d'énergie

	1995	1997	1998	1999	2000*	2002	2004 p
Nombre d'installations	94	98	104	110	109	112	110
Tonnage annuel traité (en 1000 tonnes)	8 012	8 415	8 671	9 830	10 319	11 352	10 349
Quantité d'énergie vendue (GWh)	9 837	8 000	8 194	8 716	9 642	11 959	11 573

p : provisoire. * Depuis l'année 2000, l'enquête ITOM est réalisée tous les deux ans

Source : ADEME d'après l'inventaire des unités de traitement des ordures ménagères (ITOM).

Consommation de bois de chauffage dans le secteur résidentiel*

unité : million de stères

	1992	1995	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004 p
résidences principales :	63,9	57,4	56,3	56,1	53,5	54,7	52,0	49,4	47,9
- base	23,5	16,4	18,6	20,5	21,7	22,2	20,0	18,3	16,8
- appoint	19,7	15,9	14,0	15,1	15,6	17,8	17,6	17,6	17,5
- associé	20,7	25,1	23,7	20,5	16,2	14,8	14,4	13,6	13,5
résidences secondaires	2,9	2,7	2,4	2,5	2,8	3,2	3,3	3,3	3,3
total résidentiel	66,8	60,1	58,7	58,6	56,3	57,8	55,3	52,7	51,2

* A climat normal

Source : CEREN

FOR OUR ENGLISH-SPEAKING READERS

HIGH-COST ENERGY AND PUBLIC REGULATION

— Trends

Energy policy and the high price of energy

Dominique MAILLARD

Ever rising energy prices can mainly be set down to insufficient investments at various points in the chain of production. In combination with geopolitical or climatic circumstances, this spawns uncertainty about how energy will reach final consumers. France's energy policy act of 13 July 2005 has set four principal orientations: control the demand for energy, diversify the supply (by increasing recourse to replenishable sources and by keeping the nuclear option open), develop research and, in general, improve the security of supply lines. In January 2006, the French government published a memorandum in order to "relaunch a European energy policy in view of sustainable development".

Another transition in energy

Alain BELTRAN

Turmoil in "macroenergy" is occurring along with institutional changes that the French do not always unanimously follow. Habituated to the "French public service model", which has maintained a fair level of prices and a constant supply of energy insofar as possible, the French are discovering a complex system that hinges ever more on services rather than prices: the "culture" of competition, complementarity and service. We must learn to sell and not just produce, to accept newcomers and become flexible.

Oil prices and economic growth

Denis BABUSIAUX and François LESCAROUX

There is no limit to the sources of hydrocarbons (whether pumped out of the earth or produced in factories) for the next few decades,

but there is and will be a need for increasingly complex and costly techniques as the usual sources of petroleum run out. Does this mean that prices will keep on rising? Probably, since environmental costs must be added onto direct costs. The mining of oil out of "tar sands", for example, or the production of hydrocarbons by the chemical industry will have a significant impact owing to the emission of greenhouse gases. If prices do rise in the short or middle term, the cause will have to do more with the calendar of investments than with the availability of energy and its costs. In the long run however, price hikes are not all that certain. A few points for analyzing and predicting the macro- and microeconomic effects of fluctuating oil prices...

Electricity and energy policy:

French characteristics and issues in the European context

Sylvie SCHERRER

France's decisions about electricity (efforts to control demand, the important place granted to this source of energy and especially to its generation from nuclear plants) have limited energy costs and increased the country's independence in relation to energy. These choices have also helped keep prices lower and stabler than among the country's trade partners, and thus improved the competitiveness of French firms and reduced the economy's exposure to the risk of high, fluctuating prices. In addition, these decisions have, all sources of energy taken together, led to lower CO₂ emissions than in other developed countries and to more room for renewable sources of energy.

— Facts and figures in 2005

Statistics: a section coordinated by Richard LAVERGNE and Louis MEURIC, Observatoire de l'Énergie.

AN UNSERE DEUTSCHSPRACHIGEN LESER

TEURE ENERGIE, REGULIERTE ENERGIE

— Tendenzen

Energiepolitik und teure Energie

Dominique MAILLARD

Die immer höheren Energiepreise sind im Wesentlichen auf unzureichende Investitionen in den verschiedenen Bereichen des Energiesektors zurückzuführen, der in einem Kontext geopolitischer und klimatischer Unwägbarkeiten den Endverbraucher mit unsicheren Versorgungssituationen konfrontiert. Die Beherrschung der Energienachfrage, die Diversifikation der Energieversorgung durch die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien bei gleichzeitiger Beibehaltung der nuklearen Option, die Förderung der Forschung auf dem Gebiet der Energie und im Allgemeinen die Verbesserung der Versorgungssicherheit : dies sind die vier Hauptachsen des Gesetzes vom 13. Juli 2005 zum Programm der energiepolitischen Orientierung Frankreichs, zu dem überdies im Januar 2006 ein Memorandum verfasst wurde, um die europäische Energiepolitik auf das Ziel der Nachhaltigkeit auszurichten.

Ein anderer energetischer Übergang

Alain BELTRAN

Die „makroenergetischen“ Umwälzungen werden von institutionellen Veränderungen begleitet, die von der französischen Bevölkerung nicht immer mit einhelliger Zustimmung verfolgt werden. Sie ist an das französische Modell des öffentlichen Dienstes gewöhnt, das halbwegs korrekte Preise und eine sichere Energieversorgung gewährleistet, und entdeckt nun ein komplexes System, in dem wohl eher der Dienstleistungsgedanke zum Tragen kommt als der Preis : die Kultur des Wettbewerbs, der Komplementarität und der Dienstleistung. Man wird also lernen müssen zu verkaufen, anstatt nur zu produzieren, neue Anbieter zu akzeptieren und Flexibilität zu entwickeln.

Erdölpreis und Wirtschaftswachstum

Denis BABUSIAUX und François LESCAROUX

In den kommenden Jahrzehnten wird es keine Begrenzung der Ressourcen an Kohlenwasserstoffen (natürliche plus synthetische)

geben, doch es besteht heute und für die Zukunft die Notwendigkeit, komplexere Techniken zu entwickeln, die in dem Maße, wie sich die klassischen Vorkommen erschöpfen, auch teurer werden. Bedeutet dies, dass die Preise weiterhin steigen werden ? Damit ist umso mehr zu rechnen, als zu den direkten Kosten die umweltbedingten Kosten hinzukommen, da die Produktion von Heizöl und erst recht von synthetischem Rohöl zu einem beträchtlichen Ausstoß von Treibhausgasen führt. Sollte es kurz- oder mittelfristig zu einer Preiserhöhung kommen, so wird sie wahrscheinlich eher auf kalendarische Fragen der Investitionstätigkeit zurückzuführen sein als auf die Verfügbarkeit von Ressourcen und auf deren Kosten. Langfristig jedoch ist eine Preiserhöhung nicht sicher : einige Analyse- und Prognoseansätze zum makroökonomischen Einfluss und zu den mikroökonomischen Auswirkungen der Ölpreisbewegungen.

Elektrizität und Energiepolitik : französische Besonderheiten und europäische Streitfragen

Sylvie SCHERRER

Frankreichs energiepolitische Entscheidungen hinsichtlich der Elektrizität (Bemühungen um die Beherrschung der Nachfrage, der hohe Stellenwert der Elektrizität und die Vorrangstellung der Nuklearenergie) haben seine Energiekosten begrenzt und seine energetische Unabhängigkeit erhöht. Sie haben außerdem zu Preisen beigetragen, die niedriger und weniger volatil sind als die seiner Handelspartner und haben damit die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen verbessert und das „Preisrisiko“ für die Wirtschaft verringert. Zudem hatten sie im Vergleich zu den anderen entwickelten Ländern - alle Energieformen zusammengenommen - niedrigere CO₂-Emissionen und einen immer höher werdenden Anteil an erneuerbaren Energien im Energieangebot zur Folge.

— Fakten und Zahlen, 2005

Statistischer Teil :

koordiniert von Richard LAVERGNE und Louis MEURIC, Observatoire de l'Énergie.

A NUESTROS LECTORES DE LENGUA ESPAÑOLA

ENERGÍA CARA, ENERGÍA REGULADA

— Tendencias

Política energética y energía cara

Dominique MAILLARD

El nivel cada vez más elevado de los precios de la energía se debe principalmente a una insuficiencia de las inversiones en los diferentes eslabones de la cadena energética, que, junto con los factores geopolíticos o climáticos, crea una incertidumbre de suministro a los ojos del cliente final. Controlar la demanda de energía, diversificar las fuentes de abastecimiento energético, aumentando el uso de energías renovables y manteniendo la opción nuclear, desarrollar la investigación en el campo de la energía y, de forma general, mejorar la seguridad de abastecimiento: estos son los cuatro ejes principales fijados por la ley del 13 de julio de 2005 del programa sobre la orientación de la política energética de Francia que además ha publicado en enero de 2006 un memorando para “dar un nuevo impulso a la política energética europea en una perspectiva de desarrollo sostenible”.

Otra transición energética

Alain BELTRAN

Los cambios “macroenergéticos” van de la mano de mutaciones institucionales que la población francesa no siempre sigue de forma unánime. Acostumbrados al “modelo francés” de servicio público, que garantizaba a su manera precios sensatos y una energía siempre presente, los franceses descubren un sistema complejo que interviene más sobre el servicio que sobre los precios: la cultura de la competencia, de la complementariedad, del servicio. En pocas palabras, se deberá aprender a vender y no solamente a producir, aceptar los recién llegados y desarrollar la flexibilidad.

Precio del petróleo y crecimiento económico

Denis BABUSIAUX y François LESCAROUX

En algunas cuantas décadas, todavía no existirán límites de recursos en hidrocarburos (naturales y sintéticos), pero se tendrá

que utilizar técnicas más complejas y costosas a medida que el agotamiento de los yacimientos clásicos aumente. ¿Esto significa que los precios seguirán aumentando? Es probable, sobre todo cuando sabemos que además de los costes directos tenemos que tener en cuenta los costes ambientales, la producción de petróleos pesados y *a fortiori* de petróleos sintéticos que llevarán a una producción de gases de efecto invernadero considerables. Si a corto o mediano plazo se presenta un alza, seguramente estará más relacionada con una cuestión de calendario de inversiones que con la disponibilidad de recursos y de sus costes. No obstante, a largo plazo, el aumento de los cursos no es una certeza: algunos elementos de análisis y de previsión sobre la influencia macroeconómica y los efectos microeconómicos de los movimientos del precio del petróleo.

Electricidad y política energética: especificidades francesas y elementos claves del contexto europeo

Sylvie SCHERRER

Las decisiones tomadas por Francia en su política energética en materias de electricidad (esfuerzos de control de la demanda, lugar importante de la electricidad y preponderancia de la energía nuclear) han limitado la factura y aumentado su independencia energética. También han contribuido a mantener precios bajos y menos volátiles que los de sus asociados comerciales, mejorando así la competitividad de las empresas y limitando la exposición de la economía al riesgo de los “precios”. Asimismo, esto se traduce por emisiones de CO₂ más bajas (teniendo en cuenta todo tipo de energía) con relación a otros países desarrollados y un lugar cada vez más importante de las energías no renovables en la familia energética.

— Hechos y cifras del 2005

Sección estadística

*coordinada por Richard LAVERGNE y Louis MEURIC,
Observatoire de l'énergie.*

Нашим читателям, говорящим по-русски

Энергия дорогостоящая, энергия регулируемая

Энергетическая политика и дорогостоящая энергия Доминик Майяр

Постоянно растущий уровень цен на энергию объясняется, главным образом, недостаточностью инвестиций в различные звенья энергетической цепочки. В совокупности с геополитическими или климатическими непредвиденными обстоятельствами, это создает неуверенность в поставках конечному потребителю. Контролировать спрос на энергию, диверсифицировать снабжение, увеличивая использование возобновляемых энергоресурсов, не отказываясь при этом от атомных электростанций, развивать научный поиск в области энергетики и, в более общем плане, улучшать безопасность поставок – вот четыре основные направления программы ориентаций энергетической политики Франции, установленные законом от 13 июля 2005 г. Кроме того, в январе 2006 г. был опубликован меморандум для «активизации европейской энергетической политики в перспективе долгосрочного развития».

Иной энергетический подход Ален Бельтран

«Макроэнергетические» потрясения сопровождаются институциональными изменениями, которые не всегда единодушно воспринимаются французским населением. Привыкшее к «французской модели» коммунальных услуг, которая худо-бедно обеспечивала приемлемые цены и постоянное наличие энергии, оно сталкивается со сложной системой, которая будет влиять скорее на обслуживание, нежели на цены: культура конкуренции, взаимодополняемости, качества услуг. Короче, нужно будет учиться продавать, а не только производить, принимать новых участников и развивать гибкость.

Цены на нефть и экономический рост Дени Бабюсю и Франсуа Лекару

В перспективе нескольких десятилетий не предвидится ограничений углеводородных ресурсов (естественных и синтетических). Но всегда существовала, и будет существовать необходимость поиска все более сложных и дорогих технологий по мере истощения классических месторождений. Означает ли это, что цены будут продолжать расти? Это вероятно, тем более что к прямым затратам следует добавить расходы на экологию, поскольку производство тяжелой и особенно синтетической нефти ведет к значительным выбросам газов с эффектом теплицы. Если рост цен будет продолжаться, в краткосрочной или среднесрочной перспективе он будет связан скорее с графиками инвестиций, нежели с наличием ресурсов и их стоимостью. Однако в долгосрочной перспективе рост цен не представляется неизбежностью: приводится несколько элементов анализа и прогнозы в отношении макроэкономического влияния и микроэкономических эффектов колебаний цен на нефть.

Электричество и энергетическая политика: французская специфика и задачи в европейском масштабе

Сильви Шеррер

Выбор, сделанный Францией в области энергетической политики (усилия по овладению спросом, большое внимание, уделяемое электричеству и преобладание атомных электростанций) ограничило ее расходы и укрепили энергетическую независимость. Он также содействовал удержанию более низких и устойчивых цен, нежели цены ее коммерческих партнеров, что улучшает конкурентоспособность предприятий и ограничивает подверженность экономики «ценовым рискам». Это также характеризуется, для всех видов энергии, незначительными выбросами CO₂ на французской территории по сравнению с другими развитыми странами и растущим вниманием, которое уделяется возобновляемым видам энергии.