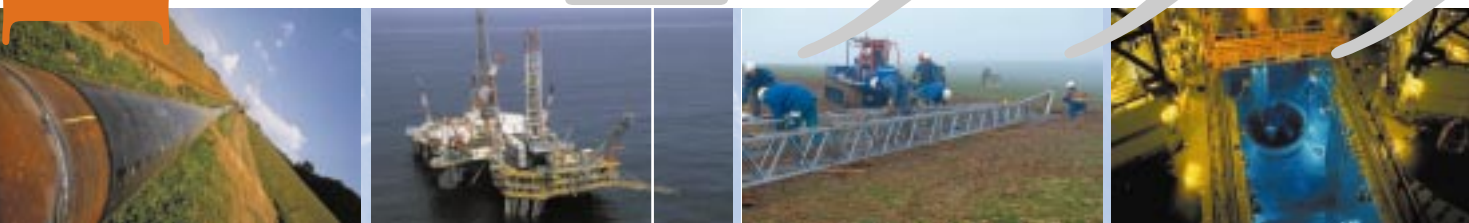


# Rapport



# 1999



DIRECTION GÉNÉRALE DE L'ÉNERGIE ET DES MATIÈRES PREMIÈRES

*Énergies &  
matières  
premières*

# Rapport

# 1999

DIRECTION GÉNÉRALE DE L'ÉNERGIE ET DES MATIÈRES PREMIÈRES

*Énergies  
& matières  
premières*



**D'**abord le débat parlementaire très riche sur la loi électricité et la grande concertation engagée à l'occasion de la transposition de la directive européenne, sur la modernisation du service public du gaz. L'un comme l'autre ont montré à la fois :

- L'intérêt porté par les Français et leurs représentants aux notions de concurrence et de compétitivité dont ils ont pu mesurer l'impact tarifaire dans le secteur des télécommunications ;
- Leur attachement profond à un service public de qualité permettant notamment une solidarité entre abonnés urbains et ruraux qui payent tous leur électricité au même tarif.

Trouver le juste équilibre entre ces préoccupations également légitimes n'a pas toujours été aisé, mais je crois que la loi sur la modernisation et le développement du service public de l'électricité, promulguée le 10 février dernier, y est bien parvenue. Je veux me réjouir qu'une évolution aussi fondamentale de notre système électrique ait pu se faire à travers un débat constructif, responsable et toujours courtois.

L'année dernière a aussi été marquée par la fusion des deux groupes pétroliers français qui ont donné naissance à la première entreprise française ou au quatrième groupe pétrolier mondial.

Reste que 1999 demeurera dans la mémoire de beaucoup d'entre nous comme l'année des tempêtes qui ont provoqué le naufrage de l'Erika et mis à mal certaines parties du réseau d'Électricité de France. Ces événements nous rappellent, si nous l'avions oublié, l'importance de valeurs « non marchandes » comme la beauté des sites malheureusement pollués, l'élan qui a conduit des milliers de bénévoles à venir de toute la France, pour témoigner de leur solidarité, ou encore le dévouement des agents des services publics, comme ceux d'Électricité de France ou des collectivités locales, mais aussi de nombreuses entreprises privées, françaises ou étrangères, travaillant jour et nuit au rétablissement du réseau.



<b>Éditorial</b>	3
<b>Sommaire</b>	5
<b>Les sujets d'actualité</b>	7
Le programme français de lutte contre le changement climatique	9
Le biogaz	11
L'avancement des recherches sur la gestion des déchets radioactifs	14
La réorganisation de l'industrie nucléaire française	16
Tchernobyl : fermeture en 2000 ?	18
Le service public de l'électricité et du gaz	21
La prévention des risques liés à la production d'électricité	25
Le protocole Gaz de France international	28
La fermeture de la mine d'Alès et la reconversion du bassin	29
L'ouverture de l'amont des pays producteurs de pétrole	31
Elf-Total : naissance d'un major pétrolier	37
L'industrie parapétrolière française face aux fluctuations des prix du pétrole brut	41
Les métaux reprennent des couleurs	43
L'émergence d'un pôle minier français	47
Audit de la politique énergétique de la France par l'AIE	49
Une année d'action internationale de la DGEMP	51
Les catastrophes énergétiques de décembre 99	54
<b>Souvenirs de décembre</b>	59
<b>Les faits marquants</b>	63
<b>L'organigramme de la DGEMP</b>	71
<b>Les publications de la DGEMP</b>	77
<b>L'énergie et les matières premières sur internet et minitel</b>	83
<b>Le bilan énergétique français</b>	87



# Les sujets d'act







# Le programme français de lutte contre le changement climatique

**L'**année 1999 a été consacrée à l'élaboration, sous l'autorité de la Mission Interministérielle de l'Effet de Serre (MIES), d'un nouveau programme français de lutte contre le risque de changement climatique couvrant la période 2000-2010. Le gaz carbonique d'origine énergétique étant le principal gaz à effet de serre, la DGEMP a été très directement impliquée dans ces travaux conduits dans la concertation par des groupes sectoriels constitués de représentants de l'ensemble des partenaires économiques concernés.

Lors du Conseil Interministériel de l'Effet de Serre du 19 janvier 2000, présidé par le Premier ministre, le Gouvernement a adopté ce programme. Il décrit l'ensemble des mesures et des moyens que les pouvoirs publics vont mettre en œuvre au cours de la prochaine décennie pour respecter les engagements internationaux de notre pays, à savoir le maintien de nos émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2010 au niveau de 1990. Une centaine de mesures combinant le recours à tous les instruments disponibles et touchant tous les secteurs de l'économie ont ainsi été retenues.

## Un programme ambitieux

La France a émis en 1990, pour les six gaz retenus par le Protocole de Kyoto, l'équivalent de 144 millions de tonnes de carbone (Mt de C). En s'appuyant sur les travaux prospectifs du Commissariat Général au Plan et en admettant que toutes les mesures prévues par les précédents programmes français de lutte contre l'effet de serre soient intégralement mises en œuvre, la MIES estime que, sans mesures nouvelles, nos émissions s'élèveront à

160 ou à 171 Mt de C selon l'évolution du taux de croissance économique (2,2 % ou 2,8 %).

Pour que la France retrouve en 2010 son niveau d'émission de 1990 conformément aux engagements de Kyoto, c'est à un effort supplémentaire de 16 à 27 Mt de C que le nouveau programme doit conduire.

Près d'une centaine de mesures et d'actions de nature réglementaire, normative ou incitative ont été retenues. Elles concernent les secteurs de l'énergie, de l'industrie, du bâtiment, des transports, de l'agriculture et des déchets ; elles visent à mieux maîtriser l'énergie, à favoriser la substitution énergétique en faveur des produits à faible contenu carbone et à réduire la mise à l'atmosphère des gaz à effet de serre autres que le CO<sub>2</sub>. La mise en œuvre de ces mesures s'inscrit dans la politique de relance de la maîtrise de l'énergie décidée par le Gouvernement en 1998 et concrétisée par l'attribution à l'Ademe d'une dotation supplémentaire de 500 MF/an.

## Le secteur de la production d'énergie

Dans le secteur de la production d'énergie, les principales mesures portent sur :

### La substitution énergétique

Une réorientation de notre parc de centrales électriques privilégiant les combustibles à faible contenu carbone devrait permettre l'économie de 1,9 Mt de C par an.

### Le développement des énergies renouvelables

Il est prévu de porter à 3 000 MW de puissance installée le parc éolien français à l'horizon 2010 et de recourir plus largement à la biomasse pour la production d'électricité.

Un plan particulier de développement des énergies renouvelables dans les DOM/TOM et la Corse où l'électricité est majoritairement produite par des groupes diesel est également arrêté. Il comporte des mesures en faveur du solaire thermique, de l'électrification des sites isolés par photovoltaïque, de l'éolien, de la géothermie, de la petite hydraulique et du bois combustible.

Ce développement des énergies renouvelables, tous secteurs confondus<sup>1)</sup>, devrait réduire nos émissions de 1,8 Mt de C.

### **La maîtrise de la demande d'électricité**

La France demandera à l'Union européenne d'élaborer une réglementation relative à l'efficacité énergétique de l'ensemble des appareils basse tension (230v) utilisés par les ménages ou les

entreprises. Par ailleurs, des actions de valorisation auprès du grand public de l'étiquetage informatif sur les consommations énergétiques des appareils électrodomestiques seront réalisées.

### **Le recours aux instruments économiques**

Au total, la MIES estime que l'ensemble des 100 mesures qu'elle propose permettront d'économiser 7 Mt de C à l'horizon 2010, soit près de la moitié des 16 Mt de C nécessaires à la satisfaction de nos engagements en cas de croissance moyenne.

Pour aller plus loin dans la maîtrise de nos émissions, le programme suggère de recourir aux instruments économiques, et notamment au signal prix. C'est dans ce cadre que s'inscrit la décision de créer en 2001 une taxe sur les consommations intermédiaires d'énergie (TGAP-énergie).

#### **L'extension de la taxe générale sur les activités polluantes (TGAP) aux consommations d'énergie des entreprises**

Afin de renforcer la lutte contre l'effet de serre, de mieux maîtriser nos consommations énergétiques et de réduire les prélèvements sur le travail, le Gouvernement annonçait le 20 mai 1999 sa décision d'élargir en 2001 la TGAP à l'énergie. Il précisait que le produit de cette taxe serait intégralement consacré au financement de l'allègement des cotisations sociales sur les bas salaires.

Le 7 juillet 1999, il publiait un livre blanc de consultation des acteurs économiques sur les modalités de cette mesure et notamment sur les dispositions à mettre en œuvre pour préserver la compétitivité des entreprises fortement consommatrices d'énergie et exposées à la concurrence internationale. Cette consultation a donné lieu à 56 réponses officielles qui peuvent être consultées à la DGEMP.

M. Christian Pierret a annoncé le 13 décembre 1999 que le Gouvernement avait d'ores et déjà retenu le principe d'une exonération des usages de l'énergie visés par le projet de directive sur la taxation des produits énergétiques en cours d'examen à Bruxelles, à savoir : la réduction chimique, les procédés métallurgiques et d'électrolyse, la production d'électricité et les produits énergétiques utilisés comme matière première. En vue de garantir la compétitivité de l'ensemble des entreprises, l'étude des mécanismes d'atténuation des effets de la taxe à mettre en œuvre se poursuit au sein d'un groupe de travail qui réunit les représentants des entreprises et des administrations concernés, à la demande des ministres concernés.

La MIES estime qu'une taxe supplémentaire de 500 F par tonne de carbone sur toutes les consommations énergétiques permettrait de susciter une économie additionnelle proche de 7 Mt de C.

<sup>1)</sup> Des mesures en faveur des ENR figurent également dans le chapitre « Bâtiment » du programme.

# Le biogaz

**L**e Premier ministre a annoncé, dans sa déclaration de politique énergétique du 1998 sa volonté de donner un nouvel essor aux énergies renouvelables dans notre pays. Ces dernières concourent en effet à notre indépendance énergétique, à la protection de l'environnement et à la création d'emplois. Après les actions conduites en faveur du bois-combustible, de l'éolien, du solaire thermique et de l'électrification photovoltaïque des sites isolés, M. Christian Pierret avait annoncé le 24 février 1998 le lancement d'un programme visant à promouvoir l'utilisation énergétique du biogaz issu des décharges d'ordures ménagères.

Le biogaz est le résultat de la fermentation anaérobie naturelle de la fraction organique des ordures et déchets déposés dans les décharges ; ce processus de décomposition dure entre 15 et 20 ans. C'est un gaz saturé en eau essentiellement composé de méthane (40 à 70 %), de gaz carbonique (30 à 40 %) et d'hydrogène sulfuré (0,1 à 0,5 %). Bien qu'étant un gaz pauvre et corrosif, le biogaz peut avantageusement faire l'objet d'une valorisation énergétique :

*• pour des raisons environnementales*

le méthane contribue 14 fois plus à l'effet de serre que son produit de combustion, le gaz carbonique,

*• pour des raisons technico-économiques*

le CLIP (Club d'ingénierie Prospective Energie et Environnement) a évalué à 7,4 Mtep le potentiel énergétique cumulé de cette filière en retenant les hypothèses suivantes :

. fin de la mise en décharge des déchets fermentescibles à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2002, conformément aux dispositions de la loi du 13 juillet 1992 relative à l'élimination des déchets. A partir de cette date, le gisement de biogaz s'épuise progressivement et, au-delà de 2020, la production

est si réduite que la valorisation énergétique risque de devenir rapidement non rentable.

. croissance linéaire du taux d'équipement des centres d'enfouissement technique (CET) de classe II (ordures ménagères et déchets industriels banaux) de taille supérieure à 20 000 t/an en moyens de captage et de valorisation jusqu'en 2002, date à laquelle tous les CET susceptibles d'être équipés devraient l'être effectivement,

. valorisation principalement (60%) sous forme électrique du biogaz capté.

Potentiel énergétique récupérable			
Aujourd'hui	En 2002	En 2020	Cumulé sur 25 ans
19 ktep/an	490 ktep/an	150 ktep/an	7,4 Mtep

Le biogaz de décharge est donc une ressource énergétique intéressante, même si elle est limitée en taille et dans le temps ; c'est pourquoi le Conseil général des Mines s'est vu confier une étude sur sa valorisation, dont les conclusions devraient être remises au cours de l'année 2000.

Il y a aujourd'hui trois moyens de valoriser ce gaz

. l'usage direct : très intéressant si une utilisation thermique existe à proximité,

. l'injection sur réseaux de gaz ou assimilés : il faut dans ces cas-là épurer le biogaz, ce qui suppose des unités de taille suffisante,

. la production d'électricité, dont l'exemple anglais (5<sup>ème</sup> appel d'offres du Non Fossil Fuel Obligation) montre qu'elle est très proche de la compétitivité :

NFFO5	Nombre de projets retenus	Capacité totale (MW)	Prix moyen (cF/kWh)
Biogaz de décharge	141	314	25,6
Grand éolien	33	340	27

1€ = 9,37 F

Au-delà de ces données brutes qu'il convient de lire avec prudence, il apparaît que l'électricité produite à partir du biogaz a atteint au Royaume-Uni un prix de revient comparable à celui de l'éolien tout en offrant une meilleure garantie de puissance puisqu'elle n'est pas soumise aux aléas météorologiques.

## L'appel à propositions

La filière biogaz-électricité est encore embryonnaire en France et le savoir-faire national, dispersé, mal connu et peu diffusé. C'est pourquoi M.Christian Pierret a demandé à EDF de lancer, en partenariat avec l'Ademe, un appel à propositions s'inspirant de celui qu'elle met en œuvre dans l'éolien (Eole 2005).

### Le principe

Il s'agit d'un appel à candidatures pour la fourniture d'électricité au réseau à partir de biogaz de décharge, par des producteurs autonomes, distincts d'EDF.

Le choix des projets est effectué par EDF, sur avis d'un comité de sélection indépendant présidé par une personnalité extérieure. Le critère principal de sélection est le prix d'achat du kWh demandé par les proposant. L'intérêt technico-économique et énergétique des projets, le respect de l'environnement et l'avis des collectivités locales constituent des critères complémentaires. Les projets retenus bénéficient d'un engagement d'EDF d'acheter, pendant 10 ans et aux conditions proposées, l'énergie produite.

### Les résultats :

En réponse à l'offre de 10 MW proposée par EDF, 22 projets d'une capacité totale de 39 MW, et dont aucun ne proposait une valorisation combinée chaleur-électricité ont été présentés. Après avis du comité de sélection, EDF a retenu 5 projets s'appuyant tous sur la technologie éprouvée du moteur thermique et correspondant à une puissance installée de 12,9 MW. Le prix d'achat moyen de l'électricité pour ces 5 projets qui ne bénéficient d'aucune subvention, il faut le souligner, est de 0,34 F/kWh.. Il existe ainsi maintenant sur la scène française une valeur « repère » (et non de référence) du prix de l'électricité en provenance du biogaz de décharge.

D'un point de vue organisationnel, l'appel à propositions a été un véritable lieu d'apprentissage :

- des promoteurs et acteurs de la filière biogaz en initiant un processus de rationalisation des coûts d'investissement et de fonctionnement des installations et en contribuant à la structuration du marché. La valorisation électrique du biogaz de décharge est ainsi devenue un sujet fédérateur des professionnels de l'énergie et des déchets, comme en témoigne la création du Club Biogaz au sein de l'Association Technique Energie Environnement (ATEE),
- de l'entreprise nationale EDF, soucieuse de proposer des conditions de raccordement et d'achat satisfaisantes pour l'ensemble des parties concernées.

Ce fut aussi l'occasion de mobiliser les initiatives privées et publiques sur un même sujet énergétique puisque pouvaient être candidats à cet appel les entreprises, groupements d'entreprises et les collectivités locales.

### Les enseignements pour les pouvoirs publics :

Comme prévu, l'appel à propositions « biogaz-électricité » a développé une grande concertation entre les administrations concernées et ce travail n'est pas achevé. Il a, en outre, montré :

- qu'il n'existe pas, aujourd'hui, d'installation de puissance inférieure à 2 MW qui soit susceptible d'une valorisation électrique dans des conditions compétitives. Si ce seuil économique de 2 MW

(correspondant à une décharge recevant 50 000 t/an) ne pouvait être abaissé, le potentiel énergétique exploitable sur les vingt ans à venir devrait être révisé à la baisse d'environ 15 à 20%. En outre, les collectivités locales qui exploitent elles-mêmes leurs décharges, en général de petite taille, ne pourraient guère les valoriser que pour le chauffage de locaux ou d'installations situés à proximité, ce qui est rarement possible.

- que les mécanismes d'aide au conseil et à l'investissement auprès des porteurs de projets sont peu compatibles avec la technique de l'appel à propositions lorsque les délais de réponse imposés sont brefs. Les projets sélectionnés ont tous été présentés

par des entreprises appartenant à de grands groupes spécialisés dans la production d'énergie qui disposaient en interne des moyens nécessaires pour répondre rapidement.

L'option choisie de l'appel à propositions ne semble donc pas être la méthode optimale pour apporter à la filière biogaz-électricité la dynamique indispensable à son développement. C'est pourquoi, dans l'attente des conclusions de l'étude du Conseil général des Mines, la réflexion au sein de la DGEMP s'ouvre à d'autres pistes comme l'établissement d'un contrat-type analogue à celui des usines d'incinération des ordures ménagères.

# L'avancement des recherches sur la gestion des déchets radioactifs

**L**a loi du 30 décembre 1991 prévoit que la gestion des déchets radioactifs de haute activité à vie longue fasse l'objet de quinze années de recherches selon trois axes diversifiés, de manière équilibrée :

- la séparation – transmutation : pour séparer les produits à haute activité et vie longue des produits à faible activité et vie courte et pour atténuer le potentiel radioactif des produits les plus nocifs en les transformant par fission ou capture de neutron(s) ;
- l'étude du stockage en couches géologiques profondes, avec notamment la construction de laboratoires souterrains (à quelques centaines de mètres) à vocation uniquement de recherche et dans lesquels le stockage de déchets radioactifs est explicitement interdit<sup>1</sup> ;
- l'étude du conditionnement et de l'entreposage de longue durée des déchets en surface.

Le Parlement sera saisi par le Gouvernement en 2006 sur la base des résultats des recherches menées. Si ces dernières valident ces options, il pourra décider la construction d'installations d'entreposage et/ou de stockage. La loi du 30 décembre 1991 dispose à cet égard qu'une loi est nécessaire pour autoriser la construction d'une installation de stockage géologique.

Les recherches sur le premier et le troisième axe sont coordonnées par le Commissariat à l'énergie atomique (CEA), celles sur le second, par l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (Andra), établissement public créé par le Parlement pour gérer à long terme les déchets radioactifs.

Lors des deux comités interministériels qui se sont déroulés les 2 février et 9 décembre 1998, le

Gouvernement a fixé d'importantes orientations à l'ensemble des voies de recherche, en mettant notamment l'accent sur la réversibilité des solutions.

L'année 1999 a permis d'engager très significativement la mise en œuvre de ces décisions.

## La séparation – transmutation

Le premier volet de ce diptyque vise à évaluer la faisabilité de la séparation chimique des éléments à vie longue, afin de préparer leur élimination par transmutation.

En ce qui concerne la transmutation, il convient de noter que la décision du Gouvernement d'abandonner Superphenix, pour des raisons essentiellement économiques, ne remet pas en cause sa volonté de voir les recherches continuer dans ce domaine. Ces recherches seront poursuivies grâce notamment au réacteur Phenix, remonté en puissance en mai 1998 et actuellement à l'arrêt pour des travaux de jouvence. Elles donnent lieu également à d'importantes collaborations internationales.

Par ailleurs, le Gouvernement souhaite que soient poursuivies l'étude des possibilités en matière de transmutation de systèmes innovants tels que les réacteurs hybrides (constitués d'un accélérateur de particules et d'un réacteur sous-critique).

---

<sup>1</sup> Ces recherches consistent à étudier in situ les roches en les qualifiant sur les plans mécanique, hydrogéologique, thermique et du vieillissement. Elles ne nécessitent pas l'utilisation de déchets. Par exemple, le transfert de radioéléments dans la roche peut être facilement simulé à l'aide de sources radioactives de faible intensité.



## Le stockage géologique

Lors du comité interministériel du 9 décembre 1998, le Gouvernement a décidé la construction de deux laboratoires d'étude du stockage en couches géologiques profondes : dans l'argile sur le site de Bure, à la frontière des départements de la Meuse et de la Haute-Marne et dans le granit sur un site à déterminer, différent de celui envisagé jusqu'ici dans la Vienne. Les sites qui avaient également été étudiés par l'Andra dans la Vienne et le Gard n'ont pas été retenus, le premier granitique en raison des difficultés hydrogéologiques présentées, le second argileux car il présentait des caractéristiques moins favorables que celui de Meuse / Haute-Marne.

Ces décisions se sont matérialisées début août 1999 par la parution de trois décrets. Le premier décret a autorisé l'Andra à installer et exploiter le laboratoire « argileux » de Bure. Le second, complémentaire du premier, a permis, le 15 novembre 1999, la mise en place du comité local d'information et de suivi prévu par la loi du 30 décembre 1991 et garant au niveau local et national de la transparence des travaux menés dans ce laboratoire. Avant le creusement (ou fonçage) des puits du laboratoire souterrain, qui devrait intervenir à l'automne 2000, des forages sont programmés dans le courant de l'année 2000 au voisinage de ces futurs puits pour mesurer localement l'état initial des formations et suivre l'impact du fonçage.

S'agissant du futur laboratoire « granitique », il convient tout d'abord de rechercher des sites susceptibles d'accueillir un laboratoire souterrain. Le Gouvernement retiendra ensuite ceux qui présenteront les qualités requises pour accueillir les travaux de reconnaissance géologique nécessaires pour vérifier leur aptitude à recevoir un laboratoire souterrain. Le Gouvernement est attaché à ce que cette recherche de sites soit réalisée dans la plus grande transparence, sur la base à la fois de critères scientifiques incontestables et de l'acceptation des populations.

Comme l'exige la loi du 30 décembre 1991, la recherche de sites granitiques donnera lieu à une

concertation avec les élus et les populations. Le Gouvernement a souhaité confier cette nouvelle concertation à une mission collégiale de trois personnes. C'est l'objet du troisième décret de définir la composition et le rôle de cette mission. Ces trois personnes ont été désignées le 19 novembre 1999 par arrêté conjoint des ministres de tutelle de l'Andra. Il s'agit de Monsieur Pierre Boisson, ingénieur général des Mines, de Monsieur Philippe Huet, ingénieur général du Génie Rural et des Eaux et Forêts, et de Monsieur Jean Mingasson, Conseiller d'État.

## Le conditionnement et l'entreposage de longue durée

Les recherches, conduites par le CEA, comprennent des programmes portant sur des types variés de conditionnement, des procédés de caractérisation des colis conditionnés, ou encore le cahier des charges d'entreposages de longue durée.

Fin 1997, le Gouvernement a demandé au CEA de donner à cet axe une structuration et une orientation stratégique plus fortes. Dans ce cadre, les moyens qui lui sont consacrés ont considérablement augmenté en 1998, puis en 1999.

À l'occasion du comité interministériel du 9 décembre 1998, et suite au rapport d'évaluation du CEA sur la faisabilité d'un entreposage en subsurface, il a été demandé à cet organisme de conduire un programme de recherches qui permette au Gouvernement de disposer d'une réelle possibilité d'entreposage en subsurface à partir de 2006. Après vérification scientifique, un tel entreposage pourrait notamment être envisagé dans le Gard.

La Commission nationale d'évaluation (CNE), instituée par la loi et constituée d'experts indépendants, dresse dans son cinquième rapport d'évaluation un constat très positif des recherches menées, soulignant notamment qu'elles se poursuivent de façon soutenue et équilibrée sur chacun des trois axes fixés par la loi.

## La réorganisation de l'industrie nucléaire française

**D**ans un contexte international où les alliances commerciales et industrielles s'intensifient entre les différents acteurs du secteur nucléaire, le Gouvernement a souhaité clarifier l'organisation de l'industrie française dans ce secteur. Cette dernière a traditionnellement été structurée à partir du CEA, organisme public de recherche et de développement dans les domaines d'application de l'atome. Le CEA a progressivement filialisé ses activités industrielles, donnant ainsi naissance à Cogema (détenue à hauteur de 75%) ou investi dans des entreprises du secteur, comme Framatome. Cogema (CAHT : 5,1 milliards d'euros pour 19600 personnes) qui est le premier acteur industriel mondial dans le domaine du cycle du combustible, devait prioritairement se développer à l'international, notamment dans les activités ingénierie et mines. Framatome, premier constructeur mondial de centrales nucléaires (CAHT : 4,1 milliards d'euros pour 27400 personnes, dont 1,9 milliards d'euros et 10000 personnes pour le secteur énergie), disposait d'un actionnariat trop éclaté qui l'empêchait d'asseoir une véritable stratégie industrielle et devait par ailleurs conforter ses positions à l'exportation.

Par une déclaration en date du 29 juillet 1999, le Gouvernement a annoncé la recomposition du capital de Framatome et le renforcement de son rôle dans le domaine des combustibles nucléaires. Cette

opération reposait sur la stratégie industrielle suivante :

- Cogema et Framatome disposaient de plusieurs filiales communes spécialisées dans la fabrication et la commercialisation du combustible nucléaire. Cogema a apporté à Framatome ses participations dans ces filiales, à l'exception de la fabrication du combustible Mox (composé mixte d'oxydes d'uranium et de plutonium) ;

- L'actionnariat de Framatome a été réorganisé, conduisant à faire de Cogema l'actionnaire industriel public de référence de Framatome concomitamment à un désengagement significatif d'Alcatel. Le tableau ci-joint retrace l'évolution de cette réorganisation capitalistique :

Actionnaires	Répartition du capital de Framatome en 1999	Répartition du capital de Framatome en 2000
État	-	20%
CEA-Industrie	36%	22%
Cogema	-	34%
EDF	11%	9%
CDR (Crédit Lyonnais)	4%	-
<b>Sous-total : Public</b>	<b>51%</b>	<b>85%</b>
Alcatel	44%	9%
Salariés	5%	6%
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

Ces opérations auront pour effet d'accroître l'assise industrielle et capitalistique de Framatome et de rehausser la participation du secteur public au



capital de l'entreprise. Ainsi, l'État, qui détenait indirectement 51 % du capital de Framatome en détient aujourd'hui 85 %, dont 20 % directement. Deux représentants de l'État, dont le DGEMP, ont fait leur entrée au conseil d'administration. Alcatel, qui conservera une participation résiduelle, devrait se désengager complètement au plus tard dans deux ans.

Cette réorganisation assure à Cogema une présence forte auprès d'un important opérateur dans le nucléaire et lui permet d'être présent dans toutes les activités industrielles du secteur, à l'exception toutefois de la gestion des déchets, confiée à l'Andra. Elle permet surtout à Framatome de saisir dans de meilleures conditions les opportunités d'alliances industrielles internationales, en particulier avec des partenaires européens.

C'est ainsi que, dans un second temps, Framatome et Siemens ont pu conclure un accord dont l'objectif est de fusionner dans les prochains mois l'ensemble de leur activité nucléaire (hors combustible Mox) au sein d'une joint-venture détenue à 66 % par Framatome et 34 % par Siemens. La nouvelle entité devrait réaliser un CAHT de 2,2 milliards d'euros et employer près de 13500 personnes. Elle sera le numéro un mondial dans les domaines de la construction de chaudières nucléaires, de la fourniture de services aux parcs installés et de combustibles nucléaires pour les réacteurs à eau (41% du marché mondial).

Le principal concurrent du conglomerat Cogema-Framatome-Siemens sera le britannique BNFL (combustibles, retraitement, services) qui, après le rachat de Westinghouse, a annoncé fin 1999 l'acquisition des activités nucléaires d'ABB-CE (constructeur de réacteurs à eau bouillante). La nouvelle entité devrait réaliser un CAHT de 3,7 milliards d'euros pour 23000 personnes. Afin de mieux mesurer leur importance relative, le tableau ci-dessous précise le nombre et le pourcentage des réacteurs construits par chaque groupe ainsi que leur part du marché mondial du combustible nucléaire pour les réacteurs à eau bouillante (REB) et les réacteurs à eau pressurisée (REP) :

Le rapprochement entre Framatome et Siemens présente de multiples avantages :

- il parachève la réorganisation de l'industrie française en donnant de nouvelles perspectives à Framatome ;

- il renforce la coopération franco-allemande, qui a débuté en 1989 lorsque Siemens et Framatome avaient décidé de créer une société commune, NPI, pour la commercialisation des réacteurs nucléaires puis pour la conception du réacteur du futur, l'EPR ;

- il permet d'affermir la position de Framatome face aux donneurs d'ordre – les clients électriciens – qui vont devenir de plus en plus exigeants du fait de la libéralisation du marché de l'électricité.

- Il renforce l'offre européenne sur les marchés à l'exportation, notamment ceux où Siemens et Framatome sont déjà présents (Chine, Etats-Unis).

	Réacteurs construits et % du parc mondial	Part du marché du combustible pour REB	Part du marché du combustible pour REP
Framatome/Siemens	93 – 20,9 %	21%	56%
BNFL/ABB-CE	105 – 23,5 %	12%	24%

## Tchernobyl : fermeture en 2000 ?

**L**a décision des autorités ukrainiennes d'autoriser le maintien en activité de la centrale nucléaire de Tchernobyl au-delà de 1993, a vivement préoccupé la communauté internationale. Lors du sommet européen de Corfou, en juin 1994, l'Union européenne a décidé d'accorder à l'Ukraine une aide substantielle de 400 millions d'écus sous forme de prêt Euratom et 100 millions d'écus de dons sur trois ans au titre du programme « Tacis »<sup>1</sup>. Cette initiative, destinée à obtenir des Ukrainiens un engagement ferme à mettre définitivement à l'arrêt la centrale de Tchernobyl, a reçu le soutien du G7 qui, lors du sommet de Naples, a décidé l'octroi d'une aide complémentaire de 200 millions de dollars.

Sur cette base, d'après négociations entre le groupe permanent « sûreté nucléaire » du G7 (Nuclear Safety Working Group –NSWG-), dont la délégation française est présidée par le Directeur Général de l'énergie, et Ukrainiens, ont abouti à la signature d'un protocole d'accord (« Memorandum of Understanding »-MOU) le 20 décembre 1995, entre l'Ukraine et les pays du G7. Cet accord prévoit d'une part la fermeture définitive de la centrale de Tchernobyl aux environs de l'an 2000 (« by the year 2000 »), et d'autre part un important programme

d'action (initialement d'un montant de 2,3 milliards de dollars, il s'élève désormais à 3,8 milliards de dollars) pour lequel le G7 et la Commission se sont engagés à apporter une aide financière directe et indirecte (obtention de crédits auprès des institutions financières internationales). Ce programme qui vise à permettre la satisfaction des besoins énergétiques de l'Ukraine une fois la centrale de Tchernobyl arrêtée<sup>2</sup>, s'articule autour de deux volets. Le premier s'efforce de promouvoir une réforme globale du fonctionnement du secteur énergétique ukrainien par l'instauration d'un véritable marché de l'électricité: existence d'exploitants solvables, mise en place d'un système de recouvrement des factures satisfaisant et d'une politique tarifaire reflétant les coûts réels de production, et aussi mise en œuvre d'une politique d'économies d'énergie. Le second volet prévoit la remise à niveau d'un certain nombre de centrales thermiques et hydroélectriques, ainsi que l'achèvement aux normes occidentales des deux réacteurs VVER 1000<sup>3</sup> de Rovno 4 et Khmel'nitski 2 (projet R4-K2). Déjà construits à 85%, ces deux réacteurs à eau légère sous pression ne présentent pas de problèmes de sûreté rédhibitoires et peuvent être modernisés à un coût acceptable.

---

<sup>1</sup> TACIS : Programme d'assistance technique destiné à faciliter la transition démocratique et le développement économique des pays de l'ex-URSS. Créé en 1991, 2,7 milliards d' T de dons ont été affectés à la réalisation de ses objectifs.

<sup>2</sup> A ce jour, sur les quatre réacteurs RBMK de 1000 MW du site, seul le réacteur numéro 3 est encore opérationnel. Il pose cependant d'importants problèmes de sûreté notamment à cause des très nombreuses fissures détectées dans sa tuyauterie et a été arrêté à de multiples reprises. Le dernier arrêt, de juin à novembre 1999, a permis que soient effectuées les améliorations de sûreté à court terme financées par le fonds de sûreté multilatéral. La tranche 4 a été détruite au cours de l'accident de 1986 et la tranche 2 est à l'arrêt depuis qu'un incendie est survenu en 1991 dans la salle des machines. Enfin la tranche 1 qui posait d'importants problèmes de sûreté a été arrêtée en 1996, ce qui a été considéré à la fois comme un succès de la Présidence française du G7 et une preuve de bonne volonté des Autorités ukrainiennes.

<sup>3</sup> VVER 1000 : Réacteurs à eau sous pression, refroidis et modérés par de l'eau et dont le principe de fonctionnement est proche de celui des réacteurs à eau sous pression occidentaux. Bien que de conception soviétique, ces VVER de troisième génération dotés notamment d'une enceinte de confinement jugée performante peuvent, contrairement aux RBMK de type « Tchernobyl » ou aux VVER de première génération, être portés à un niveau de sûreté voisin de celui des réacteurs occidentaux de même génération.

---

## Une difficile mise en œuvre du protocole d'accord

La mise en œuvre du protocole d'accord relatif à la fermeture de Tchernobyl en l'an 2000 traverse cependant depuis ces deux dernières années une passe difficile principalement due à une possible remise en cause du projet d'achèvement et de modernisation des réacteurs nucléaires de Rovno et Khmelnytsky, que les responsables ukrainiens considèrent cependant comme la clé de voûte du protocole d'accord signé en 1995. Si la première difficulté, liée aux modalités de financement paraît aujourd'hui surmontée, la situation demeure problématique à cause, d'une part de l'attitude de l'Allemagne qui, compte tenu de son choix de politique énergétique, est désormais très réticente à honorer ses engagements sur ce projet, d'autre part à cause de la récente aggravation de la situation économique de l'Ukraine.

### La question du financement

Le financement de l'achèvement des deux centrales nucléaires ukrainiennes, dont le coût fait aujourd'hui l'objet d'un consensus aux environs de 1,5 milliards de dollars, devrait normalement être assuré par un prêt Euratom (585 millions) et un prêt BERD (215 millions), par une fourniture de combustible par la Russie d'une valeur de 160 millions de dollars et une participation ukrainienne d'environ 200 millions de dollars. Le solde devrait être à la charge d'agences d'assurance crédit (principalement la « Coface », « Hermes » et l'« US-Exim »).

A l'origine très réticente sur le projet, au vu d'études désormais contestées, parce que reposant sur des données très partielles, la BERD a progressivement changé sa position. Sous l'impulsion

de son nouveau président elle a repris complètement l'analyse du dossier et a signé le 21 mai dernier avec les Ukrainiens et la Commission un accord définissant des conditions relativement réalistes pour l'octroi du prêt destiné à la modernisation et à l'achèvement de R4-K2. La BERD a accepté de suivre Euratom dans sa décision d'augmenter sa participation au projet, entraînant comme cela était prévu dans le montage financier agréé (deux tiers pour Euratom, un tiers pour la BERD) une majoration de son prêt de 190 à 215 millions de dollars, qui deviendrait ainsi le prêt le plus important jamais réalisé par la banque.

### L'hypothèque allemande

L'Allemagne a été, depuis la création du groupe de travail permanent sur la sûreté nucléaire du G7 à laquelle elle d'ailleurs grandement contribué, l'un des pays les plus actifs dans la mise en œuvre globale du protocole d'accord de 1995 sur la fermeture définitive de Tchernobyl, et notamment dans le bouclage financier de l'achèvement des deux centrales de Rovno et Khmelnytsky.

Depuis l'élection de la nouvelle coalition SPD-Verts, qui a fait de l'abandon de l'énergie nucléaire un des axes dominant de son programme politique, ce pays laisse clairement entendre que l'achèvement de ces deux centrales n'est plus indispensable. Ainsi, le Chancelier Schroeder s'est-il rendu à Kiev les 8 et 9 juillet afin de tenter de convaincre les Ukrainiens de renoncer à cet investissement et d'accepter à la place la construction d'une centrale thermique de 2000 MW fonctionnant au gaz, voire celle de plusieurs centrales à charbon. Cette initiative s'est, apparemment, soldée par une fin de non-recevoir du Président ukrainien. Depuis, l'Allemagne n'a pas fait le moindre pas pour confirmer ses engagements. Elle a consacré l'essentiel de son action au bouclage du financement du projet de transformation du sarcophage de la tranche 4 de Tchernobyl<sup>4</sup> en une structure écologiquement sûre (projet « SIP »), thème moins conflictuel.

<sup>4</sup> La structure provisoire de confinement construite sur les restes du réacteur détruit en 1986 menaçant ruine, les Ukrainiens et les occidentaux ont convenu en 1997 d'un plan d'action à court et moyen terme visant à transformer cet ouvrage en une structure écologiquement sûre, dont le coût est estimé à 760 millions de \$ (hors démantèlement). La nouvelle conférence des donateurs, qui se tiendra en mai prochain sous présidence allemande, devra réunir les 370 M de \$ qui restent encore à trouver. Bien que les pays du G7 et la Commission européenne envisagent à nouveau de contribuer à hauteur de 300 M de \$ au fonds sarcophage auprès de la BERD, le succès de cette conférence dépendra en grande partie de la mobilisation des pays non-G7, qui jusqu'à présent n'ont que modestement participé au financement de cette entreprise (moins de 50 M de \$ sur les 393 M dont dispose actuellement le Fonds).

## **La récente aggravation de la situation économique ukrainienne.**

Même si la BERD et la Commission, conscientes des difficultés ukrainiennes, avaient annoncé l'acceptation de conditions réalistes à leur prêt, l'importance des montants impose que soient réunies un certain nombre de conditions macroéconomiques.

Or, la situation économique de l'Ukraine, en partie à cause de la récente période électorale, s'est profondément dégradée. Au problème ukrainien traditionnel d'absence de liquidités s'ajoute désormais une aggravation de la situation de la dette, qui, libellée en \$, a subi de plein fouet la dévaluation de la grivna. Selon la Banque Mondiale (qui a suspendu tout financement), Kiev risque dès la fin du premier trimestre 2000 de ne plus pouvoir faire face au service de sa dette extérieure.

De plus le secteur électrique a connu au cours des trois derniers mois un effondrement du taux de recouvrement en numéraire des factures (« cash collection »), qui est tombé à 4%, alors que l'aide-mémoire conclu entre l'Ukraine, la Commission et la BERD le 21 mai dernier fixait un taux de 14% à la fin de 1999 et de 17-18% au moment du déblocage effectif du prêt. Enfin, le retrait probable de la Russie de tout financement sur ce projet avant 2001, annoncé par les Ukrainiens eux-mêmes, pourrait entraîner un nouveau montage financier et hypothéquerait la réalisation du projet.

## **Et maintenant, quelles perspectives ?**

En ce début d'année 2000, et compte tenu de ce qui précède, le pessimisme semble de rigueur. En effet, si les responsables ukrainiens semblent conscients du fait que la situation économique actuelle du pays rend le projet R4-K2 difficilement « bancable », ils utilisent de manière récurrente le prétexte du non respect de l'aide-mémoire signé le 21 mai dernier pour refuser de s'engager sur la fermeture du dernier réacteur de Tchernobyl.

Même la menace du risque d'échec de la future conférence sur le bouclage du financement du sarcophage ne semble pas les convaincre.

Deux raisons peuvent expliquer l'actuelle attitude des Ukrainiens. La première est qu'ils considèrent ce dernier réacteur de Tchernobyl comme leur seul moyen de pression vis à vis des occidentaux. La seconde est qu'une partie des responsables du ministère de l'énergie considèrent que ce projet est beaucoup trop cher à 1,5 milliard de \$ et sont convaincus qu'ils peuvent achever, avec l'aide des Russes, ces deux centrales nucléaires pour la moitié de ce montant, comme cela a été le cas pour le sixième réacteur de Zaporozhe (dans des conditions de sûreté certes très éloignées des critères occidentaux).

Le plus sérieux espoir de voir Tchernobyl définitivement fermé avant la fin de cette année repose finalement sur l'autorité de sûreté ukrainienne, dont la compétence et l'indépendance sont unanimement reconnues par ses homologues occidentales et qui a, jusqu'à ce jour, réussi à imposer ses décisions. Cette dernière a en effet officiellement déclaré en décembre dernier que le réacteur n°3 n'était autorisé à fonctionner dans le cadre de sa licence actuelle que jusqu'au 15 novembre 2000, et que toute prolongation devrait être précédée par des travaux très importants, longs et très coûteux.

# Le service public de l'électricité et du gaz

**L'**année 1999 aura été riche en événements marquants pour la future organisation du service public de l'électricité et du gaz :

- Examen par l'Assemblée, le Sénat, puis la Commission mixte paritaire, du projet de loi de modernisation et de développement du service public de l'électricité, finalement promulguée le 10 février 2000<sup>1</sup>

- Diffusion du livre blanc «vers la future organisation gazière française», large concertation avec les partenaires sociaux et les institutions concernées et élaboration d'un premier avant-projet de loi rendu public le 19 novembre 1999<sup>1</sup>.

Le dernier numéro de la lettre trimestrielle «énergies & matières premières» - que reçoivent la quasi-totalité des abonnés à ce rapport annuel - a été consacré à cet avant-projet de loi gazière; le suivant le sera à la loi électrique. Nous renvoyons donc le lecteur à ces deux numéros pour une analyse en profondeur de ces textes législatifs. Le lecteur verra en particulier que les travaux menés avaient un double but :

- assurer la transposition des directives européennes sur le marché intérieur de l'électricité et du gaz, et redynamiser les secteurs électrique et gazier par l'introduction d'éléments concurrentiels maîtrisés ;

- préciser et conforter le Service public dans le nouveau contexte concurrentiel, et adapter les outils de la politique énergétique.

Nous nous bornerons ici à illustrer le fait que les efforts consacrés à ces très importants travaux législatifs n'ont pas empêché de nombreux autres progrès susceptibles d'être obtenus par d'autres voies; Ces progrès visent en particulier :

- un meilleur service aux usagers
- un développement énergétique plus respectueux des générations futures
- une meilleure qualité de vie pour les salariés

## Le plan d'extension de la desserte gazière

Si aujourd'hui plus des deux tiers des Français résident dans des communes desservies en gaz naturel, une majorité de communes ne sont pas raccordées au réseau. Le développement de ce dernier, souhaité par de nombreuses municipalités, doit toutefois tenir compte des exigences de rationalité économique.

Le gaz naturel peut en effet être remplacé, pratiquement pour tous ses usages, par d'autres formes d'énergie (fioul, électricité, gaz de pétrole liquéfié, charbon, bois...). Aussi, serait-il déraisonnable de consacrer des efforts excessifs à la desserte de zones dont les besoins thermiques peuvent être satisfaits, dans de meilleures conditions pour la collectivité, par d'autres formes d'énergie.

Le premier plan national de desserte, prévu à l'article 50 de la loi du 2 juillet 1998, permettra le développement du service public de distribution du gaz naturel dans un cadre économiquement rationnel et conforme tant au respect de la concurrence entre les diverses formes d'énergie qu'à la politique énergétique nationale. Le décret N° 99-278 du 12 avril 1999 et la circulaire du 21 avril 1999, élaborés par la direction du gaz, de l'électricité et du charbon (la DIGEC), précisent le dispositif.

Le plan triennal, qui sera publié en avril 2000, dressera la liste des communes qui en ont fait la demande et pour lesquelles le calcul de rentabilité aura fait apparaître, pour la desserte souhaitée, des recettes actualisées qui couvrent au moins les

<sup>1</sup> La loi électrique et l'avant-projet de loi gazière sont disponibles sur internet : [www.industrie.gouv.fr/energie](http://www.industrie.gouv.fr/energie)

dépenses actualisées (le taux d'actualisation étant celui préconisé par le Commissariat au Plan pour les investissements publics, soit 8%).

L'inscription au plan assure à une commune de voir engager les travaux de desserte au plus tard en avril 2003. Les communes non desservies à ce jour et non inscrites au Plan pourront faire appel à un distributeur agréé de leur choix.

Ces dispositions auront un impact favorable sur le développement de l'énergie gaz : le rythme de raccordement des communes, actuellement de 250 par an, pourrait doubler. Il y a là la manifestation d'une volonté politique forte d'étendre la desserte gazière.

### **Le développement de l'électricité «verte»**

Soucieux de promouvoir un développement énergétique durable, le ministère chargé de l'énergie a, depuis plusieurs années, cherché à développer notamment la cogénération, la valorisation énergétique des ordures ménagères et les énergies renouvelables. L'une des façons d'y parvenir a consisté à faire bénéficier l'électricité produite dans le cadre de l'obligation légale d'achat par EDF, de conditions de rémunération rationnelles et attractives. Après la cogénération et l'hydroélectricité qui ont vu en 1997 une amélioration de leurs conditions d'achat, ce fut en 1999 le tour de l'électricité produite à partir de déchets ménagers ou d'installations photovoltaïques. Cette année fut aussi l'occasion d'une rénovation du cadre réglementaire de l'hydroélectricité.

### **La valorisation énergétique des déchets ménagers**

Au mois de mai 1999, ont été approuvées de nouvelles conditions d'achat par EDF de l'électricité produite par les installations de valorisation énergétique des déchets ménagers et assimilés.

La valorisation énergétique des déchets s'insère dans le cadre de la politique nationale de gestion des déchets, aux côtés de la réduction à la source, du recyclage et du stockage pour les seuls déchets ultimes. La production d'électricité et le cas échéant de chaleur valorisée permet une utilisation énergétique particulièrement avantageuse de ces déchets.

Les nouvelles conditions d'achat par EDF de l'électricité produite par les installations de valorisation énergétique des déchets ont été définies à l'issue d'une concertation approfondie associant les Pouvoirs publics, EDF et les représentants des exploitants d'installations de traitement des déchets.

Ces conditions de rémunération comportent des améliorations notables par rapport aux tarifs d'achat appliqués jusqu'à présent. Le dispositif repose sur un système de contrats d'achat de l'électricité fixant la rémunération des exploitants sur 15 ans et leur fournissant ainsi la visibilité dont ils ont besoin pour évaluer

la rentabilité de leurs investissements. Les conditions de rémunération sont fondées sur les économies procurées par les installations de valorisation énergétique des déchets au système électrique.

#### **Les français et l'électricité verte**

Les Français sont nombreux à souhaiter un développement de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables. En 1999, la DGEMP a demandé au CREDOC d'interroger nos concitoyens sur le surcoût qu'ils seraient prêts à payer, le cas échéant, pour consommer une électricité produite uniquement à partir de sources d'énergie renouvelable. Le résultat est impressionnant, puisqu'un sondé sur deux accepterait un surcoût, de moins de 5% dans 50% des cas, de 5% à 10 % dans 40 % des cas et supérieur à 10% dans 10% des cas.



Ces nouvelles conditions d'achat viennent compléter les aides apportées par l'ADEME et les dispositions fiscales incitatives mises en place au cours des dernières années en matière de traitement des déchets.

Elles sont proposées par EDF à toutes les nouvelles installations de valorisation énergétique des déchets ménagers et assimilés, ainsi qu'aux installations existantes.

La production d'électricité à partir de déchets ménagers et assimilés représente aujourd'hui une puissance totale d'environ 155 MW en France. Avec la mise en place des nouvelles conditions d'achat de l'électricité, la valorisation énergétique de ces déchets pourra poursuivre son développement sur des bases désormais clarifiées et rationalisées.

### L'électricité photovoltaïque

Au mois de décembre 1999, ont également été approuvées de nouvelles conditions d'achat par EDF de l'électricité produite par les installations photovoltaïques réalisées et exploitées par les abonnés au tarif bleu (c'est-à-dire consommant moins de 36 kVA).

Les nouvelles conditions d'achat par EDF de l'électricité produite par les installations photovoltaïques concernées ont été définies à l'issue d'une étroite concertation entre les Pouvoirs publics, EDF et les représentants des exploitants d'installations photovoltaïques.

Le dispositif repose sur un système de contrats d'achat de l'électricité fixant la rémunération des exploitants sur 15 ans. Les conditions de rémunération sont fondées sur les économies procurées au système électrique par les installations photovoltaïques, auxquelles s'ajoute une rémunération complémentaire. En pratique, ces conditions d'achat permettront de valoriser l'électricité produite au prix de vente du tarif bleu, répondant ainsi aux attentes des consommateurs domestiques qui choisissent de mettre en œuvre de telles installations.

Ces nouvelles conditions d'achat ont vocation à s'appliquer à toute installation existante ainsi qu'aux projets d'installations qui auront fait l'objet d'une décision d'approbation dans le cadre des

programmes européens de recherche et développement avant la publication des décrets d'application de la nouvelle loi électrique qui définiront le nouveau cadre de l'obligation d'achat.

### L'hydroélectricité

Avec une production annuelle de l'ordre de 66 TWh, l'hydroélectricité est notre seconde source nationale d'énergie. Toutefois, son cadre réglementaire nécessitait un «toiletage» pour mieux intégrer les exigences de notre société actuelle en matière de sécurité, de protection de l'environnement et de développement durable... mais aussi de modernisation du fonctionnement administratif. La DIGEC a ainsi préparé deux décrets, tous deux publiés en 1999, qui ont rénové le droit des concessions hydroélectriques ; l'un concerne la déconcentration partielle de la procédure d'octroi des concessions, l'autre l'approbation du nouveau cahier des charges type des entreprises hydrauliques concédées.

Le décret du 22 mars 1999 modifie le décret du 13 octobre 1994 relatif à la concession et à la déclaration d'utilité publique des ouvrages utilisant l'énergie hydraulique. Pour les ouvrages dont la puissance maximum brute est inférieure à 100 MW, dont la concession relavait d'un décret en Conseil d'Etat, il déconcentre au niveau préfectoral la procédure d'octroi de la concession et de la déclaration d'utilité publique. Cette modification des règles de compétence, qui s'inscrit dans un large mouvement de déconcentration de l'action publique, conduit pour ces ouvrages à une simplification de la procédure par la suppression de plusieurs étapes au niveau central. Ce texte a également permis d'introduire dans la procédure d'octroi des concessions les règles de publicité et de mise en concurrence des candidats requises par la loi du 29 janvier 1993 relative à la prévention de la corruption et à la transparence de la vie économique et des procédures publiques, dite «loi Sapin».

Le décret du 11 octobre 1999 approuve le nouveau cahier des charges type des entreprises hydrauliques concédées. Le précédent cahier des charges type, qui datait du 5 septembre 1920, avait fait l'objet de nombreuses modifications et adjonctions au cours des ans. La réécriture de ce cahier des charges

### **La réduction du temps de travail dans les entreprises électriques et gazières**

La loi sur la réduction du temps de travail invite les partenaires sociaux à conclure des accords de branche précisant les modalités de sa mise en œuvre. Dans les industries électriques et gazières, la négociation sociale a abouti à un important accord signé par EDF/GDF avec les 5 organisations syndicales de la branche le 25 janvier 1999. Il vise à la création d'un maximum d'emplois compatibles avec les objectifs de compétitivité des deux entreprises : création de 3 000 à 5 000 emplois sur les 3 ans couverts par l'accord, soit une embauche de 18 000 à 20 000 personnes, compte tenu des départs en retraite et d'une diminution de 3 % en volume des heures travaillées.

Il a été convenu que la mise en œuvre de cet accord passerait par la signature d'accords locaux au sein des 201 unités d'EDF ou de GDF. Au début de l'an 2000, 200 unités avaient signé un accord local ; dans 4 d'entre elles, les organisations majoritaires ont toutefois fait valoir leur droit d'opposition. Le temps de travail est réduit à 35 heures mais la quasi-totalité des accords locaux prévoient également la possibilité d'horaires de 32 heures par semaine soit collectivement soit individuellement. Au 31 décembre 1999 16 000 personnes étaient passées à 32 heures collectivement et 9 800 en temps choisi.

Sur ces bases, la tendance forte à la décroissance des effectifs d'EDF et GDF s'est inversée à partir de juin 1999 ; les effectifs des deux entreprises étaient à fin décembre 1999 de 140 955 agents, soit 1 842 personnes de plus qu'au 31 décembre 1998.

S'agissant des entreprises non nationalisées, 40 accords ont été signés au 31 décembre 1999, selon les modalités qui avaient fait l'objet, après une fructueuse concertation, d'une circulaire de la DIGEC en date d'avril 1999. Ces accords intéressent 4 100 des quelque 7 500 agents de ces entreprises. Ils ont permis un peu plus de 300 embauches au 31 décembre 1999.

type a été l'occasion d'y intégrer les exigences les plus récentes en matière de protection de l'environnement ou de sécurité des personnes. Elle a permis également d'adapter le texte aux cas particuliers des renouvellements de concession qui n'était pas traité dans le texte de 1920.

Ces deux textes constituent, avec la loi du 16 octobre 1919, l'essentiel du droit des concessions hydroélectriques. Leur rénovation permettra de poursuivre, à l'occasion de la vague de renouvellement des concessions qui est en cours, la modernisation de l'exploitation de la houille blanche, qui est une énergie renouvelable et fait partie, à ce titre, des priorités de la politique énergétique nationale.



# La prévention des risques liés à la production d'électricité

**P**lusieurs incidents et accidents ont rappelé, ces dernières années, les dangers liés à l'exploitation des centrales électriques. Il y a par exemple les risques :

- d'irradiation des personnels travaillant dans les centrales nucléaires (cf. l'incident de radioprotection du Tricastin) ;
- d'accident dans les téléphériques de service, mis en lumière par l'accident d'un téléphérique desservant une installation non-électrique (l'observatoire du Pic de Bure)
- de noyade de promeneurs en aval des barrages, lors de lâchers d'eau (accident du Drac)

La Digeo, en liaison avec les autres administrations concernées et notamment les DRIRE, anime la mise en œuvre des campagnes de prévention de ces risques

## L'inspection du travail dans les centrales électriques

Les Pouvoirs publics ont décidé en 1998 de donner une nouvelle impulsion à l'inspection du travail au sein des centrales électriques. La direction du gaz, de l'électricité et du charbon et la direction des relations du travail du ministère de l'emploi et de la solidarité ont précisé, par une circulaire du 15 avril 1998, les objectifs prioritaires de cette action : la durée du travail et la radioprotection. Les DRIRE ont ainsi effectué 800 visites au cours desquelles elles ont contrôlé aussi bien les personnels propres des exploitants que ceux de leurs nombreux sous-traitants.

Le premier bilan de cette action fait ressortir, à côté d'initiatives très positives prises par les entreprises concernées et notamment par EDF, divers manquements à la réglementation. Ainsi, plus de 250

cas de dépassements à la durée maximale quotidienne ou hebdomadaire du travail ont été constatés et 25 d'entre eux, particulièrement marqués, ont fait l'objet de procès-verbaux. Ces dépassements existent aussi bien pour les agents d'E.D.F. que pour les salariés des entreprises extérieures.

En matière de radioprotection, les DRIRE ont enquêté sur le niveau de propreté radiologique et biologique et ont constaté des défauts de surveillance des accès en zones contrôlées notamment pour le matériel, voire pour le personnel ; une centaine d'observations ont ainsi été notifiées à l'exploitant.

Tirant la leçon de ces constats, la circulaire interministérielle du 22 mars 1999 a mis l'accent sur le contrôle de la radioprotection. 18 des 21 sites des centrales ont été inspectés en 1999, parfois avec le concours de l'Office de protection contre les rayonnements ionisants (OPRI).

Outre la centrale de Tricastin, contrôlée en mars 1999 à la suite d'un accident d'irradiation particulièrement significatif, puis en juillet et août à la suite d'un autre accident d'irradiation, 6 inspections communes ont été réalisées entre avril et novembre 1999 et 11 autres inspections ont été effectuées par les DRIRE, sans le concours de l'OPRI, au cours de la même période. Les principaux enseignements de ces contrôles sont les suivants :

- Il a été noté que la mise en place des nouvelles procédures pour l'accès en zones contrôlées («zone orange» et «zone rouge»), désormais subordonné à la signature du chef de service (du chef d'établissement pour la «zone rouge») et à celle du responsable de la radioprotection, n'était pas encore terminée sur l'ensemble des centrales.

- Pour les procédures de sortie de zone, les difficultés rencontrées ont porté notamment sur les contrôles de contamination de l'outillage et des petits objets transportés, ainsi que sur les contrôles des vestiaires, des bureaux et des placards, qu'ils soient

en zone contrôlée ou à proximité de la zone contrôlée.

- Sur le niveau de formation en radioprotection des agents et de leur hiérarchie, l'accident de Tricastin a mis en évidence que des progrès restent à effectuer. Le même constat a été fait dans la plupart des autres centrales.

- A également été notée la nécessité de formaliser et de préciser les consignes ainsi que toutes les procédures d'échanges d'informations en interne comme avec l'extérieur.

Hors les questions spécifiques de radioprotection, les contrôles effectués en 1999 ont porté notamment sur la centrale de Flamanville, à la suite du décès, après la perte d'alimentation en air de son heaume ventilé, d'un salarié d'une entreprise sous-traitante.

Il convient enfin de noter qu'une action spécifique sur la sécurité des téléphériques de service est mise en place par la circulaire interministérielle du 16 juillet 1999 qui a fait suite à la catastrophe du Pic-de-Bure (20 morts le 1<sup>er</sup> juillet 1999, dans un accident affectant le téléphérique de transport de personnels de l'observatoire du Pic-de-Bure). Cette action mobilise les 4 DRIRE concernées par les 28 téléphériques de service utilisés pour la maintenance de barrages hydroélectriques.



téléphérique de service de Tramezaygues, gare inférieure

Sous l'impulsion de la Digec, l'action à venir prendra en compte le retour d'expérience de l'année 1999. Elle comportera notamment la poursuite de l'effort sur la radioprotection, l'amélioration des plans de prévention lors de la préparation des chantiers, en particulier les arrêts de tranche de centrales nucléaires, et le maintien de la surveillance des téléphériques de service.

## La sécurité à l'aval des barrages

Une action importante est menée depuis 1996 pour éviter un nouvel accident comparable à celui survenu à la fin de 1995 dans le lit du Drac. Précisée par une circulaire de novembre 1996, elle a en particulier consisté à repérer les sites présentant des risques particuliers et à mettre en œuvre des mesures d'urgence pour réduire ces risques. Les ministres concernés, et en particulier le Secrétaire d'État à l'industrie, ont eu la volonté de pérenniser cette action et de rappeler son caractère prioritaire. La Digec en liaison avec la Direction de l'eau et la Direction de la défense et de la sécurité civile a donc élaboré de nouvelles instructions, définies par une circulaire du 13 juillet 1999, qui se substitue à la circulaire provisoire de 1996.

La rédaction de ce nouveau texte a tiré parti du bilan des actions menées au niveau local. Les mesures à mettre en œuvre sont étroitement liées aux caractéristiques de chaque site et à celles de l'aménagement et relèvent donc d'une étude au cas par cas à réaliser au niveau local. Le texte donne des indications de méthode et indique des pistes d'action.

L'accent est mis sur l'importance de l'association de l'ensemble des services de l'État concernés à l'examen des risques et des mesures proposées par l'exploitant, et au suivi de leur mise en œuvre. Il est ainsi prévu de réunir périodiquement un groupe de travail interservices pour évaluer la mise en œuvre des actions et pouvoir apporter les inflexions nécessaires. L'association d'acteurs locaux aux travaux est recommandée. Elle peut comporter la présence d'élus locaux et de représentants d'usagers lors de la réalisation d'essais permettant de préciser les risques

et d'apprécier l'efficacité des mesures palliatives.

Les mesures à mettre en œuvre peuvent être :

- des modifications des méthodes d'exploitation : par exemple, une modification des rythmes de variation de débit à la sortie de l'usine, la coordination de l'exploitation de plusieurs aménagements, des adaptations techniques des ouvrages. Dans des cas exceptionnels, l'acquisition par l'exploitant de sites particulièrement exposés pour mieux en contrôler l'accès peut être envisagée ;

- des mesures de police réglementant l'accès, la fréquentation et l'usage des sites. Il est rappelé qu'elles doivent rester limitées pour être pleinement efficaces ;

- la mise en place de dispositifs d'information préalable et d'alerte. De tels dispositifs (bornes d'alerte sonore) sont actuellement en cours d'expérimentation pour vérifier leur fiabilité et mieux apprécier leurs possibilités ;

- la poursuite et l'intensification des actions d'information et de sensibilisation des populations, en particulier en diffusant une information plus «ciblée» et adaptée précisément aux différentes catégories d'utilisateurs potentiels.



*réalisation d'essai : déversement à la prise d'eau de Luz*

## Le protocole Gaz de France International

**L**e contrat d'entreprise conclu en avril 1997 entre Gaz de France et l'État prévoit une accentuation du développement international de l'entreprise. Dans un environnement complexe, marqué par de profondes évolutions et par la taille considérable de certaines entreprises concurrentes, l'établissement public a en effet vocation à se positionner sur l'ensemble des maillons de la filière gazière. C'est ainsi que par le biais de filiales, GDF a pris en commun avec Elf une participation dans l'important champ gazier d'Elgin Franklin, qu'il assure la distribution de gaz à Berlin et Mexico, qu'il a pu valoriser son savoir-faire internationalement reconnu en prenant pied dans le stockage du gaz en Slovaquie, ou encore qu'il a acquis une participation majoritaire dans une entreprise italienne de services énergétiques (climatisation, cogénération...)

Ont toutefois été retenues comme cibles privilégiées :

- les prises de participations en Europe, afin que Gaz de France étende son marché et accompagne ses grands clients industriels au-delà des frontières nationales ;
- les prises de participations dans « l'amont gazier », c'est-à-dire le secteur de l'exploration-production, afin que Gaz de France adosse progressivement ses ventes à des réserves de niveau significatif, à l'instar de ses plus grands concurrents européens.

Ainsi, au cours de l'année 1999, les trois quarts des prises de participations de GDF ont été réalisées en Europe. Les secteurs sur lesquels se sont essentiellement portés ces acquisitions sont l'exploration-production (45% du montant total des prises de participations), les services (30%) et la distribution (15%).

L'examen des projets de prises de participations à l'étranger, ainsi que l'extension et la cession de ces participations, s'inscrit dans le cadre des responsabilités de l'État telles que définies notamment par les décrets du 9 août 1953 et du 26 mai 1955 relatifs au contrôle économique et financier de l'établissement public et à l'exercice de la tutelle. Afin d'exercer ces responsabilités et d'accompagner les orientations stratégiques définies par le contrat d'entreprise, la Direction du gaz, de l'électricité et du charbon (la DIGEC) et la Direction du Trésor ont signé avec GDF, le 23 juin 1999, un protocole définissant leurs relations en la matière.

Ce protocole précise notamment les procédures applicables en matière d'information préalable des pouvoirs publics, d'approbation des opérations d'un montant supérieur à 200 MF et de suivi des opérations réalisées.

La mise en place du protocole a permis d'accroître l'efficacité des Pouvoirs publics, qui peuvent désormais focaliser leur action sur les investissements les plus stratégiques : ainsi depuis juillet 1999, sur neuf projets traités par GDF-International, deux acquisitions majeures ont relevé d'une autorisation formelle.

## La fermeture de la mine d'Alès et la reconversion du bassin

**L'**abondance des réserves mondiales de charbon conjuguée à la baisse des prix du fret entraîne une pression à la baisse des cours internationaux du charbon ce qui enlève toute compétitivité au charbon national. C'est ainsi que le charbon vapeur importé d'Afrique du Sud, d'Australie, de Colombie et des USA rendu dans les principaux ports charbonniers européens (Amsterdam, Rotterdam, Anvers) se négocie à moins de 30 \$ / tonne, soit un prix 3 à 4 fois inférieur au prix de revient du charbon français.

Conformément aux dispositions du Pacte charbonnier, signé en 1994 entre les Charbonnages de France et les organisations syndicales, qui prévoit l'arrêt de la production des différents sites d'extraction d'ici à 2005, les Houillères de bassin du Centre et du Midi (HBCM) avec l'accord des Pouvoirs publics ont annoncé la fin de l'extraction charbonnière à Alès en janvier 2001. L'unité d'exploitation du Gard avait un effectif moyen de 173 agents en 1999 pour une production de 185 000 tonnes de charbon ; en raison de conditions géologiques défavorables, le déficit cumulé prévisible de cette exploitation va atteindre 450 millions de francs à la fin de l'exercice, soit une perte annuelle par agent supérieure à 500 000 F.

Le calendrier sera le suivant :

- fin 1999

arrêt du lavoir remplacé par un simple criblage sur site,

- jusqu'en janvier 2001

poursuite de l'exploitation et début des travaux de réhabilitation,

- à partir de janvier 2001

les effectifs encore en activité seront mobilisés pour la remise en état des anciens sites miniers.

L'échéance de 2001 a été définie de façon à ce que :

- d'une part, les agents encore en activité à cette date puissent effectuer eux-mêmes les travaux de réhabilitation prévus pour une durée de 4 ans ;

- d'autre part ces agents puissent bénéficier d'une mesure d'âge à la fin de cette réhabilitation.

Afin d'accompagner cette fermeture, les Pouvoirs publics et les acteurs locaux sont convenus d'un plan de développement du bassin destiné à amplifier la reconversion économique et à favoriser l'emploi. Ce plan se compose des éléments suivants :

- désenclavement du bassin d'Alès grâce à l'amélioration de la liaison routière vers Nîmes ;

- mise en place d'un « multipôle » industriel fédérant les actions de l'Association pour le développement industriel de la région alésienne (ADIRA), des collectivités locales, des industriels et de l'école des mines dans les domaines de la mécanique, des éco-technologies, des matériaux, du soutien aux PME ;

- création, au plus tard au début de 2000, de 100 emplois-jeunes financés par l'Etat et Charbonnages de France et destinés aux structures locales ;

- développement touristique visant à tirer parti des richesses naturelles des Cévennes :

- remise en état du train à vapeur des Cévennes ;

- mise en valeur du site thermal des Fumades dans la vallée de la Cèze ;

- développement des centres culturels axés sur le passé charbonnier d'Alès...

La mise en œuvre de ce plan mobilisera des moyens financiers importants au travers en particulier des interventions du Fonds d'industrialisation du bassin miniers (FIBM), de la Société financière pour favoriser l'industrialisation des régions minières (SOFIREM) et de l'ADIRA.



L'échéance de janvier 2001 fixée pour la fin de l'extraction minière à Alès permettra ainsi de concilier l'aspiration légitime des personnels à poursuivre leur activité sur le site jusqu'à l'obtention d'une mesure d'âge et la conduite de travaux de réhabilitation indispensables, qui auraient sinon dû être sous-traités faute de compétences encore disponibles.

Par ailleurs, cette échéance, qui anticipe la réhabilitation des sites miniers, permettra de modifier l'image du bassin et de faciliter sa reconversion en augmentant son attractivité. Conjugué à la mobilisation de moyens importants mis au service du développement et de l'emploi, l'arrêt de l'extraction charbonnière au début de 2001, en tournant une page de l'histoire industrielle d'Alès, est aussi destiné à préparer l'avenir.



laboratoire de l'école des Mines d'Alès  
(Extensométrie par photographie numérique de Speckle)

# L'ouverture de l'amont des pays producteurs de pétrole

**P**hénomène récent et spectaculaire après la vague de nationalisations pétrolières réalisées par les grands pays producteurs-exportateurs dans les années 70, l'ouverture de l'amont représente l'enjeu majeur de toute l'épopée pétrolière depuis un siècle. L'accélération de cette ouverture emporte des conséquences fondamentales pour les pays producteurs, en particulier ceux de l'OPEP, pour les pays consommateurs et pour les compagnies internationales. Sous l'effet conjugué des évolutions géopolitiques, de la réduction des coûts et de l'essor des nouvelles technologies, ces compagnies voient leur terrain de chasse potentiel s'agrandir considérablement, en particulier dans l'offshore.

Mais cette ouverture de l'amont est loin d'être monolithique. Outre le fait qu'elle concerne non seulement l'accès aux réserves de pétrole, mais aussi celles de gaz, c'est sans doute d'ouvertures au pluriel qu'il faudrait parler, tant les situations et les législations pétrolières des pays producteurs sont différentes. En effet, à y regarder de plus près, les portes des plus grandes réserves mondiales de pétrole et de gaz restent fermées pour la plupart, sinon en droit, du moins en fait. Ainsi, l'ouverture apparaît comme un enjeu stratégique majeur pour les compagnies internationales, comme pour les Etats consommateurs et pour les Etats producteurs. Tel est l'enjeu que la DGEMP et la Dimah, en collaboration



Photo Doris

étroite avec le ministère des Affaires Etrangères, suivent et cherchent à anticiper dans le sens des intérêts stratégiques et industriels français.

Avant de tracer les perspectives d'ouverture pour les années 2000, sans doute est-il utile de revenir sur les fondements du mouvement d'ouverture de la dernière décennie.

## Les années 90, une décennie d'ouverture de l'amont d'une ampleur sans précédent

L'ouverture de l'amont pétrolier dans les pays producteurs connaît une forte accélération depuis une dizaine d'années. Ce processus trouve ses racines dans la conjugaison de deux événements capitaux, l'un de nature économique, l'autre de nature politique.

## Les événements d'ordre économique

Paradoxalement, l'ouverture trouve ses premiers fondements dans les décisions passées des pays producteurs d'assumer leur destinée pétrolière dans le cadre de monopoles d'Etat.

Aboutissement de plusieurs signes précurseurs, tels que la nationalisation des pétroles d'Iran en 1951, la fermeture du canal de Suez en 1954 ou les accords de Tripoli en 1971, la cascade de nationalisations engagées par les plus grands pays exportateurs dans les années 70 et la tentative de contrôle du marché par le cartel de l'OPEP ont provoqué un choc pétrolier, économique et politique, à la mesure de l'espoir aujourd'hui suscité par la réouverture de l'amont de ces pays.

La fermeture de l'amont dans plusieurs pays producteurs dans les années 70 s'est révélée d'autant plus pénalisante qu'elle allongeait ainsi la liste déjà significative de pays producteurs dotés de monopoles nationaux de longue date: l'Argentine depuis 1907, le Mexique depuis 1913 ou le Brésil depuis 1954. Mais c'est la fermeture de l'amont des républiques de l'Union Soviétique en 1921, dont certaines comme l'Azerbaïdjan furent le berceau de l'histoire pétrolière au début du siècle, qui constituait une difficulté majeure : non seulement l'URSS apparaissait comme le premier producteur mondial de pétrole et de gaz dans

les années 70 et 80, mais encore avait-elle été imitée dans sa nationalisation des ressources en hydrocarbures par la quasi totalité des pays qui ont rejoint le camp communiste entre 1921 et 1990, en Afrique, en Asie et au Moyen-Orient.

Dans ce contexte, la fermeture de l'amont pétrolier dans les pays de l'OPEP au cours des années 1970, conjuguée à une envolée des prix du brut, provoque un double effet d'éviction :

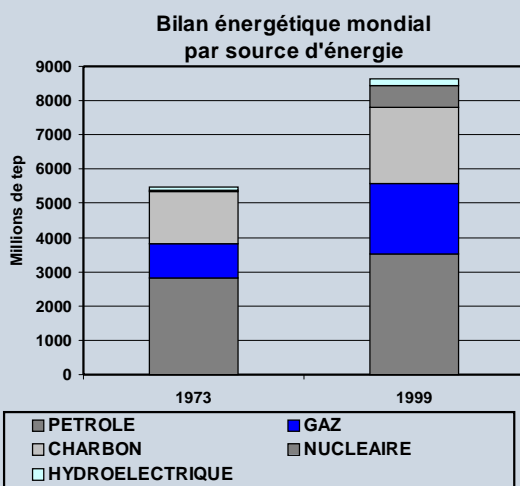
- le départ des compagnies et la réduction brutale de leurs zones de prospection et de production,

- la substitution progressive d'autres sources d'énergie (nucléaire, charbon, énergies renouvelables, économies d'énergie, etc) au pétrole et la régression de sa place dans le bilan énergétique des pays consommateurs (*cf graphique N° 1*).

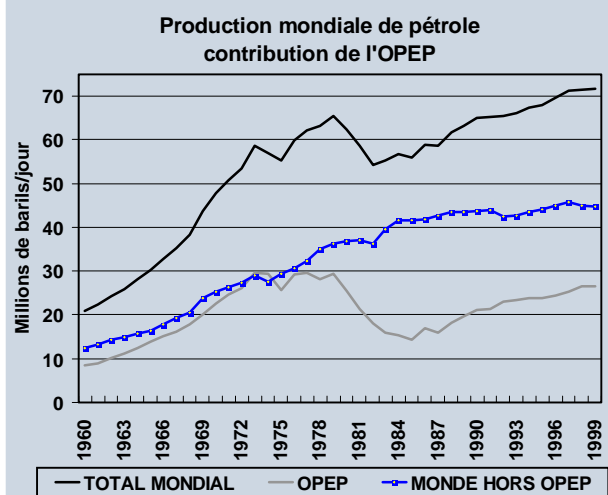
Ainsi, à la fin des années 1970, les productions des plus grands pays exportateurs, notamment ceux de l'OPEP atteignent leur apogée (*cf graphique N° 2*), tandis que les compagnies internationales, privées de leurs concessions, essaient de compenser leur perte de production par un développement intensif de nouvelles zones de production.

Cette éviction massive des compagnies occidentales, conjuguée à la hausse des cours et à la dépendance énergétique croissante des Etats occidentaux, conduit ces compagnies à réorienter leur stratégie dans une triple direction.

graphique N° 1



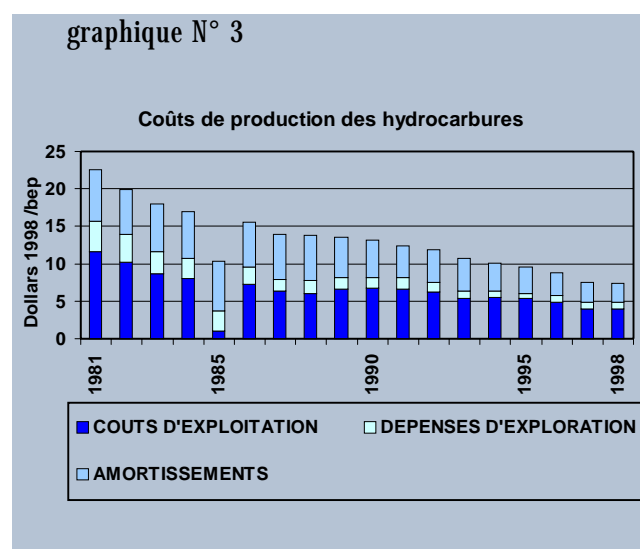
graphique N° 2





Une diversification géographique tout d'abord. Les compagnies occidentales accentuent l'exploration de nouvelles zones, déjà amorcée dès la fin des années 1950, notamment dans des pays et des régions n'appartenant pas à l'OPEP: Mer du Nord, Amérique du Sud, Alaska, Golfe de Guinée, etc.

Deuxième axe de leur stratégie: la recherche et la mise en œuvre de nouvelles technologies capables d'améliorer la production et de réduire les coûts. La diffusion de la micro-informatique, la sismique 3D, les forages déviés puis multidraines, le développement des techniques offshore, vont permettre de diminuer les coûts de production de façon spectaculaire (cf graphique N° 3).



Les compagnies ouvrent également un troisième front, celui des restructurations. Elles procèdent alors à une réduction drastique des coûts et des effectifs, intensifient leur réactivité décisionnelle, externalisent le maximum d'activités et favorisent la croissance externe par des fusions - acquisitions.

Ainsi, la forte augmentation des cours du brut et l'éviction des compagnies des pays de l'OPEP ont-elles eu un « effet boomerang » sur les pays producteurs qui ont voulu fermer leur amont et contrôler le marché. Ces prix élevés ont rendu opportuns et rentables des investissements dans des zones difficiles et dans des technologies complexes et fortement capitalistiques.

Ces différentes évolutions entraînent deux conséquences majeures : l'effondrement des cours

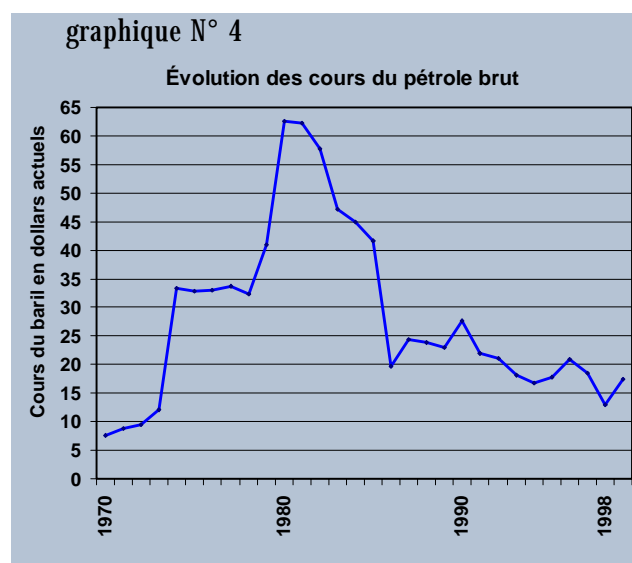
dès 1986 (cf graphique N° 4) et l'augmentation de la part non-OPEP dans la production mondiale, au détriment de la part OPEP (cf graphique N° 2). Dès lors, les Etats producteurs, engagés dans d'importants programmes sociaux et de grands travaux d'infrastructures sont-ils contraints de diminuer leurs dépenses budgétaires et celles des compagnies nationales qui n'ont alors plus les moyens de moderniser leurs équipements et leurs technologies.

Face à cette situation, les grands pays producteurs, membres de l'OPEP pour la plupart, tentent de regagner des parts de marchés pour le pétrole et pour le gaz et de moderniser leurs moyens de production. Dans cet objectif, ils sont conduits à ouvrir leur amont et à attirer les investissements et les technologies des compagnies occidentales.

### Les événements d'ordre politique

Cette nouvelle donne économique et pétrolière, à la fin des années 1980, porte en germe l'émergence d'un vaste mouvement d'ouverture de l'amont pétrolier. L'éclosion de ce mouvement va alors trouver un formidable catalyseur dans un événement de caractère géopolitique considérable: l'effondrement politique et économique, en 1990, de l'une des deux super-puissances de l'après guerre, l'Union Soviétique.

De façon directe tout d'abord. La disparition de l'empire soviétique correspond également à la chute du premier producteur de pétrole et de gaz en 1989



et du pays (la Russie) qui reste toujours doté, et de loin, des premières réserves de gaz au monde, avec 35 % du total. Dès lors, la Russie va également participer du mouvement d'ouverture dans les années 1990, avec l'adoption d'une législation pétrolière qui a permis la signature de quelques contrats pour des compagnies occidentales (Totalfina, Exxon). Parallèlement, la volonté d'émancipation économique et politique des nouveaux états indépendants (Azerbaïdjan, Kazakhstan, Turkménistan, Ouzbékistan, etc) suscite une nouvelle ruée vers l'or noir de 1992 à aujourd'hui, en particulier dans la zone de la Caspienne.

Sans doute la chute de l'URSS va-t-elle également contribuer, de façon indirecte, à l'accélération du processus d'ouverture de l'amont, plus ou moins amorcé dans les années 80 selon les cas, dans des pays avec lesquels elle avait des relations privilégiées: Algérie, Angola, Yémen, Cuba, Guinée Equatoriale, Roumanie, Vietnam, etc.

Cette nouvelle donne géopolitique a considérablement accéléré le processus d'ouverture et apparaît, pour les compagnies internationales, comme un événement particulièrement opportun et complémentaire à leur souhait de diversification géographique hors OPEP et hors Moyen-Orient.

## L'ouverture plurielle d'un monde désormais multipolaire

### Les enjeux liés à la pérennité du processus d'ouverture

Si, à l'aube du XXI<sup>ème</sup> siècle le contexte international a profondément changé, en revanche les enjeux liés à l'ouverture de l'amont n'en présentent pas moins une continuité certaine, tant pour les compagnies internationales que pour les états consommateurs et pour les états producteurs-exportateurs. La DGEMP et la Dimah, dans le droit fil de leurs missions relatives à la sécurité d'approvisionnement en hydrocarbures de la France et à la promotion de ses intérêts industriels dans les secteurs pétrolier, gazier et parapétrolier se doivent de suivre ces enjeux au quotidien.

. **Les compagnies internationales** sont confrontées à deux défis majeurs.

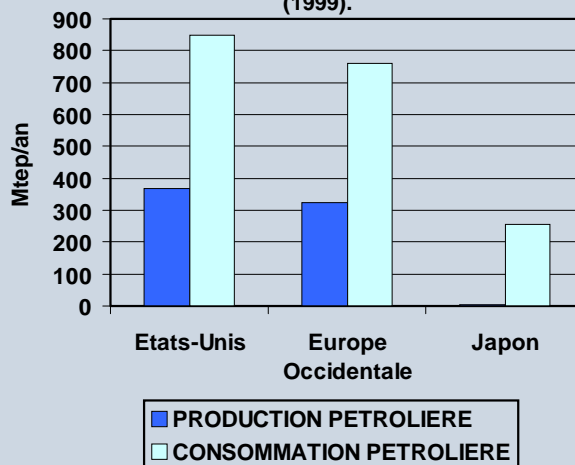
Le premier défi, classique mais néanmoins fondamental, consiste pour elles à renouveler leurs réserves. L'abondance actuelle de l'offre (hors réductions volontaristes de la production) est trompeuse: en effet, les compagnies internationales possèdent actuellement 12 ans de réserves en moyenne contre 18 ans en 1980 ! Leur survie à long terme et leur cotation au Stock Exchange dépendent du renouvellement de leurs réserves. Toutefois, les compagnies nationales des grands pays producteurs-exportateurs (Arabie Saoudite, Venezuela, Iran, Mexique, Russie, etc) détiennent quant à elles des réserves nettement supérieures.

En second lieu, les compagnies internationales se doivent d'assurer un retour sur investissements très rapide. Classique également, cet objectif est toutefois renforcé par la privatisation de plusieurs compagnies européennes et par le jeu croissant du marché qui exige des bénéfices élevés et rapides sous la pression des actionnaires.

. **Pour les états consommateurs**, les enjeux liés à l'ouverture de l'amont restent vitaux pour les décennies à venir. En effet, les trois premières zones économiques du monde, l'Union européenne, les Etats-Unis et le Japon, sont largement dépendantes des pays producteurs pour leurs approvisionnements en pétrole et en gaz (cf graphique N° 5). De surcroît, la Chine, cinquième producteur mondial de pétrole et autosuffisante jusqu'en 1993, voit sa dépendance extérieure croître parallèlement à son expansion

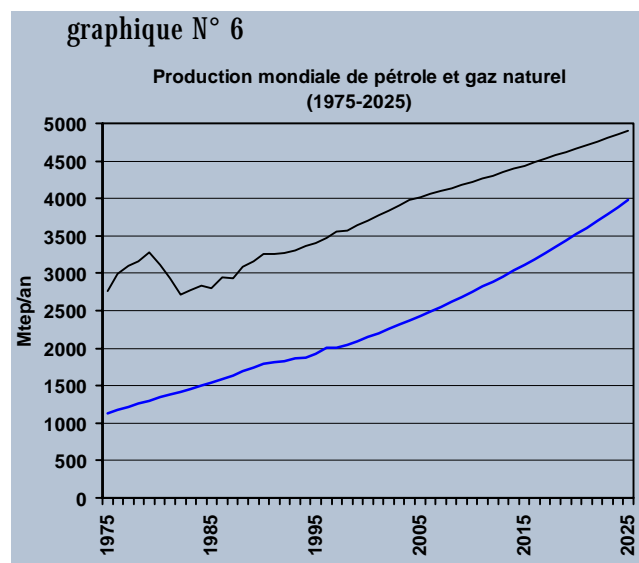
graphique N° 5

Production et Consommation comparées (1999).



économique et démographique. Par ailleurs, l'état actuel des réserves prouvées de la plupart des grandes zones de production (Amérique du Nord et Mer du Nord) des trois premières puissances économiques du monde, leur confèrent un ratio réserves/production limité à une dizaine d'années environ pour le pétrole et pour le gaz (seule la Norvège dispose d'un meilleur ratio pour le gaz, avec 24 ans). Dans ces conditions, faute de découvertes majeures et multiples dans ces grandes zones pétrolières des pays consommateurs, seule l'ouverture de l'amont dans les pays producteurs encore fermés (Arabie Saoudite, Koweït, Mexique) ou seulement entrouverts (cf ci-dessous) permettra de répondre au double enjeu fondamental de diversification géographique et de sécurité des approvisionnements pour les états consommateurs.

A ce stade, la place du gaz dans les enjeux de l'ouverture de l'amont mérite d'être soulignée à plusieurs titres. En premier lieu, parce que la consommation de gaz est appelée à augmenter fortement et régulièrement dans les deux prochaines décennies eu égard à ses atouts économiques et environnementaux (cf *graphique N° 6*). Ensuite, parce que le gaz répond à une problématique différente de celle du pétrole en termes de transport (gazoducs vulnérables, GNL onéreux et quantitativement marginal) et plus encore de sécurité d'approvisionnement. En effet, deux pays détiennent à eux seuls plus de la moitié des réserves mondiales : la Russie (35 %) et l'Iran (16 %).



- L'ouverture de l'amont représente également un défi majeur pour les états producteurs-exportateurs. Même si les situations diffèrent d'un Etat à l'autre, plusieurs paramètres représentent un dénominateur commun. L'ouverture de l'amont apparaît tout d'abord comme un enjeu politique essentiel. En effet, l'ouverture est une opération politiquement délicate qui comporte parfois la nécessité de modifier la constitution, donc de réunir simultanément la majorité parlementaire et gouvernementale et l'adhésion populaire. Or, le contrôle des ressources en hydrocarbures est souvent perçu comme un élément clé de la souveraineté (cf Mexique, Koweït, Arabie Saoudite, Iran, Russie, Norvège, etc).

Sur le plan économique, l'exploration - production du pétrole ou du gaz représente généralement l'essentiel des revenus du pays et la seule industrie développée. Sur le plan social, la pérennité et la croissance des recettes pétrolières conditionnent le plus souvent le niveau de vie élevé de certains pays producteurs (pays du Golfe, Norvège, Brunei), le maintien de certains régimes en place ou l'émancipation de pays nouvellement indépendants (Azerbaïdjan, Kazakhstan, Turkmenistan, Ouzbékistan, etc).

### Une ouverture plurielle

L'abondance actuelle de l'offre pétrolière et gazière, conjuguée à l'accélération du mouvement de libéralisation et d'ouverture des marchés pétroliers et gaziers au cours de la décennie 1990, pourrait laisser penser que l'ouverture de l'amont est déjà réalisée dans la plupart des pays producteurs, hormis trois acteurs majeurs, le Mexique, le Koweït et l'Arabie Saoudite. A tel point que « l'ouverture » de l'amont évoque spontanément l'ouverture de l'amont saoudien. Certes, l'importance des réserves pétrolières de ce pays (25% des réserves prouvées mondiales) et le faible coût d'exploration-production de son pétrole (environ 1,5 \$/b) justifient pleinement cet engouement.

Pourtant, considérée dans son acception la plus large, c'est-à-dire comme la mise en place par tous les états producteurs d'un environnement législatif et politique permettant aux compagnies étrangères d'explorer et d'exploiter les réserves pétrolières et gazières dans un cadre contractuel, fiscal et commer-

cial transparent et totalement ouvert à la concurrence, l'ouverture de l'amont reste un enjeu dans de nombreux pays et n'apparaît plus comme monolithique.

Dans un souci de concision et même si l'exercice est périlleux, on peut essayer de décrire la situation actuelle en classant les états producteurs dans cinq catégories, selon leur degré ou leurs modalités d'ouverture de l'amont :

- pays sans perspective d'ouverture à court terme: le Mexique;

- pays exportateurs de tout premier plan, engagés à pas comptés dans un processus d'ouverture, probablement partielle: l'Arabie Saoudite et le Koweït. En Arabie Saoudite, les perspectives d'ouverture semblent devoir se limiter à des investissements étrangers dans des projets intégrés (génération d'électricité à partir du gaz notamment) réservés au secteur gazier. L'accès à l'amont pétrolier saoudien reste pour l'instant un espoir. Au Koweït, seuls des contrats de services sont réalisés et, comme l'a montré la conférence pétrolière des 21 et 22 novembre 1999, les perspectives d'ouverture de l'amont se heurtent à de fortes divergences entre l'opinion publique et le Parlement, attachés à conserver la souveraineté sur les ressources pétrolières, et la volonté affichée par le gouvernement d'ouvrir l'amont;

- pays dont l'ouverture complète de l'amont dépendra largement de considérations politiques extérieures : l'Irak, l'Iran, la Libye. La signature de contrats de partage de production en Irak reste bien entendu suspendue à la levée préalable de l'embargo des Nations Unies. Les amonts iranien et libyen sont en partie ouverts, mais la menace persistante de la loi extraterritoriale américaine (Iran and Libyan Sanction Act, dite « loi d'Amato »), bien que contraire au droit international et vigoureusement contestée par l'Union européenne, continue de dissuader de nombreuses compagnies de signer des contrats d'exploration. De surcroît, en Iran, les compagnies peuvent seulement signer des « contrats de buy-back » qui les obligent à restituer l'ensemble des investissements qu'elles ont réalisés à moyen terme (7 ans en général).

- pays exportateurs ouverts, dotés d'immenses réserves, mais dont l'environnement juridique mouvant freine les investissements: le Venezuela et la

Russie. Au Venezuela, après une période d'ouverture qui avait permis à des compagnies comme Totalfina de développer d'énormes projets de valorisation des bruts extra-lourds de l'Orénoque (projet Sincor), le nouveau gouvernement semble vouloir restreindre l'accès à l'amont. La Russie, après avoir suscité l'engouement des compagnies jusqu'en 1997, offre un environnement législatif, économique et fiscal si incertain qu'elle dissuade nombre d'investisseurs.

- pays dont l'ouverture récente semble prometteuse: Algérie, Angola, Guinée Equatoriale, Soudan, Argentine, Brésil, Bolivie, Inde, Syrie, Kazakhstan, Azerbaïdjan, Turkmenistan, Ouzbekistan. Le nouvel essor de l'offshore profond, en particulier au Brésil et en Angola, ouvre des perspectives particulièrement prometteuses.

L'euphorie suscitée par le succès politique et économique du marché dans la dernière décennie du XX<sup>ème</sup> siècle, confortée par le sentiment d'un monde largement ouvert, a occulté certaines notions essentielles comme la nécessaire diversification géographique et énergétique des sources d'énergie ou la sécurité d'approvisionnement, soucis constants de la DGEMP. Ce bref tableau de la situation actuelle montre une réalité beaucoup plus incertaine et multiforme. En effet, si peu de pays restent aujourd'hui complètement fermés, certains sont en fait seulement entrouverts.

De surcroît, ceux qui restent fermés sont des pays producteurs de tout premier plan : Arabie Saoudite, Koweït et Mexique détiennent à eux trois près de 40% des réserves mondiales de pétrole. Si l'on ajoute l'Irak, l'Iran et le Venezuela, partiellement ouverts ou dont l'ouverture reste hypothétique, ce taux atteint 66%. Pour le gaz, la Russie et l'Iran détiennent la moitié des réserves mondiales.

Ajoutons que le taux de remplacement de la production par de nouvelles découvertes prouvées et probables ne cesse de diminuer depuis trente ans (encore à 56% en 1990, il est tombé à 30 % pour la période 1995-2000) et que le chiffre total des réserves mondiales prouvées a diminué de près de 2% en valeur absolue en 1999, pour souligner que l'ouverture de l'amont reste un enjeu vital à relever en ce début de troisième millénaire.

## Elf-Total : naissance d'un major pétrolier

**L**e 5 juillet 1999, TotalFina annonçait le dépôt d'une offre publique d'échange sur Elf Aquitaine. Au moment d'écrire ces lignes, quelque huit mois après, les travaux de mise en place de la nouvelle organisation du (désormais unique) groupe pétrolier français viennent de commencer, après l'accord des autorités européennes sur le principe de l'opération.

Ce rapprochement donnera naissance à la plus importante entreprise industrielle française, quatrième pétrolier et cinquième chimiste mondial. Il ne prendra forme que dans le temps, d'ici à la fin 2000 selon la direction du groupe. Histoire de la conception, de la gestation, de la naissance et des premiers pas du major pétrolier français.

Elf Total Fina et ses concurrents								
Compagnies	Production			Réserves			Raffinage (1)	Ventes de produits
	HUILE milliers de barils/jours	GAZ millions de cubic feet/jour	Huile et Gaz milliers de barils équiv./jour	HUILE millions de barils	GAZ milliards de cubic feet	Huile et Gaz millions de barils équiv. pétr.	Milliers de barils/jour	Milliers de barils/jour
EXXON/MOBIL	2535	10596	4388	11935	60369	22344	6000	8800
ROYAL/DUTCH/SHELL	2354	7862	3758	10031	60462	20455	3371	5716
BP/AMOCO	2049	5806	3086	7304	31001	12649	2711	4802
CHEVRON	1107	2393	1534	4697	9303	6301	1344	2281
TOTAL FINA	<b>709</b>	<b>1966</b>	<b>1060</b>	<b>3671</b>	<b>12908</b>	<b>5976</b>	<b>1550</b>	<b>2233</b>
ENI	646	2114	1010	2844	12668	5028	853	1032
TEXACO	930	2230	1328	3573	6520	4697	1530	2888
ELF	<b>799</b>	<b>1165</b>	<b>1007</b>	<b>2576</b>	<b>5953</b>	<b>3639</b>	<b>714</b>	<b>1035</b>
Ensemble ELF-TOTAL-FINA	<b>1508</b>	<b>3130</b>	<b>2067</b>	<b>6247</b>	<b>18861</b>	<b>9615</b>	<b>2264</b>	<b>3268</b>

(1) Pour Exxon-Mobil, Shell, BP-Amoco, Texaco et Chevron : production des raffineries. Pour les autres: capacité de raffinage.

### Une opération surprise...dans un contexte porteur.

Depuis près d'un an et demi, l'industrie pétrolière internationale, comme d'ailleurs de nombreux autres secteurs de plus en plus mondialisés, connaît une vague de rapprochements d'une ampleur sans précédent. 1999 dépassa encore les sommets atteints en 1998, et nombreuses furent les entreprises de la pharmacie, des télécoms, de la banque, de l'informatique ou du pétrole qui mirent

alors en œuvre des rachats massifs d'actions de leurs concurrents et firent leur adage de «big is beautiful».

Cet adage semblait, de façon générale, justifié par les économies d'échelles réalisées et par la capacité offerte par les nouveaux moyens de communication de gérer des ensembles gigantesques, présents aux quatre coins du monde. Dans le secteur pétrolier, un facteur accélérateur était venu, tout au long de 1998, précipiter le mouvement : le prix du pétrole brut s'effondrait en dessous des 15 \$, puis des 10 \$ pendant plusieurs semaines, pour avoisiner la moyenne annuelle de 13,7 \$ par baril au cours de 1998, soit 30% de baisse par rapport à 1997, et un niveau jamais atteint depuis le milieu des années 1980 !



En août 1998, Bristish Petroleum (BP) lançait une OPE sur Amoco, créant le troisième groupe pétrolier mondial. Trois mois plus tard, Exxon, le numéro deux mondial, ravissait à Shell la première place en rachetant Mobil. Presque simultanément, Total annonçait le rachat de Pétrofina, compagnie pétrolière intégrée belge, du tiers de sa taille, créant le cinquième pétrolier mondial, valorisé à près de 40 milliards de dollars. Parallèlement, de nombreuses rumeurs alimentaient la presse spécialisée en scénarios divers, notamment ceux de rapprochements entre Shell et Elf, Elf et ENI, les britanniques Entreprise et Lasmo et bien d'autres.

Annoncées fin 1998, ces opérations d'autant plus lentes à concrétiser qu'elles étaient de grande ampleur, et donc soumises à de nombreuses autorisations, notamment celles des autorités boursières et des autorités de concurrence des pays concernés, se sont mises en place progressivement tout au long de 1999, certaines ne devant s'achever que d'ici quelques mois.

C'est dans ce contexte que TotalFina a décidé de garder l'initiative, en lançant une OPE sur Elf Aquitaine deux jours après la fin de l'OPE de Total sur Fina.

### Une bataille boursière et médiatique ...

La réaction d'Elf Aquitaine à l'offre publique «non sollicitée» de TotalFina a été publiée le 19 juillet, sous la forme d'une contre-offre. Au cours de l'été qui a suivi, les deux entreprises se sont livrées à une très vaste campagne de communication et de procédures avec l'appui de nombreux conseils extérieurs mais aussi en mobilisant toutes leurs équipes, dans le but de l'emporter dans le suffrage des actionnaires.

Saisissant toutes les occasions de fragiliser au plan juridique l'offre concurrente, TotalFina et Elf Aquitaine, chacune de leur côté, ont d'abord sollicité à plusieurs reprises les autorités boursières, et notamment le Conseil des Marchés Financiers, mis en demeure de statuer devant la situation complètement inédite d'une contre-OPE «Pac Man», par surcroît de très grande ampleur.

Sur le plan industriel, le débat s'est principalement noué autour de deux questions : celle de l'ampleur des «synergies» dégagées par le rapprochement des deux groupes, Elf étant plus ambitieux sur ce point, et celle de la place de la branche chimie dans le groupe, Elf plaidant pour la création d'une société distincte, autonome, 5<sup>ème</sup> société chimique mondiale, alors que Total préconisait l'intégration financière et les synergies entre raffinage et pétrochimie.

Dans cette bataille fortement médiatisée, on a pu mesurer la capacité de réaction et de mobilisation de ces énormes sociétés. Mis dans une situation très délicate en juillet, Elf a réussi au mois d'août, à ré-équilibrer le débat en défendant son projet industriel. C'est à la suite de ce rééquilibrage qu'a pu s'engager une négociation.

### ... qui a permis l'émergence d'une solution amicale autour d'un projet commun.

Le 13 septembre 1999, Elf et TotalFina annonçaient la conclusion d'un accord entre les deux sociétés. Elf retirant son projet, Total amendant le sien, le nouveau projet pouvait être soumis aux autorités boursières et aux actionnaires ; il était bâti autour des principaux objectifs communs des deux offres concurrentes de l'été. Thierry Desmarest devait présider à sa mise en place et aux destinées du nouveau groupe.

Ce groupe sera le quatrième groupe pétrolier intégré au monde. Produisant plus de deux millions de barils d'hydrocarbures par jour (environ 100 millions de tonnes par an), représentant près de 90 milliards de dollars de capitalisation boursière, il constituera un intermédiaire entre les super majors (Shell, BP et Exxon Mobil) deux à trois fois plus importants, et les «poids moyens» de la profession (ENI, Texaco, Chevron, Repsol-YPF) souvent deux fois plus petits. Basé en France, il sera présent dans près de 70 pays dans le monde, et sur tous les continents.

L'exploration production est à la fois le secteur où le rapprochement sera le plus facile en raison des grandes complémentarités d'Elf et TotalFina, et celui



qui bénéficiera dans les années à venir de la priorité en termes d'investissements et de développement. En raison des positions historiques d'Elf dans le Golfe de Guinée et en Europe, de TotalFina au Moyen-Orient, en Indonésie et en Amérique du Sud, le nouveau groupe est présent, en production comme en exploration dans les bassins pétroliers majeurs de la planète. Sa production devrait croître de 40% d'ici à 2005, ce qui représente la plus forte perspective de croissance de la profession.

Dans l'aval pétrolier, TotalFinaElf se rapproche, par la taille, des super majors, avec une vente de produits raffinés de 3,3 millions de barils par jour (165 millions de tonnes par an) ce qui lui donne une position de leader dans la distribution européenne avec 12% de parts de marché. La mise en commun des deux outils de raffinage totalisant 2,3 millions de barils par jour (115 millions de tonnes par an) permettra une intégration optimisée de la logistique (réduction des distances de transport entre sites), et une meilleure liaison entre raffinage et pétrochimie.

Concernant la chimie, TotalFinaElf est présent à la fois dans la chimie de base, avec des plates-formes pétrochimiques importantes, et dans la chimie de spécialités, au travers d'activités très diversifiées (peintures, caoutchoucs, thiochimie...), puissantes et à forte valeur ajoutée. Ces dernières, très rentables, devraient être le secteur privilégié en termes d'investissements d'ici à 2005.

Ce projet de rapprochement a convaincu les marchés qui ont accordé à la fin de l'OPE, le 26 octobre 1999, 95% du capital d'Elf Aquitaine à TotalFina, et accepté d'augmenter le capital de ce dernier du même montant.

### L'impact en Europe et en France, et le rôle des pouvoirs publics.

Dès l'annonce du projet de TotalFina et de la contre-offre d'Elf Aquitaine, le ministre de l'Economie, des Finances et de l'Industrie a souligné le très grand intérêt industriel du rapprochement, tout en restant neutre quant au choix du projet industriel retenu ; interrogé par TotalFina, comme par Elf Aquitaine, au titre de ses compétences régaliennes

dans l'exploration production et dans le raffinage, ainsi qu'au titre de l'action spécifique de l'Etat dans Elf Aquitaine, il n'a pas fait jouer son droit de veto. Dans les premiers jours de septembre 1999, les ministres ont également plaidé pour le rapprochement des entreprises en vue d'une solution amicale.

Les autorités européennes de la concurrence, saisies en septembre ont rapidement choisi de conserver à leur niveau la quasi intégralité du dossier et n'ont autorisé l'opération (le 9 février 2000) qu'au terme de dures négociations et sous de sévères conditions de cessions d'actifs dans la distribution, spécialement sur les autoroutes, et dans le stockage de produits pétroliers en France.

Pour opportun qu'il soit au plan industriel, le rapprochement entre TotalFina et Elf n'en demeure pas moins un dossier complexe et délicat pour le management de l'entreprise ; il nécessite en outre de la part des pouvoirs publics une vigilance proportionnée aux enjeux, notamment sociaux, de cette mise en place d'un géant français du pétrole employant 150000 personnes dont 45 % en France. 2000 sera à cet égard une année cruciale, où chacune des branches sera concernée par la recherche des «synergies» annoncées aux marchés.

A moyen terme, de nouvelles questions stratégiques de grande ampleur restent également posées. A l'international, spécialement en amont, la force du groupe provient de la très grande complémentarité des positions de TotalFina et d'Elf, respectivement concentrées autour d'un axe Est-Ouest (Amérique Latine, Golfe du Mexique, Moyen et Extrême Orient) et d'un axe Nord-Sud (Europe-Afrique). La meilleure assise du portefeuille minier du nouvel ensemble pourrait le conduire à redéfinir des priorités de développement privilégiant ces deux axes. TotalFinaElf devra également réorganiser ses équipes techniques et de recherche amont (Pau et Beauplan), et préparer l'avenir de sa position industrielle dans le Béarn.

En aval, TotalFinaElf, devra, pour respecter les conditions édictées par la Commission européenne, procéder à d'importantes cessions d'actifs. Ceci contribuera indirectement à un changement du paysage de la logistique pétrolière en France, et favorisera la montée en puissance à moyen terme de nouveaux acteurs sur ces marchés.

Enfin, la question de nouvelles alliances avec d'autres acteurs n'est pas close. Une entreprise comme l'ENI, société pétrolière intégrée de taille équivalente à la moitié de TotalFinaElf, détenue à 36% par l'Etat italien, s'est montrée à plusieurs reprises intéressée par l'étude d'un rapprochement avec le major français. Ce dernier affiche d'autre part une stratégie ambitieuse vis à vis de l'ouverture des marchés énergétiques aval en Europe et semble, dans cette perspective, vouloir renforcer sa coopération avec Gaz de France. Des alliances nouvelles prendront-elles forme dans les mois à venir ?

Autant de questions que le rapprochement entre TotalFina et Elf Aquitaine, en créant la première entreprise industrielle française et un acteur énergétique européen de premier plan, vient poser de façon nouvelle. Autant de choix stratégiques et de politique énergétique que les sociétés et les gouvernements devront faire d'ici aux prochaines années. Autant de bouleversements de la chaîne d'approvisionnement énergétique du pays, qui devront respecter la nécessaire sécurité d'approvisionnement de notre économie.

## L'industrie parapétrolière française face aux fluctuations des prix du pétrole brut

**L**es compagnies pétrolières ne réalisent que rarement elles-mêmes les importants travaux entrepris dans le cadre de leurs programmes de recherche d'hydrocarbures, d'équipement des puits ou d'exploitation ; elles font le plus souvent appel, pour ces métiers à fort contenu technologique, à un ensemble de sociétés sous-traitantes spécialisées. L'ensemble de ces sociétés forme l'industrie parapétrolière et paragazière, appelée par commodité, industrie parapétrolière.

L'industrie parapétrolière française a enregistré, en 1998, un chiffre d'affaires de 73 milliards de F et réalise 90% de ses activités à l'étranger. En terme d'emplois, ce secteur industriel représente 53000 personnes. Le fer de lance de l'industrie parapétrolière française sur les marchés extérieurs demeure la qualité technique reconnue de ses prestations, fondée sur une solide base de R&D (600 MF en 1998), notamment au travers des nombreux collaborations qu'elle entretient avec l'Institut Français du Pétrole.

Une rapide analyse depuis le milieu des années 80 montre que les investissements des compagnies pétrolières en exploration-production - et donc l'activité du secteur parapétrolier- suivent globalement les fluctuations du prix du baril avec un retard de 6 mois à un an. Mais, que ce soit à la hausse où à la baisse, les variations de ces investissements sont atténuées d'un facteur 2 par rapport aux variations du cours du brut.

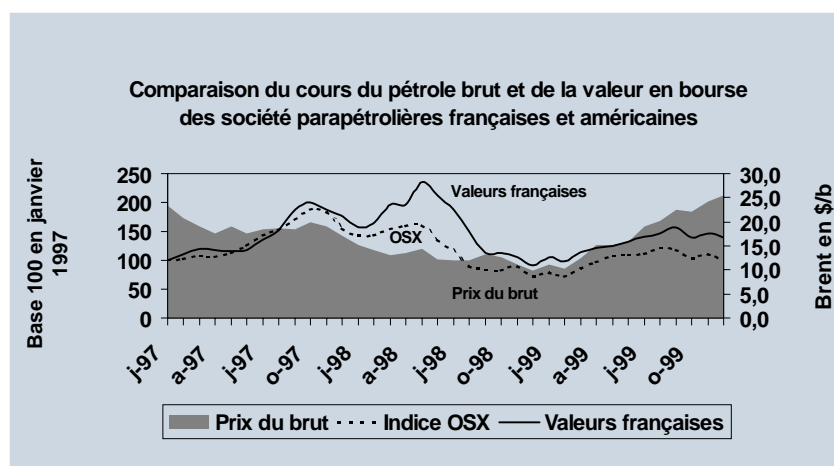
Fin 1996 et début 1997, les prix élevés du baril de brut, autour de 24\$/b, se sont traduits par de forts investissements des compagnies pétrolières et donc par un niveau d'activité important des sociétés parapétrolières. L'évolution de la

valeur boursière de ces sociétés a reflété cette conjoncture favorable avec une croissance moyenne des capitalisations proche de 100% sur l'année 1997.

**OSX** : Oilfield Service Index, indice de la bourse de Philadelphie représentatif de l'évolution de la valeur en bourse de 15 des plus importantes sociétés parapétrolières (Baker Hughes, Schlumberger, Cooper Cameron, ....)

**Valeurs françaises** : indice moyen de l'évolution des valeurs boursières de la Compagnie Générale de Géophysique, de Bouygues Offshore, de Coflexip Stena Offshore et de Technip (pondération de 25% pour chacune).

Pour de nombreuses raisons mais sans événement international majeur, le baril de brut est ensuite tombé brutalement d'un peu moins de 20 \$/b fin 1997 à 10 \$/b fin 1998. Si sur la lancée des investissements en exploration-production de 1997, les sociétés parapétrolières ont globalement continué d'enregistrer un niveau d'activité soutenu durant le premier semestre 1998, le second semestre est par contre resté gravé dans l'histoire de ce secteur. La forte chute du prix du brut a eu un impact immédiat sur les rentrées financières des compagnies pétrolières qui ont de ce fait différé voire annulé une



partie importante de leurs investissements, principalement dans le domaine de l'exploration-production. Le niveau d'activité des sociétés parapétrolières s'en est trouvé directement et fortement affecté. Cette période de récession et de concurrence accrue fut aussi l'occasion pour les donneurs d'ordres d'exercer une pression sur les prix et les marges de leurs sous-traitants. L'effondrement de la valeur boursière des sociétés parapétrolières, est révélateur de l'ampleur du phénomène observé. Ainsi, durant le second semestre 1998, c'est entre 35 et 70% que les actions de la majorité de ces sociétés ont abandonné, aussi bien pour les sociétés cotées aux Etats-Unis qu'à Paris, ce qui a évidemment entraîné leur fragilisation financière.

Si l'envolée des cours du brut de l'année 1999 a permis de renverser cette tendance, on reste encore loin du niveau d'activité enregistré il y a 18 mois et le redémarrage, bien que réel, est plus lent que lors des périodes similaires précédentes. De même, les valeurs boursières de ces sociétés se sont raffermies, tout en restant à des niveaux bien inférieurs à ceux enregistrés fin 1997, début 1998. En fait, le décalage traditionnel observé entre la reprise de prix du brut et celle des investissements, les pétroliers continuant d'élaborer des budgets avec des conditions de rentabilité exigeantes, semble aujourd'hui devoir quelque peu durer. La principale raison de cet allongement réside dans le mouvement de concentration qui touche actuellement l'industrie pétrolière. En effet, les multiples opérations de fusions-acquisitions

ralentissent considérablement le lancement de nombreux projets : la plupart des compagnies sont impliquées soit dans de lourdes opérations de réorganisation interne suite à un rapprochement avec un autre acteur, soit dans l'élaboration de stratégies d'attaque ou de défense qui leur permettront de figurer en bonne place dans la nouvelle configuration du secteur.

Pourtant, la plupart des voyants du secteur sont aujourd'hui passés au vert : à court terme, le baril oscille autour de 23\$ en raison des décisions prises par l'OPEP et de la reprise économique dont l'ampleur se confirme chaque jour; à plus long terme, les conclusions de la Commission Energie 2010-2020 du Commissariat Général au Plan ont confirmé qu'à cet horizon le pétrole resterait prédominant et que le gaz verrait sa part augmenter.

Il apparaît donc raisonnable de se montrer optimiste et de miser sur une augmentation des besoins d'investissements en exploration-production à partir du second semestre 2000. La poursuite de l'ouverture de l'amont des pays producteurs et les importantes sommes à mettre en jeu pour accélérer le développement de projets dans des domaines tels que l'offshore profond ou les huiles lourdes seront d'excellents catalyseurs de cette reprise.

L'industrie parapétrolière française devrait en tirer largement profit grâce à son expertise technologique développée depuis de nombreuses années avec l'appui du gouvernement, et aujourd'hui internationalement reconnue.

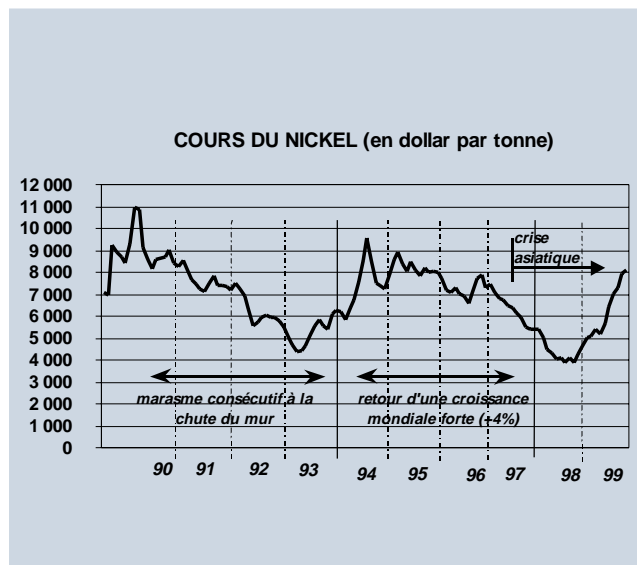
## Les métaux reprennent des couleurs

**D**ans le cas le plus général, c'est-à-dire en l'absence d'acteurs dominants régulant le marché, les prix des matières premières sont extrêmement sensibles à tout déséquilibre significatif entre l'offre et la demande. Les prix peuvent donc grimper à des sommets en cas de pénurie ou crever tous les planchers si une situation de surproduction s'installe.

La période consécutive à la crise asiatique, qui a vu justement les prix des métaux de base tour à tour s'effondrer (1998), puis se redresser vigoureusement (1999), illustre à souhait cette loi du marché. La résorption de la crise asiatique et le retour attendu à une croissance économique mondiale forte à partir de l'an 2000 (+4% par an) devraient amplifier la reprise des prix et redonner de l'élan à l'industrie des matières premières minérales, laquelle, éprouvée par l'à-coup de 1998, s'engage à son tour dans un mouvement de concentration.

### La crise asiatique: une tragédie (1998) pour les métaux de base ...

La crise asiatique, les «Tigres» et les «Dragons» basculant contre toute attente en récession profonde (fin 97), a en effet pris complètement à contre-pied une économie mondiale en pleine euphorie depuis 1994 (croissance continue de 4 % par an) et qui comptait poursuivre sans heurt particulier sur sa lancée. L'offre minière en métaux de base, qui s'efforçait de tenir le rythme soutenu



d'expansion économique, s'est alors retrouvée en situation de franche surproduction.

Les chutes de prix résultantes se sont étagées de 25% (acier courant, aluminium, plomb, zinc) à près de 50% (cuivre, nickel) (cf tableau n°1).

Tableau n° 1

#### EVOLUTION DES PRIX DES PRINCIPAUX METAUX

	1er semestre 1997 (période de référence)	Décembre 1998	Décembre 1999
<b>Acier</b>	<b>420</b>	<b>310</b> (-26 %)	<b>360</b> (-14%)
<b>Aluminium</b>	<b>1 600</b>	<b>1 250</b> (-22%)	<b>1 500</b> (-3%)
<b>Cuivre</b>	<b>2 450</b>	<b>1 450</b> (-41%)	<b>1 760</b> (- 28%)
<b>Nickel</b>	<b>7 400</b>	<b>3 900</b> (- 47%)	<b>8 080</b> (+9%)
<b>Plomb</b>	<b>650</b>	<b>500</b> (- 23%)	<b>480</b> (-26%)
<b>Zinc</b>	<b>1 250</b>	<b>950</b> (-24%)	<b>1 180</b> (-6%)
(en dollars par tonne)			
<b>Argent</b>	<b>4,9</b>	<b>4,9</b> (+0%)	<b>5,1</b> (+4%)
<b>Or</b>	<b>350</b>	<b>290</b> (-17%)	<b>285</b> (-19%)
<b>Palladium</b>	<b>150</b>	<b>300</b> (+100%)	<b>420</b> (+280%)
<b>Platine</b>	<b>385</b>	<b>350</b> (-11%)	<b>440</b> (+114%)
(en dollars par once)			

Le mouvement de baisse n'a dans l'ensemble pris son ampleur que courant 1998 au fur et à mesure de la prise de conscience qu'un retour de l'Asie du Sud-Est en tant que moteur de la croissance mondiale n'était guère envisageable avant l'an 2000.

La crise asiatique n'a en revanche guère modifié le cours des événements pour les métaux précieux, qui tous sont dans une situation spéciale : l'offre est structurellement soit très excédentaire (or), soit très déficitaire (argent, platine, palladium). Aussi l'or, dont le marché est noyé sous les ventes de banques centrales allégeant leurs réserves, a-t-il simplement poursuivi sa chute (290 dollars l'once fin 1998) tandis que l'argent et le platine sont grosso modo restés au même niveau et que le palladium a vu de son côté son prix doubler.

### ... suivie d'un redressement vigoureux dès le premier semestre 1999

En effet, à l'exception du plomb qui fait toujours pâle figure, les prix des métaux de base se sont redressés par étapes en 1999, plusieurs d'entre eux ayant même retrouvé en décembre leur niveau d'avant crise (aluminium, nickel, zinc).

Ce redressement s'est enclenché dès le début de l'année 1999 pour deux des métaux, le nickel et le zinc, en raison de facteurs spécifiques, respectivement une offre plus étroite que prévue et

une demande très dynamique grâce à l'industrie automobile (emploi accru de tôles galvanisées pour l'anti-corrosion et boom des ventes de voitures aux Etats-Unis et en Europe).

Les hausses généralisées qui ont suivi à partir d'avril s'expliquent par une offre qui s'est adaptée (restrictions de production) et, surtout, par une demande à nouveau en très nette croissance, allant de 3 à 5 % (à l'exception de l'acier : + 1 %) (cf tableau n°2), du fait du redémarrage de l'Asie du Sud-Est et de la poursuite de la croissance américaine (4% comme en 1998).

Le plomb, dont le cours s'est même encore tassé un peu plus (480 dollars/tonne), fait exception car étant un sous-produit des mines de zinc, il est une production fatale en général mal ajustée aux besoins, et en ce moment trop excédentaire.

Quant aux métaux précieux, l'or a connu des hauts et des bas, mais s'est à nouveau stabilisé à 290 dollars l'once en fin d'année, l'argent a peu varié, et les deux platinoïdes –le platine et le palladium- n'ont cessé de voler de record en record, atteignant tous deux 450 dollars l'once fin décembre.

Enfin, il y a lieu de signaler que les opérateurs européens ont vu s'ajouter à ces variations en dollar, monnaie de cotation des métaux, un renchérissement de 17 % résultant de la dépréciation de l'euro : il valait juste 1 dollar fin 1999 contre 1,17 lors de son lancement. L'implication économique est évidemment opposée pour les producteurs (ventes plus rentables) et les consommateurs (achats plus onéreux).

Tableau N° 2

#### CROISSANCE DE LA CONSOMMATION ET DU PIB MONDIAL EN RYTHME ANNUEL

	1994-1997	1998	1999 (estimation)	2000 (prévision)
Acier	+ 2,5 %	- 1 %	+ 1 %	+ 3 %
Aluminium	+ 3,0 %	+ 0 %	+ 3 %	+ 3 %
Nickel	+ 5,0 %	+ 2,5 %	+ 5 %	+ 5 %
Plomb	+ 2,0 %	- 1 %	+ 3 %	+ 2 %
Zinc	+ 3,0 %	+ 1 %	+ 4 %	+ 3 %
PIB mondial	+ 4,0 %	+ 2,3 %	+ 3 %	+ 3,5 % à 4 %



## Des pays exportateurs peu enclins à abaisser déjà leur garde

Les pays dont les métaux de base ainsi que l'or représentent une part essentielle des exportations ont subi de plein fouet le choc de la crise asiatique. Leur objectif prioritaire - permettre à leurs groupes miniers d'encaisser le choc à leur niveau - les a amenés rapidement à laisser leur monnaie se dévaluer au fil des baisses de prix.

A la fin du processus, c'est-à-dire fin 1998, la dévaluation a atteint 20 % dans les pays les plus affectés, c'est-à-dire ceux dont la part des métaux dans les exportations est particulièrement élevée : Afrique du Sud (25 %), Australie (25 %), Chili (40 %), Pérou (40%).

Depuis lors, le mouvement inverse n'a pas eu lieu. Ces pays n'ont en effet pas intérêt à laisser leurs monnaies « matières premières » se réévaluer franchement tant qu'il reste des incertitudes sur la solidité de la reprise des prix des métaux de base et que l'or continue à broyer du noir.

## Des groupes miniers et métallurgiques maintenant poussés à se concentrer

L'année 1999 restera dans les annales de la mondialisation comme l'an « 1 » de la concentration dans le domaine des métaux de base.

L'industrie minière, bien que très morcelée dans l'ensemble (à l'exception du fer), s'était en effet limitée jusqu'alors à des réorganisations nationales, surtout en Afrique du Sud (fin de l'apartheid), ou à des recentrages pour davantage cibler les investissements. La chute des prix catastrophique de 1998, durement ressentie par les entreprises, a agi comme un déclic et enclenché les premières concentrations.

Ce sont les deux métaux non-ferreux les plus importants, l'aluminium et le cuivre, qui ont été le théâtre en 1999 des premiers mouvements de regroupement entre acteurs de premier rang. Leur

finalité stratégique est à la fois de faire des économies d'échelle pour réduire les coûts et de peser plus lourd face à des industries « consommatrices » qui ne cessent de leur côté de se concentrer davantage tous les jours. Dans l'aluminium, la course au regroupement a d'emblée mis aux prises les trois premiers, l'américain Alcoa (n° 1), le canadien Alcan (n° 2) et le français Pechiney (n° 3), soucieux chacun de prendre les devants dans la constitution de pôles dominant la profession. Mais c'était sans compter avec les autorités de la concurrence : celles-ci viennent en effet de recaler le projet de fusion tripartite entre Alcan, Pechiney et Alusuisse (n° 20), et il n'est pas acquis qu'elles donnent leur aval au regroupement concurrent d'Alcoa avec son confrère Reynolds, qui représenterait le cas échéant 17-18 % du marché de l'aluminium. Dans le cuivre, la concentration a impliqué quatre des dix premiers, tous nord-américains, et s'est faite par le biais d'OPA réussies : de Phelps Dodge sur Cyprus Amax, et de Grupo Mexico sur Asarco, donnant respectivement les nouveaux n°2 et n°3 de la profession, avec 12% et 10% de la production minière, maintenant à seulement quelques encablures du n°1, le chilien Codelco (15%). Dans ces deux secteurs, il s'agit d'une première étape de réorganisation. Quant aux autres métaux de base, on peut s'attendre en premier lieu à des regroupements du côté du plomb et du zinc, qui tous deux souffrent d'un morcellement particulièrement prononcé (les n°1 ne représentent que 7-8% de la production).

## L'an 2000 : perspectives au beau fixe ?

L'économie mondiale, après une année 1999 de redressement, commence l'année 2000 dans des conditions idylliques : croissance plus vive en Europe (3%) et toujours forte aux Etats-Unis (+ 3 à 4%), une Asie hors Japon à nouveau sur les rails (+ 5%) et une Amérique latine entrant en convalescence (+ 2,5%). Au total, malgré un Japon encore dans l'ornière (0%), le PIB mondial pourrait s'accroître en 2000 de près de 4%, retrouvant alors son niveau élevé de la période faste 94-97 ; beaucoup y voient le démarrage

d'une nouvelle période toute aussi faste de plusieurs années. Dans ce cas de figure, la reprise d'ensemble des prix des métaux de base devrait s'amplifier, la consommation se développant à nouveau vivement (cf tableau n°3), et il n'est pas impossible que l'or cette fois-ci suive : les ventes de banques centrales sont maintenant assez bien encadrées à la suite du « Washington Agreement » du 26 septembre 1999<sup>(1)</sup> et, côté demande, on peut s'attendre à un attrait redoublé pour l'or (bijouterie, les conditions économiques et psychologiques étant à nouveau réunies (pouvoir d'achat accru ; confiance retrouvée).

Des hypothèses pèsent cependant sur ce scénario « rose ». Tout d'abord, si l'Asie redécoule plus rapidement que prévu, le délai

a été trop court pour régler tous les problèmes de structure à l'origine des crises financières ; il y a donc un danger potentiel de rechute tant que les réformes nécessaires n'auront pas été menées à leur terme sur les points essentiels, du moins tant que le Japon n'aura pas repris son rôle de pivot économique régionale. Ensuite, et surtout, les Etats-Unis – locomotive actuelle de l'économie mondiale par leurs importations massives – ont aussi des faiblesses structurelles pouvant donner lieu un jour ou l'autre à une nette baisse de sa croissance. En ce cas, on peut craindre que les autres économies ne se grippent également. Les perspectives pour l'industrie des matières premières minérales n'auraient alors plus du tout aussi bonne tournure, surtout si une situation de nette surproduction se trouvait recréée.

**Tableau n° 3**  
**Consommation**  
**mondiale de métaux**  
**en 1999**

<b>Acier</b>	<b>750 000 000 T</b>
<b>Aluminium</b>	<b>28 000 000 T</b>
<b>Cuivre</b>	<b>14 000 000 T</b>
<b>Nickel</b>	<b>1 100 000 T</b>
<b>Plomb</b>	<b>6 100 000 T</b>
<b>Zinc</b>	<b>8 000 000 T</b>
<b>Argent</b>	<b>25 000 T</b>
<b>Or</b>	<b>3 500 T</b>
<b>Palladium</b>	<b>250 T</b>
<b>Platine</b>	<b>175 T</b>

<sup>1</sup> Les quinze banques centrales européennes se sont engagées à limiter leurs ventes d'or à 400 tonnes par an pendant cinq ans.

# L'émergence d'un pôle minier français

## Des champions poids plume

**I**l existe en France une forte tradition minière qui a contribué au développement de nombreuses exploitations depuis le début du siècle (potasse, fer, bauxite...). Aujourd'hui, la régression des bassins miniers et la découverte outre-mer de gisements plus intéressants ont transformé le paysage des entreprises minières françaises. Moins nombreuses, mais organisées maintenant de façon internationale,

### La Cogema

Détenue à 82% par l'Etat, au travers de CEA-I et de l'ERAP, la Cogema est le numéro un mondial de l'uranium avec une production annuelle de 439 tonnes de concentrés en 1999 et un patrimoine minier de premier ordre en Afrique (Niger) et au Canada. Elle n'exclut pas de se développer vers d'autres activités minières si des opportunités intéressantes se présentent. Ses capacités financières lui permettent d'avoir une politique à long terme, ses capacités techniques sont particulièrement développées dans les techniques minières ainsi que dans les procédés hydrométallurgiques. La Cogema est aussi parmi les tout premiers acteurs mondiaux du cycle du combustible nucléaire (enrichissement, conversion, retraitement).

elles occupent souvent le premier rang mondial dans leur domaine de spécialité. Elles demeurent toutefois des «champions poids plume» face aux poids lourds que sont les grands conglomérats anglo-saxons. Ainsi,

### Eramet

Détenu à 25% par l'État, Eramet est :

- Le numéro 3 mondial du nickel avec une production annuelle de 56000 tonnes en Nouvelle Calédonie et avec son usine de Sandouville (nickel de haute pureté et cobalt).
- Le numéro 1 mondial des alliages de manganèse au travers de sa filiale majoritaire Comilog qui extrait plus de 2 millions de tonnes de minerai des mines gabonaises de Moanda et est également présente dans de nombreux pays pour la transformation du manganèse en ferro-alliages (France, Italie, Belgique, USA, Chine).
- Le numéro un mondial des aciers rapides, avec 25000 tonnes/an de produits plats, longs et de poudres produits dans les usines d'Erasteel situées en France et en Suède.

le britannique Rio Tinto a une capitalisation boursière 17 fois supérieure à celle d'Eramet. Cette dimension financière est d'autant plus importante que le secteur minier est très fortement capitalistique : le lancement d'un nouveau projet minier nécessite, pour être économiquement rentable, des mises de

### Le BRGM

Etablissement public à caractère industriel et commercial, le BRGM poursuit des recherches dans le domaine des sciences de la terre. Il garde par ailleurs une activité de prestataire de service notamment pour l'exploration minière, la valorisation des minerais et l'environnement. Ses clients sont des Etats, des groupes privés ou des bailleurs de fonds internationaux. Le BRGM détient directement quelques participations : 15% dans le projet Goro nickel en Nouvelle Calédonie, projet minier important qui a un potentiel de production de 50000t de nickel par an. et 100% de COMINOR société minière axée sur l'or.

fonds de l'ordre de 500 millions à un milliard de dollars US. Pour favoriser le développement des activités minières et métallurgiques françaises, et se prémunir d'OPA étrangères hostiles, l'État a organisé ou favorisé diverses opérations qui, en 1999 ont rapproché les entreprises minières dans lesquelles il a une participation : Eramet, la Cogema et le BRGM, préfigurant l'émergence d'un pôle minier français et donnant le signe d'une nouvelle dynamique dans ce secteur.

### 1999, une année historique pour l'industrie minière française

1999 a vu l'absorption par Eramet du groupe familial Sima (3,5 milliards de F de chiffre d'affaires dans les aciers spéciaux). Par ailleurs, Eramet et la Cogema se sont alliés pour racheter ensemble (Eramet à 70%, Cogema à 30%) en 1999 les activités de production de ferromanganèse du groupe norvégien Elkem (600 kt/an de ferromanganèse) représentant un chiffre d'affaire de 2,3 milliards de F en Norvège et aux États-Unis. L'ensemble de ces nouvelles acquisitions a permis à Eramet d'augmenter la taille de son groupe de 60%, ; il emploie aujourd'hui de l'ordre de 17000 personnes et son chiffre d'affaires est supérieur à 17 milliards de francs.

1999 a également vu la conclusion d'un accord entre la Cogema et la société minière canadienne Cameco, par lequel celle-ci a cédé 50% des actions de

la société Uranerz. A l'issue de cette transaction, la Cogema a porté sa participation consolidée dans le gisement d'uranium à haute teneur de Mc Arthur river (premier gisement mondial avec 185000 t de ressources) de 16% à 30%. Par ailleurs, la Cogema a mis en service en juin 1999 une nouvelle usine de traitement du minerai d'uranium d'une capacité de 23 000 tonnes de minerai par an (voir photo ci-dessous). Le chiffre d'affaire de son activité uranium est de plus de 2 milliards de F.

C'est dans ce contexte très porteur qu'est intervenu, en décembre 1999, l'apport à la Cogema de la participation de l'État dans le capital d'Eramet (25%). Cette opération renforce Eramet et devrait lui donner les moyens de financer son développement. Le nouvel ensemble devrait prochainement être complété, à la demande de l'État, par la cession à la Cogema des actifs miniers aurifères du BRGM (Cominor, dont le chiffre d'affaires annuel est de 200 MF) Ce rapprochement de trois groupes miniers fortement spécialisés permettrait une mise en commun des compétences et des réseaux, et ouvrirait de nouvelles perspectives de carrières pour les personnels.



La mine à ciel ouvert et l'usine de traitement du site de Jeb au nord du Saskatchewan (Canada), détenues à 70 % par la Cogema.

L'année 1999, qui a vu se succéder en quelques mois ces importantes acquisitions d'actifs miniers et d'entreprises étrangères et ce rapprochement des opérateurs nationaux, peut véritablement être qualifiée de tournant offensif pour l'industrie

minière et métallurgique française. Mais cette restructuration ne marque sans doute pas un stade définitif dès lors que l'économie se trouve de plus en plus mondialisée.

# Audit de la politique énergétique de la France par l'AIE

**T**ous les quatre ans, les pays membres de l'AIE font l'objet d'une revue en profondeur de leur politique énergétique. D'une durée d'environ six mois, cette revue débute par la visite du pays par une équipe d'évaluation, se poursuit par des contacts entre le Secrétariat de l'AIE et le pays membre et s'achève par la présentation du rapport d'évaluation au Comité « Standing Long Term » de l'AIE, selon une procédure contradictoire, chaque pays, y compris le pays évalué, pouvant faire part de ses remarques.

Pour la France, le processus de la revue a débuté par la visite qui s'est tenue du 13 au 17 décembre 1999 et se terminera par la présentation du rapport d'évaluation le 21 ou 22 juin 2000. Elle est présidée par le Dr Masaaki Mishiro, Directeur de la Division des Affaires Internationales à l'Agence des Ressources Naturelles et de l'Énergie du MITI (Japon).

La revue vise à évaluer la pertinence de la politique énergétique française au regard des « Objectifs partagés », que la France s'est engagée à respecter en adhérant à l'AIE en 1991.

A l'issue de la visite du 13 au 17 décembre, une synthèse des conclusions préliminaires a été présentée à la DGEMP. Cette synthèse est à considérer avec précautions dans la mesure où seul le rapport, qui reste à écrire par le Secrétariat de l'AIE avec le concours de l'équipe d'évaluation, a une valeur définitive.

Les points principaux abordés au cours de cette synthèse sont les suivants :

## Politique générale et marchés de l'énergie

L'équipe d'évaluation reconnaît le succès de la politique énergétique française, notamment pour les émissions de CO<sub>2</sub>. Elle suggère de donner plus de place aux forces du marché et d'accroître

l'implication des consommateurs dans le processus de régulation.

## Efficacité énergétique et Changement climatique

L'équipe signale l'importance des choix futurs sur le nucléaire pour l'évolution des émissions de gaz à effet de serre et recommande d'examiner la question du chauffage électrique. Elle recommande également de poursuivre les mesures visant à améliorer l'efficacité des véhicules et à diversifier les modes de transport, ainsi qu'à maîtriser les conséquences de l'ouverture des marchés de l'électricité et du gaz sur la pénétration de nouvelles technologies.

## Gaz

L'équipe suggère une plus forte implication de GDF dans l'amont gazier. Tout en reconnaissant les mérites de l'actuel avant-projet de loi, elle recommande d'aller au-delà des prescriptions européennes pour l'ouverture des marchés et d'établir des partenariats entre GDF et d'autres opérateurs.

## Électricité

L'équipe reconnaît les travaux législatifs en cours pour l'accès des tiers au réseau et souligne l'importance du rôle de la fonction de régulation. Elle considère que le Conseil de la concurrence aura une mission « vitale » pour assurer l'efficacité de la structure de régulation envisagée.

## Nucléaire

L'équipe suggère d'envisager un allongement de la durée de vie des centrales existantes et d'introduire des mécanismes de marché. Elle salue la politique française de maintenir ouverte l'option nucléaire au-delà de 2010, en recommandant de veiller au maintien des compétences (EPR ou exportation).

## R & D

L'équipe recommande l'élaboration d'une programmation pluriannuelle de l'effort national de R & D en relation avec l'énergie, l'environnement et les transports.

Constituant un regard extérieur sur la conduite de notre politique énergétique, cet exercice peut être le révélateur de critiques que le débat franco-français –même involontairement- est amené à occulter. Le dernier rapport avait joué ce rôle en insistant sur le retard de la France en matière d'ouverture de ses marchés et l'insuffisance de son effort de recherche sur les filières énergétiques nouvelles. Le rapport officiel, lorsqu'il sera disponible en juin 2000, comportera sans doute la même dose de "poil à gratter" irritant sur le moment mais stimulant sur le moyen terme par les réactions suscitées.



## Une année d'action internationale de la DGEMP

**L'**action courante de la DGEMP en matière internationale passe par une quantité d'événements souvent discrets, mais essentiels pour constituer une politique suivie et efficace. En forme de «kaleïdoscope» nous égrènerons ainsi une série de faits marquants dans ce domaine.

Dans le secteur des relations bilatérales, l'évènement le plus marquant a été la mise en place d'un groupe de travail franco-indien de haut niveau qui s'est réuni pour la première fois à New Delhi les 15 et 16 mars 1999. Le principe de sa création remonte à la visite d'Etat du Président de la République en Inde en janvier 1998 et illustre un nouveau partenariat entre les deux pays. Ce groupe de travail couvre tous les sujets énergétiques, y compris le nucléaire. Sa tenue a permis au directeur général de l'énergie et des matières premières, d'avoir de très nombreux contacts avec des autorités ministérielles indiennes spécialisées dans chaque type d'énergie (charbon, électricité, énergies renouvelables ...). Il a ouvert des perspectives prometteuses de coopération compte tenu des besoins énergétiques croissants de l'Inde qui souffre d'un déficit chronique d'électricité. Pour y faire face, l'Inde s'est lancée dans un programme ambitieux d'équipements électriques dimensionnés à la mesure d'un pays peuplé de presque un milliard d'habitants. Dans ce contexte, nos interlocuteurs ont exprimé un grand intérêt pour le développement de l'électronucléaire en France dans la mesure où un programme de même nature serait très utile pour surmonter dans de bonnes conditions le déséquilibre électrique indien. Toutefois, des développements significatifs dans ce secteur sont subordonnés à la souscription par l'Inde des engagements internationaux adéquats (traité de non-prolifération, traité sur les essais nucléaires, contrôle de l'Agence internationale de l'Energie Atomique). Ceci dit, la volonté de rapprochement entre les deux pays dont témoigne ce nouveau groupe de travail,

ainsi que sa fonction d'entraînement auprès des opérateurs énergétiques des deux pays, devraient permettre des progrès comparables à ceux qu'a enregistrés la structure de coopération qui existe depuis longtemps dans le domaine minier.

Ainsi, le Groupe de travail franco-indien sur l'exploration et le développement miniers a tenu sa 13<sup>ème</sup> session du 15 au 18 novembre 1999 à Delhi, sous la coprésidence du directeur général et de M. Chatterjee, secrétaire au ministère des Mines et des Matières Premières. La réunion régulière de cette instance sur une longue période a permis le développement de relations de travail excellentes entre le BRGM et ses homologues indiens, notamment le GSI (Geological Survey of India) et l'IBM (Indian Bureau of Mines).

Quant au groupe de travail franco-turc qui s'est réuni les 8 et 9 juin 1999 pour la quatrième année consécutive, il a permis de faire le point sur les intentions du ministre de l'Energie, reconduit dans ses fonctions après les élections du printemps. Les autorités turques ont ainsi fait part de leur volonté de faire évoluer le cadre juridique afin d'assurer une meilleure protection des investissements privés, en prévoyant notamment la possibilité du recours à l'arbitrage international. Confrontée à un risque de pénurie énergétique, la Turquie est pour les opérateurs énergétiques français, un marché de choix. En outre, ce pays de transit qui se situe au débouché des voies d'évacuation vers l'Europe Occidentale du pétrole de la Mer Caspienne comme du gaz du Moyen Orient, présente un intérêt stratégique évident.

La DGEMP a organisé ou participé à bien d'autres manifestations internationales. Ainsi, à son initiative, s'est tenu à Pékin les 12 et 13 avril, en présence des autorités énergétiques chinoises, un séminaire gazier avec la participation de TOTAL et de GDF. Ce séminaire avait pour objet de souligner les atouts de

l'industrie et de la technologie française dans le domaine du GNL (gaz naturel liquéfié) au moment où la Chine qui produit un peu moins de 23 milliards de m<sup>3</sup>, doit voir sa consommation gazière passer à 80 milliards en 2010, ce qui ouvre des perspectives de développement considérables auxquelles la France souhaite participer.

Parallèlement à ce séminaire, le groupe de travail franco-chinois sur les métaux non ferreux a tenu sa 4<sup>ème</sup> session à Pékin le 14 avril 1999. Il était coprésidé par M. Houssin, le directeur des matières premières et des hydrocarbures à la DGEMP, et par M. Gao Dezhu, directeur général adjoint de l'administration d'Etat à l'industrie des métaux non ferreux (SANMI). Ce groupe a permis de faire le point sur les évolutions majeures que connaît actuellement le secteur des métaux non ferreux chinois, ainsi que sur les perspectives de coopération avec les entreprises françaises.

Toujours en Asie, il faut mentionner la réunion à Séoul de la 14<sup>ème</sup> conférence de la KAIF (Korea Atomic Industrial Forum) qui rassemble chaque année des représentants qualifiés de l'industrie nucléaire mondiale. Devant cette instance, M. Dominique Maillard a présenté la politique nucléaire de la France et son dispositif institutionnel à la lumière des récentes orientations gouvernementales sur les choix énergétiques du pays, la lutte contre l'effet de serre et l'amélioration de la transparence dans ce secteur.

Sur le plan communautaire, on peut relever entre les deux Conseils «Energie» des 11 mai et 2 décembre, successivement sous présidences allemande et finlandaise, des éléments de continuité. Les ministres ont évoqué une future directive relative à l'électricité produite à partir des énergies renouvelables. Tous ont émis sur le principe un avis favorable à la promotion des énergies renouvelables au sein de l'Union Européenne, mais un consensus n'a pas encore été trouvé sur le périmètre de ces énergies, les objectifs à atteindre ni sur les moyens à mettre en œuvre (prix, subventions, appel d'offres).

L'autre grand thème sensible des deux Conseils «Energie» du 11 mai et du 2 décembre a été la libéralisation du marché de l'électricité et plus particulièrement l'état de la transposition dans les Etats-membres. En raison de notre retard, le débat a souvent tourné à une mise en accusation de la France par certains de nos partenaires. Sur le fond, le

marché français est beaucoup plus ouvert qu'on ne le laisse entendre ; par application immédiate de la directive, les consommateurs de plus de 100 GWH sont éligibles depuis le 19 février 1999, ce qui correspond à une ouverture de 20 % du marché. Ceci a permis à des industriels consommateurs de changer de fournisseurs d'électricité, si bien qu'entre une ouverture complète du marché mais où rien ne change et une ouverture limitée, mais effective, la France peut parfaitement supporter la comparaison avec ses partenaires.

Dans le domaine multilatéral, l'évènement le plus marquant a été la célébration du 25<sup>e</sup> anniversaire de la création de l'Agence Internationale de l'Energie. Cette agence créée en 1974 au sein de l'OCDE, dans un contexte d'affrontement entre pays producteurs et pays consommateurs après le choc pétrolier de 1973, a su peu à peu s'émanciper de ce contexte polémique et devenir une organisation internationale de référence dont les études font désormais autorité dans le domaine de l'énergie. L'évolution de l'Agence a permis à la France d'en devenir membre en 1992. Cet anniversaire a donné lieu les 24 et 25 mai 1999 à la tenue d'une conférence ministérielle sur le changement climatique. L'agence est en effet amenée à s'intéresser de plus en plus aux questions environnementales compte tenu la part élevée de l'énergie - 80% - dans les émissions de gaz à effet de serre.

Si tous les Etats membres de l'Agence ont réaffirmé solennellement la solidité de leurs engagements pris à Kyoto, la plus grande diversité des moyens a été inventoriée pour y parvenir. L'éventail passe par un recours accru aux énergies renouvelables, le développement de la maîtrise de l'énergie, une politique de promotion des véhicules électriques sans oublier le nucléaire qui représente 17,7% de l'électricité produite dans le monde et grâce auquel la France a un taux d'émission de CO<sub>2</sub> parmi les plus bas des grands pays industrialisés.

La DGEMP est également active dans les trois groupes d'études internationaux sur les métaux non ferreux: plomb-zinc, cuivre et nickel où elle représente la France. Dans ce domaine, il faut relever la tenue à Paris en octobre dernier de la session plénière du groupe d'étude international sur le plomb et le zinc qui a rassemblé pendant trois jours à Bercy environ 300 participants venant de 28 pays membres.

Si l'on dresse pour 1999 un bilan rapide des activités internationales, on peut, en conclusion, noter le caractère encourageant du fonctionnement des groupes bilatéraux tout particulièrement avec des partenaires aussi stratégiques que l'Inde, la Turquie ou la Chine.

En revanche, cette même année laisse dans le domaine communautaire une impression de ralentissement.

Pour ce qui est de l'Agence Internationale de l'Energie, le cap des 25 ans marque la consolidation de l'Institution qui a su faire ses preuves et s'adapter à un contexte différent de celui qui avait présidé à sa fondation.

## Les catastrophes énergétiques de décembre 99

**L**es tempêtes de décembre ont établi de tristes records en termes de marée noire et de défaillance du réseau électrique. Dans un premier temps, la priorité a bien sûr été donnée à la lutte contre la pollution, à la mise en place de moyens électriques de secours et à la réparation du réseau EDF. Mais, très vite, le gouvernement a voulu tirer les leçons de ces événements et rechercher les moyens d'éviter qu'ils puissent se reproduire.

### Le naufrage du pétrolier «Erika»

Le dimanche 12 décembre 1999, le pétrolier «Erika», construit en 1975 au Japon et battant pavillon maltais, se brisait en deux au cours d'une tempête à environ 70 km au Sud-Ouest de la Pointe de Penmarc'h en Bretagne. Une avarie avait été détectée la veille et le navire se dirigeait alors vers Donges. L'équipage (26 hommes) a pu être sauvé dans des conditions très difficiles. La partie avant du navire devait sombrer rapidement tandis que la partie arrière coulait le 13 décembre alors qu'on la remorquait au large.

Ce pétrolier transportait en Italie environ 30 000 tonnes de fioul-lourd n°2 dans le cadre d'un affrètement au voyage par le groupe Totalfina. Près de 10 000 tonnes d'un produit très visqueux, non dispersible chimiquement se sont échappées de l'épave au moment de la cassure du navire. Malgré le plan Polmar mer, aussitôt déclenché par la préfecture maritime de Brest, et les importants moyens mis en œuvre, peu de combustible sera récupéré en raison de conditions météorologiques très défavorables.

Dans les jours qui suivirent, la masse des hydrocarbures déversés devait se scinder en de nombreuses nappes dont le suivi n'a pas toujours été

aisé. Les plans Polmar terre ont d'abord été déclenchés, conformément aux prévisions, dans les départements de Vendée et de Charente Maritime. Mais la «marée noire» devait finalement toucher en premier lieu, le 24 décembre, les départements du sud de la Bretagne : Finistère, Morbihan ainsi que la Loire-Atlantique. Dès lors, d'importants moyens, tant professionnels, militaires que bénévoles, furent mis en œuvre pendant plusieurs semaines sur près de 400 km de côtes. Le 11 janvier 2000, le Fipol (fonds d'indemnisation pour les pollutions dues aux hydrocarbures) ouvrait un bureau d'indemnisation à Lorient. Le plafond d'indemnisation de cet organisme est actuellement de 1,2 milliards de francs.

Du rapport provisoire de l'enquête menée par le ministère des Transports on peut d'ores et déjà tirer un certain nombre d'enseignements. La rupture d'une cloison entre la citerne n°3 et une citerne de ballast semble être à l'origine d'une série de défaillances en chaîne dues à la faiblesse de la structure qui ont provoqué, au final, sa cassure. Le navire, enregistré par la société de classification italienne Rina, avait cependant passé, au cours des derniers mois, un certain nombre d'inspections et de contrôles réglementaires et possédait les certificats nécessaires.

Dès le mois de février 2000, le ministère de l'Équipement, du Logement et des Transports organisait un large débat au sein de la profession et aboutissait à la signature le 10 d'une «charte» avec les opérateurs (affréteurs et armateurs) et les organismes professionnels. Dans ce texte les opérateurs prennent un certain nombre d'engagements quant à la structure et l'âge des navires utilisés par eux, la transparence dans la gestion et la propriété des navires, les exigences sociales, l'utilisation de certains pavillons, le renforcement des contrôles de sécurité des navires. Par ailleurs, une convention était signée avec la société Totalfina pour la récupération des

hydrocarbures restés dans les épaves. Cette opération, dont Totalfina, a la maîtrise d'ouvrage, s'opérera sous le contrôle de l'Etat.

Devant l'ampleur de cette catastrophe, les autorités françaises ont élaboré plusieurs propositions nouvelles afin de prévenir de tels accidents. Ces actions portent sur différents domaines, parmi lesquels on peut citer :

- l'amélioration des règles de navigation au large des côtes françaises ;
- le renforcement du nombre des contrôles des navires et de leur qualité ;
- l'amélioration de la sécurité des navires pétroliers (double coque) ;
- l'amélioration du fonctionnement du Fipol et l'augmentation du plafond d'indemnisation ...

Ces propositions feront l'objet d'initiatives françaises au cours de l'année 2000 au sein des différentes instances concernées : OMI (Organisation Maritime Internationale), Union européenne, Fipol. Les enseignements tirés de cette crise permettront également d'actualiser et de rendre plus efficaces les plans POLMAR mer et terre.

## La bonne tenue de la logistique pétrolière

La seconde tempête conduisit la Dimah à activer sa cellule de crise dès le 29 décembre 1999, lorsque la connaissance des installations pétrolières touchées et des perturbations sur la logistique s'est précisée.

La tempête avait en effet rendu certains dépôts inaccessibles en raison des inondations (Ambès, La Pallice, Caen), endommagé quelques postes de chargement (chute d'auvents) et réduit le flux d'approvisionnement de certains autres suite aux défaillances d'alimentation électrique touchant les voies ferrées et une partie des réseaux d'oléoducs. Les mauvaises conditions météorologiques entraînèrent également des retards de livraisons dans les approvisionnements par voie maritime.

A l'approche du nouvel an et du bogue redouté, la Dimah s'était préparée avec l'ensemble de la profession pétrolière à parer à toute éventualité ; la cellule de crise, déjà en semi-veille, put donc activer très rapidement le réseau de ses correspondants pétroliers.

Si les perturbations furent partiellement compensées par une baisse de la demande de carburants d'environ 20 % dans la dernière semaine de décembre en raison de la réduction du trafic routier, en revanche les coupures électriques obligèrent la profession à mettre en place la logistique d'urgence que requerrait l'approvisionnement de quelques 1500 à 2000 groupes électrogènes de secours de puissance très variable.

La Dimah s'est efforcée de prévenir toute difficulté d'approvisionnement en diligentant ses recommandations aux pouvoirs publics locaux via le COAD (centre opérationnel d'aide à la décision dépendant du ministère de l'Intérieur) et à la profession pétrolière : reconstitution des stocks locaux à l'approche du week-end, recensement des besoins pour les services publics, dérogations pour le transport des matières dangereuses en période de week-end... Exerçant parallèlement une vigilance sur le passage « an 2000 », elle a notamment veillé à ce que les mesures préventives prises dans ce domaine ne deviennent pas un facteur aggravant les conséquences de la tempête. En prise directe avec les acteurs pétroliers et les 7 préfectures les plus touchées, elle a pris une part active à la résolution des difficultés rencontrées localement.

La situation rétablie, il faut se féliciter de l'excellente réactivité de la profession pétrolière dans son ensemble. Oubliée par les feux des projecteurs médiatiques, celle-ci a su se mobiliser dans la discrétion et répondre dans l'urgence à des besoins imprévus, dans une période où elle gérait à la fois les changements de spécifications sur les essences et le gazole, et ses dispositifs de veille pour le passage au nouveau millénaire.

Il convient de retenir de ces événements les premiers enseignements suivants :

- La faible sensibilité aux aléas climatiques de la logistique pétrolière, plus touchée par les facteurs extérieurs à la profession (électricité du réseau, centraux téléphoniques perturbant la télécommande des oléoducs) que par la tempête elle-même.
- L'intérêt de fiabiliser le réseau de télécommunications des oléoducs, qui se sont révélés plus sûrs que les autres modes de transport, et de réduire leur dépendance au réseau EDF.
- L'importance des dépôts de maillage qui ont pallié le blocage des dépôts côtiers, et dont la

proximité avec les consommateurs a permis d'approvisionner ces derniers malgré la paralysie partielle du réseau routier.

- L'intérêt des stations-service de maillage, en particulier lorsqu'elles sont équipées de groupes électrogènes.

## L'impact sur le réseau électrique

### Les conséquences des tempêtes

Les tempêtes de décembre 1999 ont provoqué des dégâts d'une ampleur sans précédent sur le réseau électrique : 25 % des lignes à très haute tension se sont trouvées indisponibles et 25 000 poteaux ont été endommagés en basse et moyenne tensions. Au plus fort de la crise, 3,4 millions de clients, soit plus de 10 % des abonnés, étaient sans électricité.

La mobilisation de moyens exceptionnels a permis la réalimentation de tous les clients le 13 janvier 2000. EDF a ainsi mobilisé 18 100 personnes sur le terrain (8 500 techniciens EDF, 4 200 techniciens d'autres entreprises nationales, 1 800 techniciens étrangers venus de 15 pays, 3 600 militaires), et installé 5 300 groupes électrogènes représentant 400 MW.

### La gestion de la crise

La gestion «à chaud» de la crise a notamment été facilitée par les plans «électro-secours» et les listes de clients prioritaires. Ces listes, établies par les DDE avec l'appui des DRIRE, comprennent en général au moins les établissements médicaux, les domiciles des malades à risque vital<sup>1</sup>, les stations de pompage, les centraux téléphoniques et les relais hertziens, les sirènes d'alerte ainsi que certaines installations industrielles sensibles. Elles ont permis de limiter les problèmes liés aux milliers de décisions qui auraient dû être prises quant aux réalimentations prioritaires.

## Les dégâts causés aux réseaux

Le réseau a subi principalement deux types de dommages.

a) D'une part, sous l'effet direct du vent, un certain nombre d'ouvrages (pylônes, câbles...) n'ont pas résisté. Ce phénomène concerne essentiellement le réseau de transport.

A cet égard, rappelons que les ouvrages doivent être dimensionnés en respectant les règles contenues dans «l'arrêté technique» du 2 avril 1991 du ministre chargé de l'énergie. Cet arrêté est révisé régulièrement pour tenir compte des retours d'expérience, mais ces révisions ne sont prises en compte qu'au fur et à mesure du renouvellement des réseaux ; la dernière révision a renforcé les règles relatives à divers types d'intempéries (résistance au givre, à la neige collante, à la pluie verglaçante).

Les exigences de l'arrêté correspondent à une résistance des pylônes en haute et très haute tensions aux effets directs d'un vent de 150 km/h (175 km/h en zone de vent fort<sup>2</sup>). Lors des deux tempêtes de 1999, d'une ampleur sans précédent, des vitesses de vent supérieures à 200 km/h ont été enregistrées dans certaines zones.

b) D'autre part, un grand nombre de lignes ont été brisées par des chutes d'arbres. Ont été essentiellement concernés à ce titre les réseaux de distribution. Il doit être noté que le taux d'enfouissement actuel des réseaux de distribution est de l'ordre de 25 % à 30 % ; en Allemagne, ce taux est plutôt de l'ordre du double, mais la plus grande densité de l'habitat (2,5 fois supérieure à celle de la France) permet une meilleure rentabilité économique et sociale de l'enfouissement.

### Les enseignements à tirer des tempêtes

Diverses solutions techniques sont envisageables pour limiter l'impact de tels événements sur le système électrique, en complément du renforcement des exigences réglementaires concernant la résistance

<sup>1</sup> une convention du 5 octobre 1996 entre EDF et l'Etat (DIGEC et Direction générale de la santé) avait organisé le recensement des domiciles avec malades à risque vital.

<sup>2</sup> la DIGEC a introduit en 1978 le concept de «zone de vent fort» qui couvre actuellement une partie du sud de la France et les zones côtières de Bretagne et de Normandie avec des exigences renforcées en matière de résistance mécanique



des lignes, ou en complément de la création de nouvelles lignes.

#### *. L'enfouissement*

L'enfouissement des lignes électriques présente l'avantage de réduire leur exposition aux intempéries ainsi que de contribuer à la préservation des sites et des paysages. Les lignes enterrées posent néanmoins certaines difficultés : surveillance et entretien plus délicats, délais de dépannage plus longs, sensibilité aux inondations et aux glissements de terrain...

En basse et moyenne tensions, l'enfouissement ne pose pas de problèmes techniques et ne coûte pas sensiblement plus cher qu'une réalisation en aérien. En haute tension en revanche, l'enfouissement présente des difficultés techniques et coûte 3 à 5 fois plus cher que la construction de lignes aériennes, il est généralement réservé aux cas sensibles sur le plan environnemental. Pour la très haute tension enfin, il n'existe pas de technologie maîtrisée permettant d'enterrer les lignes, en dehors de petits tronçons comme les arrivées dans les villes ; les recherches en cours, notamment de la part d'EDF, pourraient aboutir d'ici à quelques années mais pour un coût d'environ 10 fois supérieur à celui des lignes aériennes et avec des difficultés d'exploitation non négligeables.

Il convient de rappeler que depuis la signature entre l'Etat et Electricité de France du protocole du 25 août 1992 relatif à l'insertion des lignes électriques dans l'environnement, EDF privilégie l'enfouissement des nouvelles lignes, à l'exception de celles à haute et très haute tensions. Cette orientation a été renforcée dans l'accord «réseaux électriques et environnement» annexé au contrat d'entreprise 1997-2000 signé entre l'Etat et Electricité de France. Cet accord prévoyait un taux d'enfouissement des nouvelles lignes d'au moins 20 % en haute tension, de 90% en moyenne tension et de 66% en basse tension. EDF a respecté, voire dépassé, les engagements pris dans ces protocoles depuis 1992.

Par ailleurs, au début de décembre 1999, le taux de l'aide qui est accordée à l'enfouissement dans le cadre du Fonds d'amortissement des charges d'électrification en zone rurale (FACE) a été augmenté (de 50% à 65%).

Néanmoins, si la part totale des réseaux souterrains en basse et moyenne tensions évolue à la hausse depuis plusieurs années (de 20% en 1992,

elle est passée à 29% en 1999), elle reste sensiblement inférieure à ce que l'on trouve chez certains de nos voisins européens.

#### *. La production décentralisée*

La production dite «décentralisée» se définit essentiellement par opposition aux unités de production de forte puissance. Elle comprend les unités de valorisation des énergies renouvelables (hydraulique, éolien, ordures ménagères...), les installations de cogénération... Lorsqu'elles apportent un complément de production à proximité des lieux de consommation, de telles installations peuvent effectivement éviter le renforcement des réseaux de niveau de tension supérieure.

Il n'est cependant pas toujours possible de les implanter à proximité des lieux de consommation pour des raisons tenant à l'absence de source d'énergie (hydraulique, éolien, desserte gazière) ou de besoins de chaleur (cogénération). Par ailleurs, la présence d'un réseau de distribution reste indispensable pour desservir les consommateurs individuellement.

L'Etat favorise depuis plusieurs années le développement de la production décentralisée, notamment par l'obligation faite à EDF d'acheter l'énergie produite et par les conditions d'achat elles-mêmes.

Cette politique de soutien à la production décentralisée est confortée par la future organisation du secteur électrique. La loi du 10 février 2000 facilite par exemple le développement de la production décentralisée par les collectivités concédantes lorsque ce type de production est une alternative intéressante au développement ou au renforcement des réseaux.

#### *. Les réflexions engagées*

Le secrétaire d'Etat à l'Industrie a confié une réflexion conjointe au Conseil général des mines et au Comité technique de l'électricité sur les moyens de renforcer la sécurité du système électrique face à des événements comme les tempêtes de décembre 1999. Les différents facteurs de fragilité des réseaux électriques ainsi que les situations existantes dans des pays étrangers font l'objet d'analyses approfondies dans ce cadre. Plus généralement, il convient d'étudier et redéfinir l'équilibre optimum entre :

- l'augmentation des exigences réglementaires en ce qui concerne la résistance mécanique des lignes ;

- l'enfouissement des lignes ;
- la création de nouvelles lignes ;
- le développement et une meilleure mobilisation des moyens de production décentralisés.

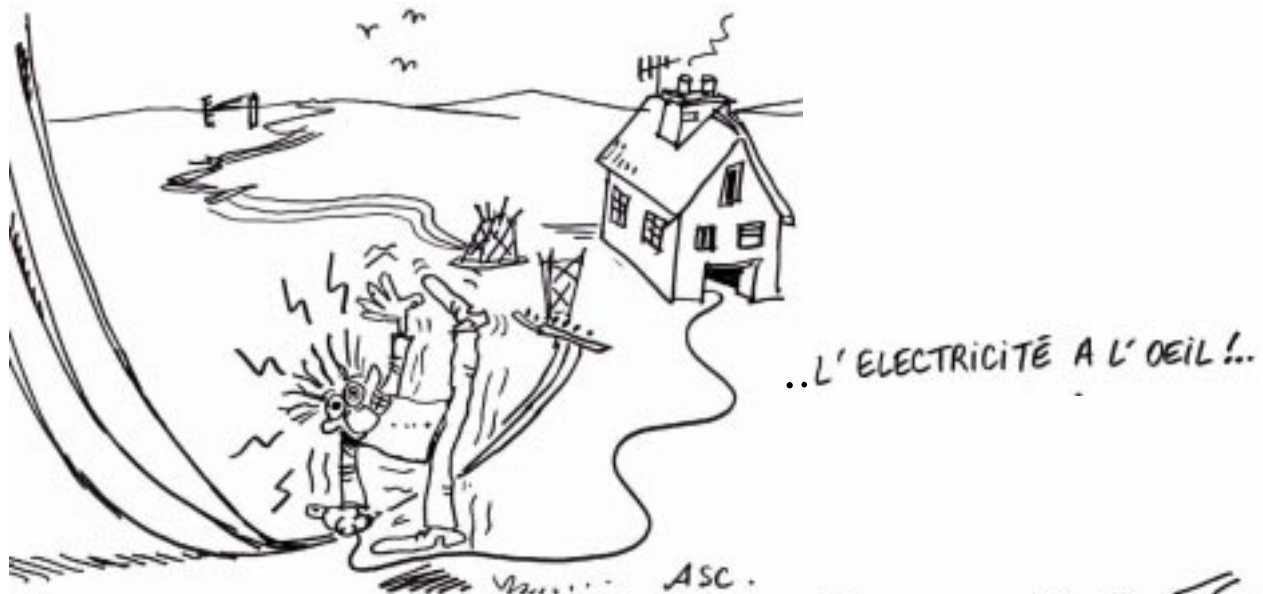
Ces réflexions devront en particulier trouver leur traduction dans une révision de l'arrêté technique du 2 avril 1991 ainsi que dans le cadre du nouveau « Contrat d'entreprise » entre l'Etat et Electricité de France.

# Souvenirs de décembre

*Cadeaux  
de fin d'année*

*par Eric Ascensi*









# Les faits marquants





# Les faits marquants

## 6 janvier :

Aval des Pouvoirs publics donné à la SNET pour alimenter partiellement la **centrale de Gardanne** avec du charbon importé.

## 24 février :

A la suite de la concertation interministérielle menée par la Digec, décret accordant à Gaz de France **l'autorisation de stockage souterrain de gaz dit « stockage de Trois-Fontaines »** (départements de la Marne, de la Haute-Marne et de la Meuse) ; avec une réserve utile de 800 millions de m<sup>3</sup> de gaz naturel, il constitue le premier stockage réalisé en France dans un gisement de gaz en cours d'épuisement et participe à l'équilibre saisonnier de l'offre et de la demande de gaz dans les régions de l'Est de la France.

## 2 mars :

Vote du projet de **loi de modernisation et de développement du Service public de l'électricité** par l'Assemblée nationale en première lecture.

## 19 mars :

Promulgation de la loi organique n° 99-209 relative à la **Nouvelle-Calédonie**. En vertu de l'article 40, la réglementation relative aux hydrocarbures, au nickel, au chrome et au cobalt est, à compter du 1er janvier 2000, de la compétence du congrès de la Nouvelle-Calédonie. Ce transfert de compétences s'accompagnera d'un transfert à la Nouvelle-Calédonie de la partie du service des mines et de l'énergie correspondant à l'exercice de ces missions.

Un décret, prévu à l'article 56 de la loi, en déterminera les modalités et la date.

## 22 mars :

Circulaire de la Direction du travail et de la Digec relative à **l'inspection du travail dans les centrales électronucléaires et à la radioprotection** (cf. p. 25).

## 22 et 23 mars :

Examen par **l'Agence internationale de l'énergie** du dispositif français de gestion de crises pétrolières. L'agence a noté l'absence de failles dans le dispositif, souligné l'efficacité du suivi et du contrôle des **stocks stratégiques** et manifesté un grand intérêt pour le catalogue de mesures de gestion de crise élaboré par la Dimah.

## 23 mars :

**L'OPEP** décide de porter la réduction volontaire de son offre à 4,2 millions de barils / jour en consentant une diminution supplémentaire de 1,7 millions de barils / jour. Cet engagement, qui intervient alors que le prix du baril atteint un point bas historique de 10\$, est crédibilisé par la confiance nouvelle du Venezuela dans le rôle de l'organisation et amplifié par le soutien de quatre producteurs non-OPEP (Mexique, Norvège, Oman et Russie). Il constitue l'amorce de la reprise des cours que la cohésion de l'OPEP et le dynamisme de la croissance vont conforter tout au long de l'année.

30 mars :

Promulgation de la loi n° 99-245 relative à la responsabilité en matière de dommages consécutifs à l'exploitation minière et à la prévention des risques miniers après la fin de l'exploitation. Cette **loi «après-mine»**, dont la plupart des dispositions sont insérées dans le code minier, renforce la protection des personnes victimes de dommages miniers, prévoit l'élaboration de plans de prévention des risques miniers, renforce les exigences de l'administration envers les exploitants en matière de sécurité lors de l'arrêt des travaux et organise la gestion des séquelles inéluctables. Elle institue également une Agence de prévention et de surveillance des risques miniers.

Avril :

Nouvelle édition du **code minier**, préfacée par Christian Pierret.

1<sup>er</sup> avril :

Approbation par la Digec du contrat pour l'achat par EDF de l'énergie électrique produite par un producteur **hydraulicien** livrant sa production en basse tension.

13 avril :

décret concédant à **Gaz de France** la construction et l'exploitation de **l'Artère des Hauts de France** (départements du Nord, du Pas-de-Calais, de la Somme et de l'Oise) ; cette artère prolonge sur 185 km le gazoduc de transport Franco-norvégien NorFra inauguré en 1998 et renforce le réseau français de transport de gaz naturel en direction du Sud et de l'Ouest (débit de l'ordre de 15 milliards de m<sup>3</sup> de gaz naturel par an).

22 avril :

Annnonce par le directeur général des Houillères des bassins du Centre-Midi de **l'arrêt de l'exploitation charbonnière à Alès** en janvier 2001 (cf. p. 29).

5 mai :

Un décret pris en application de la loi sur l'air et l'utilisation rationnelle de l'énergie a rénové et allégé la procédure de **classement des réseaux de chaleur**. Désormais, les communes peuvent définir des périmètres prioritaires et y imposer le raccordement des installations nouvelles de plus de 30 kW à un réseau de chaleur, pourvu que celui-ci soit alimenté majoritairement par des énergies renouvelables ou fatales et pourvu également que les conditions économiques offertes soient raisonnables. Les élus disposent ainsi d'un instrument puissant de promotion des énergies renouvelables et d'utilisation rationnelle de l'énergie.

18 mai :

approbation par la Digec du contrat d'achat par EDF de **l'électricité produite par valorisation énergétique des déchets ménagers** ou assimilés (cf. p. 22).

18 juin :

Diffusion du livre blanc **«Vers la future organisation gazière française»**.

23 juin :

Signature du protocole définissant les relations entre les pouvoirs publics et **GDF** sur les projets d'**investissements internationaux**(cf.p. 28).

8 juillet :

Démarrage de la **campagne sismique** sur le permis de St Pierre et Miquelon : l'exploration pétrolière se précise et le premier forage se rapproche (prévu fin 2000 ou début 2001).

13 juillet :

Signature par le directeur du gaz, de l'électricité et du charbon, le directeur de la défense et de la sécurité civile et le directeur de l'eau de la circulaire aux préfets sur la **sécurité** des zones situées à proximité ainsi qu'à **l'aval des barrages** et

aménagements hydrauliques, face aux risques liés à l'exploitation des ouvrages (cf. p. 26).

### 16 juillet :

Signature par le directeur du gaz, de l'électricité et du charbon et le directeur des relations du travail de la circulaire aux directeurs régionaux du travail, de l'emploi et de la formation professionnelle et aux Drire relative à la suite donnée à **l'accident mortel du téléphérique du Pic de Bure**.

### 30 juillet :

Un décret en Conseil des ministres autorise l'usine MELOX de Marcoule à exporter, notamment vers le Japon, du combustible nucléaire **MOX** (composé mixte d'oxydes de plutonium et de d'uranium) semblable à celui qu'elle livre à EDF. Un premier transport de **MOX** à destination du Japon s'est déroulé à l'été 1999 ; il s'agissait de combustible fabriqué à Dessel, en Belgique, dans l'usine de Belgonucléaire, filiale de COGEMA.

### 1<sup>er</sup> août :

L'usine de traitement Marie-Louise des **mines de potasse d'Alsace** cesse sa production avec plus de trois ans d'avance sur le calendrier prévu. Ceci a été rendu possible par la réussite de l'opération de réindustrialisation du bassin potassique menée par l'EMC, maison mère des MDPA puisque grâce aux implantations des sociétés Mitsui, Decathlon, Stocamine et Photoprint Electronique, l'objectif de création de 1000 emplois a été atteint avec cinq ans d'avance et que 530 reconversions de mineurs étaient déjà effectuées au 31 décembre 1999, alors que le calendrier prévisionnel n'en prévoyait que 240 à cette date.

### 3 août :

Un décret en Conseil des ministres autorise l'ANDRA à installer et exploiter sur le site de **Bure**, à la limite des départements de la Meuse et de la Haute Marne, un **laboratoire souterrain** d'étude du stockage géologique de déchets radioactifs (cf. p. 15).

### 27 août :

Décret du 27 août 1999 concédant à **Gaz de France** la construction et l'exploitation de **l'Artère des marches du Nord-Est** (départements du Nord, de l'Aisne, des Ardennes, de Meurthe-et-Moselle, de la Meuse, des Vosges, de la Haute-Saône, du Doubs, du territoire de Belfort et du Haut-Rhin) ; cette artère prolonge sur 500 km le gazoduc franco-norvégien « NorFra » en direction du Sud-Est ; elle constitue un ouvrage d'interconnexion stratégique au plan français et européen (débit de l'ordre de 6 milliards de m<sup>3</sup> de gaz naturel par an).

### 8 septembre :

Un arrêté du ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie impose **l'affichage de la performance énergétique des lampes domestiques** sur leur lieu de vente. Il s'agit d'une nouvelle étape dans la mise en œuvre de la directive de 1992 qui avait posé le principe de l'étiquetage des performances énergétiques des appareils domestiques. L'effort s'était d'abord porté sur les appareils de froid, les sèche-linge, lave-linge, et lave-vaisselle pour lesquels l'étiquette « énergie » est désormais obligatoire. A partir du 1<sup>er</sup> janvier 2001, elle le sera pour les lampes domestiques et indiquera leur puissance électrique, leur puissance lumineuse, et le niveau de performance correspondant. Les prochaines étapes pourraient être l'étiquetage des chauffe-eau et des appareils de climatisation.

### 13 septembre :

Conclusion de l'accord entre **TotalFina et Elf** (cf. p. 37).

### 7 octobre :

Vote du projet de loi de **modernisation et de développement du Service public de l'électricité** par le Sénat en première lecture.

### 19 octobre :

La première cargaison de **gaz naturel** issue du complexe de liquéfaction de Bonny (**Nigéria**) rejoint

le terminal français de Montoir de Bretagne. Propriété du producteur d'électricité italien ENEL, elle est réceptionnée par GDF qui, dans le cadre d'un accord de swap portant sur un volume 3.5 milliards de m<sup>3</sup> / an, cède en retour à la compagnie italienne du gaz russe et algérien. L'ajout d'un nouveau fournisseur permet à la France d'accroître la diversification géographique de ses approvisionnements gaziers.

### 21 octobre :

Réunion, sous la présidence du secrétaire d'État à l'Industrie, de l'**Observatoire de la diversification** d'EDF et de GDF, consacrée notamment à l'acquisition de l'entreprise **Clemessy** par un groupement EDF-Cogema-Siemens. Au cours de cette réunion, M. Christian Pierret a invité EDF à prendre les dispositions utiles afin que sa participation dans la société Clemessy soit en conformité avec les dispositions de la loi en préparation sur le service public de l'électricité, notamment en préparant dans de bonnes conditions le retrait de la société vis-à-vis de la clientèle non éligible. Le prochain examen de cette affaire au titre du contrôle des concentrations a été signalé.

### 22 octobre :

Démarrage d'une **usine pilote de traitement hydrométallurgique du minerai de nickel**. À côté de ses gisements à haute teneur en nickel (garniérites), exploitables par la voie pyrométallurgique traditionnelle, la Nouvelle-Calédonie recèle de très importants gisements à faible teneur en nickel (latérites), potentiellement exploitables par voie hydrométallurgique. Le groupe canadien Inco, leader mondial du nickel a construit en 1999 une usine pilote hydrométallurgique sur l'important gisement latéritique de Goro, au sud de la Nouvelle-Calédonie. Ce pilote, d'un coût de 50 M\$ environ, devrait permettre de valider un procédé de traitement prometteur mais qui pose encore de nombreuses difficultés techniques.

### 25 octobre :

La **Compagnie Générale de Géophysique** annonce son achat de la société américaine

**Géoscience** et devient ainsi le leader mondial dans le domaine des équipements d'acquisition sismique en mer. Cette opération s'inscrit dans la démarche de restructuration de la CGG en réponse à un contexte particulièrement déprimé pour l'industrie parapétrolière (cf. p.41).

### 27 octobre :

Remise du **rapport de Madame Bricq**, députée de Seine-et-Marne, au Premier ministre sur sa mission de réflexion et de concertation sur la transposition de la directive européenne **sur le marché intérieur du gaz**.

### 2 novembre :

Signature du **protocole** pour le développement du gaz naturel pour véhicules (GNV) sur la période 1999-2004, qui constitue l'un des axes de la politique de promotion des transports propres ; dans le cadre du protocole élaboré sous l'égide de la Digec, les Pouvoirs publics, Gaz de France, les constructeurs automobiles, l'Union française des industries pétrolières et l'Association française du GNV s'associent pour permettre la poursuite de l'essor de flottes de véhicules utilitaires fonctionnant au GNV (bus, bennes à ordures ou véhicules de service), ainsi que l'élargissement progressif du marché du GNV aux flottes publiques de véhicules légers et aux utilisateurs privés, par le développement de véhicules et d'un réseau de distribution adaptés.

### 15 novembre :

Mise en place du comité local d'information et de suivi du **laboratoire souterrain de Meuse - Haute Marne** (cf. p. 15).

### 18 novembre :

Diffusion d'une maquette de l'avant-projet de loi relatif à la **modernisation du service public du gaz** et au développement des entreprises gazières.



### 19 novembre :

Mise en place de la mission “**granit**” destinée à réaliser la concertation pour l’implantation d’un laboratoire souterrain d’étude du stockage géologique de déchets radioactifs en terrain granitique (cf. p. 15).

### 30 novembre :

Décret prorogeant pour une durée de quinze ans l’autorisation de stockage souterrain, dit **stockage de Saint-Illiers-la-Ville** (Yvelines), accordée à **Gaz de France** ; grâce à d’importants travaux de rénovation entrepris à la suite d’un incendie survenu en 1996, ce stockage contribue à l’équilibre saisonnier de l’offre et la demande de gaz naturel en Ile-de-France (réserve utile de 700 millions de m3 de gaz naturel).

### 2 décembre :

Conseil du **Face** fixant le montant des programmes d’aides à répartir pour l’année 2000 ; homogénéisation des taux de l’aide consacrée aux diverses actions et en particulier augmentation de 50 à 65 % de l’aide à l’enfouissement des lignes dans les communes rurales

### 9 décembre :

Décret concédant à **Gaz de France** la construction et l’exploitation de **l’Artère des Plateaux du Vexin** (départements de l’Oise, du Val-d’Oise et des Yvelines), qui prolonge l’Artère des Hauts de France sur 113 km afin d’acheminer le gaz importé depuis la Mer du Nord norvégienne jusqu’aux stockages souterrains stratégiques situés à l’ouest de la Région parisienne (débit de l’ordre de 10 milliards de m3 de gaz naturel par an).

### 29 décembre :

Parution au journal officiel de trois arrêtés définissant les nouvelles **caractéristiques des carburants**, applicables en France à partir du premier janvier 2000. Ces textes sont la transposition de la directive européenne 98/70/CE issue des travaux

du programme **auto-oil**. Le **supercarburant plombé** disparaît et est remplacé par un carburant comportant un additif anti-récession de soupapes à base de potassium. La teneur en soufre des supercarburants et du gazole est réduite.

### 30 décembre :

Approbation par la Digec du contrat pour l’achat par EDF de l’énergie électrique d’origine **photovoltaïque** (cf. p. 23).

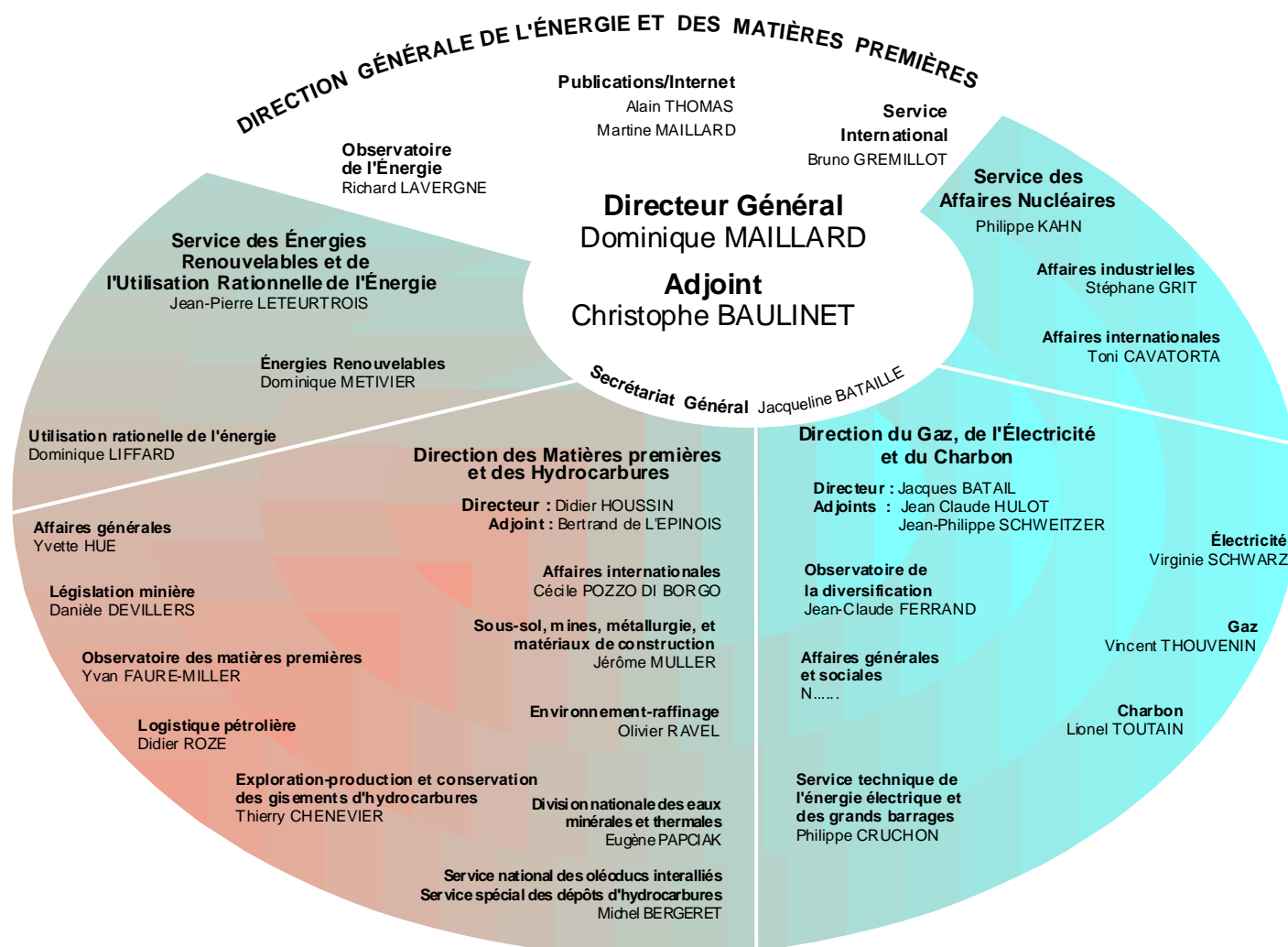
### 30 décembre :

Publication d’un arrêté relatif aux conditions techniques de **raccordement au réseau public de transport des installations de production de l’énergie électrique de puissance inférieure ou égale à 120 MW**. Cet arrêté, élaboré par la Digec après avis du Comité technique de l’électricité et notification à la Commission européenne, établit un équilibre entre les prescriptions techniques nécessaires pour limiter les perturbations sur les réseaux provoquées par les installations de production électrique, d’une part, et d’autre part, la légitime aspiration des producteurs à pouvoir se raccorder et exploiter leurs installations dans les meilleures conditions économiques possibles. Il s’inscrit dans une série d’arrêtés relatifs au raccordement des installations de production, et plus généralement, dans un souci d’établir des règles transparentes et équilibrées en matière de raccordement aux réseaux publics de transport et de distribution d’électricité.



# Organigramme





## Direction générale de l'énergie et des matières premières (DGEMP)

61, boulevard Vincent Auriol - Télédéc 151-  
75703 Paris CEDEX 13

### Ses missions

■ élaborer et mettre en œuvre la politique du Gouvernement dans le domaine de l'énergie et des matières premières.

*Directeur général : Dominique Maillard*

Téléphone : 01 44 97 02 25 — Télécopie : 01 44 97 09 01

*Adjoint : Christophe Baulinet*

Téléphone : 01 44 97 07 25 — Télécopie : 01 44 97 09 01

*Secrétariat général : Jacqueline Bataille*

Téléphone : 01 44 97 02 75 — Télécopie : 01 44 97 06 07

*Adjoint : Philippe Delaby*

Téléphone : 01 44 97 02 75 — Télécopie : 01 44 97 06 07

### Cellule publications/internet :

*Alain Thomas/Martine Maillard*

Téléphone : 01 44 97 02 38 — Télécopie : 01 44 97 09 11

### Les Directions et Services

Service des affaires nucléaires

Service international

Service des énergies renouvelables et de l'utilisation rationnelle des énergies (SERURE)

Observatoire de l'énergie

Direction des hydrocarbures (DIMAH)

Direction du gaz de l'électricité et du charbon (DIGEC)

### Service des affaires nucléaires

61, boulevard Vincent Auriol - Télédéc 152 -  
75703 Paris CEDEX 13

### Ses missions

■ élaborer et mettre en œuvre les décisions gouvernementales relatives à la filière nucléaire sous réserve des attributions de la DSIN

■ assurer la tutelle sur le Commissariat à l'Énergie Atomique (CEA -, dont l'institut de protection et de sûreté nucléaire - IPSN -, Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs - ANDRA) et des sociétés publiques (CEA-Industrie, Cogema, Framatome, Technicatome et SGN) du secteur nucléaire.

■ participer au contrôle des exportations des matières premières sensibles

*Chef du service : Philippe Kahn*

Téléphone : 01 44 97 07 64 — Télécopie : 01 44 97 09 30

*Adjoint : Stéphane Grit*

Téléphone : 01 44 97 02 43 — Télécopie : 01 44 97 09 30

*Toni Cavatorta*

Téléphone : 01 44 97 02 43 — Télécopie : 01 44 97 09 30

## Service des énergies renouvelables et de l'utilisation rationnelle de l'énergie (SERURE)

61, boulevard Vincent Auriol - Télédéc 161 -  
75703 Paris CEDEX 13

### Ses missions

■ promouvoir l'utilisation rationnelle des ressources énergétiques, le développement et la diversification des productions et des consommations d'énergies renouvelables

■ élaborer et mettre en œuvre les mesures concernant le développement des économies d'énergie

■ assurer la tutelle de l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (ADEME)

*Chef du service : Jean-Pierre Leteurtriois*

Téléphone : 01 44 97 26 37 — Télécopie : 01 44 97 09 29

*Adjoint : Pascal Dupuis*

Téléphone : 01 44 97 26 37 — Télécopie : 01 44 97 09 29

*Utilisation rationnelle de l'énergie : Dominique Liffard*

Téléphone : 01 44 97 25 68 — Télécopie : 01 44 97 09 29

*Energies renouvelables : Dominique Métivier*

Téléphone : 01 44 97 28 88 — Télécopie : 01 44 97 09 29

### Service international

61, boulevard Vincent Auriol - Télédéc 153 -  
75703 Paris CEDEX 13

### Chef du service :

*Bruno Grémillot*

Téléphone : 01 44 97 02 39 — Télécopie : 01 44 97 09 66

### Observatoire de l'énergie

61, boulevard Vincent Auriol - Télédéc 162 -  
75703 Paris CEDEX 13

### Ses missions

■ rassembler et analyser les informations nécessaires à la préparation et au suivi de la politique énergétique.

■ diffuser les données nationales et internationales sur l'énergie.

*Secrétaire général : Richard Lavergne*

Téléphone : 01 44 97 06 21 — Télécopie : 01 44 97 09 69

*Adjoint : Louis Meuric*

Téléphone : 01 44 97 02 63 — Télécopie : 01 44 97 09 69



## Direction des matières premières et des hydrocarbures (DIMAH)

61, boulevard Vincent Auriol - Télédéc 141 -  
75703 Paris CEDEX 13

### Ses missions

La DIMAH a compétence dans les domaines des hydrocarbures et des substances minérales naturelles (mines, métallurgie des métaux non ferreux, matériaux de construction, minéraux industriels, eaux minérales et thermales) et sur les industries associées, à l'exception de la sidérurgie.

### Dans ces secteurs, la DIMAH :

- définit et met en œuvre la politique du gouvernement en ce qui concerne la sécurité et la continuité des approvisionnements ;
- favorise le développement de la compétitivité des produits et des industries notamment à l'international ;
- élabore et applique le Code minier ainsi que la réglementation relative aux stockages souterrains, aux eaux minérales et souterraines ; en particulier, elle instruit les dossiers d'attribution de permis exclusifs de recherche et de concessions minières ;
- anime et coordonne l'action des Directions Régionales de l'Industrie, de la Recherche et de l'Environnement (DRIRE) en matière de gestion des ressources du sous-sol ;
- exerce la tutelle sur l'Institut Français du Pétrole (IFP), le Bureau de Recherches Géologiques et Minières (BRGM), l'Entreprise Minière et Chimique (EMC) et l'Entreprise de Recherche et d'Activités pétrolières (ERAP).

*Directeur : Didier Houssin*

Téléphone : 01 44 97 02 83 — Télécopie : 01 44 97 03 00

*Directeur Adjoint : Bertrand de l'Épinois*

Téléphone : 01 44 97 05 81 — Télécopie : 01 44 97 03 00

### Affaires générales

*Chef du service : Yvette Hue*

Téléphone : 01 44 97 09 68 — Télécopie : 01 44 97 09 67

### Service du sous-sol, des mines, de la métallurgie et des matériaux de construction (S3M)

*Chef du service : Jérôme Muller*

Téléphone : 01 44 97 02 59 — Télécopie : 01 44 97 09 00

*Adjoint : Xavier Foata*

Téléphone : 01 44 97 07 40 — Télécopie : 01 44 97 09 00

### Service exploration-production et conservation des gisements d'hydrocarbures

*Chef du service : Thierry Chenevier*

Téléphone : 01 44 97 09 2 — Télécopie : 01 44 97 09 08

*Adjoint : Eric Laffargue*

Téléphone : 01 44 97 09 24 — Télécopie : 01 44 97 09 08

### Secrétaire général du service de conservation des gisements d'hydrocarbures (SCGH) :

*Carole Mercier*

Téléphone : 01 43 19 52 80 — Télécopie : 01 43 19 54 54

### Service environnement-raffinage

*Chef du service : Olivier Ravel*

Téléphone : 01 44 97 07 32 — Télécopie : 01 44 97 07 06

*Adjoint : Rémi Gaudillière*

Téléphone : 01 44 97 02 34 — Télécopie : 01 44 97 07 06

*Adjoint : Corinne Vaillant*

Téléphone : 01 44 97 07 32 — Télécopie : 01 44 97 07 06

### Service de la logistique pétrolière

*Chef du service : Didier Roze*

Téléphone : 01 44 97 08 09 — Télécopie : 01 44 97 09 09

*Adjoint : Jocelyne Beauvois-Sandras*

Téléphone : 01 44 97 08 09 — Télécopie : 01 44 97 09 09

### Service des affaires internationales

*Chef du service : Cécile Pozzo di Borgo*

Téléphone : 01 44 97 02 58 — 01 44 97 07 18

Télécopie : 01 44 97 06 00

*Adjoint : Marc Frenger-Pech-Gourg*

Téléphone : 01 44 97 02 58 — 01 44 97 07 18

Télécopie : 01 44 97 06 00

*Adjoint : Carole Lancereau*

Téléphone : 01 44 97 02 58 — 01 44 97 07 18

Télécopie : 01 44 97 06 00

### Service spécial des dépôts d'hydrocarbures (SSDH) et service national des oléoducs interalliés (SNOI)

*Chef du service : Michel Bergeret*

*Adjoint : Martin Iltis*

Adresse postale : 120, rue du Cherche Midi - 75006 Paris

Téléphone : 01 43 19 46 99 — Télécopie : 01 43 19 25 11

et 01 43 19 22 51

### Division nationale des eaux minérales et thermales (DNEMT)

*Chef de la division : Eugène Papciak*

Adresse postale : 146, Rue Pierre Corneille - 69426 Lyon  
CEDEX 03

Téléphone : 04 72 61 52 08 — Télécopie : 04 72 84 85 57

### Observatoire des matières premières (OMP)

*Directeur : Bertrand de l'Épinois*

*Secrétaire général : Yvan Faure-Miller*

Téléphone : 01 44 97 04 99 — Télécopie : 01 44 97 09 10

**Service de la législation minière***Chef du service : Danièle Devillers**Adjoint : Pierre Bouvard*

Téléphone: 01 44 97 02 67 - Télécopie : 01 44 97 05 70

**Direction du gaz, de l'électricité et du charbon (DIGEC)**61, boulevard Vincent Auriol - Télédéc 172 -  
75703 Paris CEDEX 13**Ses missions**

- élaborer et mettre en oeuvre la politique du gouvernement dans le domaine de l'électricité, des combustibles minéraux solides, du transport, du stockage et de la distribution du gaz ;
- assurer la tutelle sur EDF, GDF, la Compagnie Nationale du Rhône (CNR), les Charbonnages de France (CDF), les houillères de bassin et leurs filiales, l'Association Technique de l'Importation Charbonnière (ATIC) ;
- étudier les problèmes statutaires et sociaux des organismes concourant au service public du gaz et de l'électricité ;
- coordonner les actions se rapportant au statut du mineur et à la sécurité sociale minière.

*Directeur : Jacques Batail*

Téléphone : 01 44 97 08 98 — Télécopie : 01 44 97 05 10

*Adjoint : Jean-Claude Hulot*

Téléphone : 01 44 97 26 16 — Télécopie : 01 44 97 05 10

*Jean-Philippe Schweitzer*

Téléphone : 01 44 97 02 61 — Télécopie : 01 44 97 04 54

**Service de l'électricité***Chef du service : N ...**Adjoint : Virginie Schwarz*

Téléphone : 01 44 97 07 42 — Télécopie : 01 44 97 06 20

**Service du gaz***Chef du service : Vincent Thouvenin*

Téléphone : 01 44 97 02 47 — Télécopie : 01 44 97 26 10

*Adjoint : Régis Boigegrain*

Téléphone : 01 44 97 09 47 — Télécopie : 01 44 97 26 10

**Service du charbon***Chef du service : Lionel Toutain*

Téléphone : 01 44 97 02 60 — Télécopie : 01 44 97 26 99

*Adjoint : Michel Dalnoky*

Téléphone : 01 44 97 02 60 — Télécopie : 01 44 97 26 99

**Service des affaires générales et sociales***Chef du service : N ...**Adjoint : Marie-Dominique Houdas*

Téléphone : 01 44 97 26 16 — Télécopie : 01 44 97 09 33

# Les publications de la DGEMP





# Publications Énergie

## Chiffres clés/statistiques :

Titres des publications	date	coût	service chargé de la diffusion
<b>Données mensuelles</b>			
La note de conjoncture énergétique Statistiques hydrocarbures.		gratuit gratuit	Observatoire énergie DIMAH
<b>Données semestrielles</b>			
Dépliant « prix des énergies »	1er/3ème trimestre	gratuit	Observatoire énergie
Dépliant « statistiques énergétiques françaises »	1er/3ème trimestre	gratuit	Observatoire énergie
<b>Données annuelles</b>			
Tableaux des consommations d'énergie en France	2000	150 F	Dircom
Les chiffres clés de l'énergie	1999 - 2000	60 F	Dircom
Les bilans de l'énergie de 1970 à 1998	1999	80 F	Dircom
Gaz, électricité, charbon données statistiques 1998	1999	50 F	Dircom
Les chiffres clés de la production-distribution de l'énergie électrique en France	1999	50 F	Dircom
Statistiques de l'industrie gazière	2000	50 F	Dircom

## Rapports annuels :

Titres des publications	date	coût	service chargé de la diffusion
DGEMP, rapport annuel 1998	1999	gratuit	Cellule publications
DGEMP, rapport annuel 1997	1998	gratuit	Cellule publications
L'industrie pétrolière 1998 (DIMAH)	1999	160 F	Dircom
L'industrie pétrolière 1997 (DHYCA)	1998	160 F	Dircom
Recherche et production pétrolières en France en 1998 (édition 1999 disponible courant juin 2000)	1999	240 F	DIMAH-SCGH

**Autres publications :**

Titres des publications	périodicité	coût	service chargé de la diffusion
<b>publications périodiques</b>			
Bulletin mensuel d'information du SCGH	mensuelle	120 F ou abonnement	DIMAH-SCGH
La lettre trimestrielle Energies et matières premières	trimestrielle.	gratuit	Cellule publications
Barrages	trimestrielle	gratuit	DIGEC-STEEGB
Carte des périmètres miniers d'hydrocarbures	semestrielle	145 F	DIMAH-SCGH
Cartes d'implantation des puits d'exploration d'hydrocarbures (version papier ou disquette)		180 F version papier	DIMAH-SCGH
<b>publications non périodiques</b>			
L'énergie nucléaire en 110 questions	2000	100 F	Dircom
Vers la future organisation gazière française	1999	gratuit	Dircom
Vers la future organisation électrique française	1998	gratuit	Dircom
L'énergie dans les régions	2000	180 F	Dircom
Les consommations d'énergie dans l'industrie	1998	120 F	Dircom
Les coûts de référence de la production électrique	1997	120 F	Dircom
Liste des titres miniers d'hydrocarbures	1/1/2000	divers	DIMAH-SCGH
Liste des campagnes géophysiques	1/1/2000	divers	DIMAH-SCGH
Liste des forages pétroliers	1/1/2000	divers	DIMAH-SCGH
Historique de production des champs français en exploitation	1/1/2000	600 F	DIMAH-SCGH
Les biocarburants. Rapport de M. Raymond H. Lévy	1993	80 F	Dircom
La récupération des vapeurs d'essence en station-service	1993	200 F	Dircom
Technique et coûts de réduction pollutions émises par chaudières fioul lourd	1992	220 F	Dircom
Méthodes de comptabilité de l'énergie		35 F	Dircom



# Publications Matières Premières

## Chiffres clés/statistiques :

Titres des publications	date	coût	service chargé de la diffusion
<b>Données annuelles</b>			
Les chiffres clés des matières premières minérales	1999	200 F	Dircom
Les chiffres clés des matières premières minérales	1998	200 F	Dircom

## Rapports annuels :

Titres des publications	date	coût	service chargé de la diffusion
DGEMP, rapport annuel 1998	éd. 1999	gratuit	Cellule publications
DGEMP, rapport annuel 1997	éd. 1998	gratuit	Cellule publications

## Autres publications :

Titres des publications	périodicité	coût	service chargé de la diffusion
<b>publications périodiques</b>			
Ecomine : revue de l'actualité des minéraux et des métaux	mensuelle	1500 F abonnement annuel	DIMAH-OMP
La lettre trimestrielle Energies et matières premières	trimestrielle.	gratuit	Cellule publications
<b>publications non périodiques</b>			
Le code minier	1999	150 F	Dircom
Le recyclage des métaux non ferreux (rôle économique, dynamique industrielle et réglementation)	1999	180 F	Dircom
Le rôle économique du négoce international dans les industries de minerais et métaux	1998	200 F	Dircom
Inventaire des eaux minérales naturelles (Annales des Mines)	1998	230 F	Eska éditions
Les eaux minérales en France	1995	300 F	Dircom
Les eaux minérales en Europe et en Amérique du Nord	1995	300 F	Dircom
Pays du Maghreb : industries minières et métallurgiques	1993	100 F	Dircom
Les mines souterraines françaises	1992	200 F	Dircom

## Où se procurer ces publications ?

### **DIRCOM :**

DIRCOM  
139, Rue de Bercy - télédoc 536 - 75703 PARIS CEDEX 12  
Tél : 01 53 18 69 00  
Télécopie : 01 53 18 38 25

### **Cellule publications :**

DGEMP. Cellule publications  
61, Bld Vincent Auriol - télédoc 151 - 75703 PARIS CEDEX 13  
Tél : 01 44 97 02 38  
Télécopie : 01 44 97 09 11

### **Observatoire de l'énergie :**

Observatoire de l'énergie  
61, Bld Vincent Auriol - télédoc 162 - 75703 PARIS CEDEX 13  
Tél : 01 44 97 06 21  
Télécopie : 01 44 97 09 69  
Mél.dgemp.oe@industrie.gouv.fr

### **DIMAH :**

DIMAH  
61, Bld Vincent Auriol - télédoc 141 - 75703 PARIS CEDEX 13  
Tél : 01 44 97 02 83  
Télécopie : 01 44 97 03 00

### **DIMAH - OMP :**

DIMAH-OMP  
61, Bld Vincent Auriol - télédoc 141 - 75703 PARIS CEDEX 13  
Tél : 01 44 97 02 74  
Télécopie : 01 44 97 09 10

### **DIMAH-SCGH :**

DIMAH-SCGH.  
120, Rue du Cherche Midi - 75353 PARIS 07 SP  
Tél : 01 43 19 53 53  
Télécopie : 01 43 19 54 54

### **DIGEC-STEEGB :**

DIGEC-STEEGB.  
61, Bld Vincent auriol - télédoc 172 - 75703 PARIS CEDEX 13  
Tél : 01 43 19 46 95  
Télécopie : 01 43 19 49 92

### **Eska Editions :**

12, Rue du Quatre-Septembre - 75002 PARIS  
Tél : 01 42 86 56 00  
Télécopie : 01 42 60 45 35

La plupart des bons de commande de ces publications, sont disponibles sur internet :  
**[www.industrie.gouv.fr/energie](http://www.industrie.gouv.fr/energie)**

---

# Sur internet et minitel

Ministère de l'Économie des Finances et de l'Industrie - Secrétariat d'État à l'Industrie

Ministère de l'Économie des Finances et de l'Industrie  
Secrétariat d'État à l'Industrie  
G O U V . F R A N C E

Bienvenue dans l'espace Énergies et Matières Premières

Analyses, résumés d'études, statistiques, informations pratiques.

Ministère de l'Économie des Finances et de l'Industrie  
Secrétariat d'État à l'Industrie

LES ÉNERGIES

La politique énergétique

- La politique énergétique française
- La dimension internationale et européenne
- Le développement énergétique durable (dont maîtrise de l'énergie, effet de serre)

Énergie par énergie

- l'électricité
- l'énergie nucléaire
- le gaz naturel
- le pétrole
- le charbon
- les énergies renouvelables

Les statistiques

LES MATIÈRES PREMIÈRES

La Direction Générale de l'Énergie et des Matières Premières (DGEMP)

- organisation et missions
- publications
- énergie
- matières premières minérales
- statistiques

VOS CONTACTS AUTRES SITES SOUHAITE OBTENIR RECHERCHE COURRIER AIDE

Document: Onag6



## *L'énergie et matières premières minérales vous intéressent ? vous trouverez ce que vous cherchez ...*

### *Sur notre site Internet :*

#### ➤ **Des documents de référence :**

- la discussion du projet de loi sur l'électricité à l'Assemblée et au Sénat, et la loi du 10 février 2000 ;
- l'avant projet de loi de modernisation du service public du gaz et de développement des entreprises gazières ;
- le programme national de lutte contre le changement climatique ;
- l'arrêté du 3 avril 2000 établissant le plan national de desserte gazière ;
- l'énergie nucléaire en 110 questions ;
- le code minier de 1999 ;
- la mission de concertation granite ;
- les hydrocarbures dans la loi de finances 2000 ;
- etc ...

#### ➤ **Des études, des rapports parlementaires :**

- le rapport de Mme Bricq, députée, sur la transposition de la directive gaz ;
- le rapport Champsaur sur la tarification des réseaux de transport et de distribution de l'électricité ;
- l'étude européenne sur le dilemme entre nucléaire et effet de serre ;
- l'avis de l'Académie Nationale de Médecine sur le thème Énergie nucléaire et santé ;
- des études sur la fiscalité de l'énergie ;
- une étude sur la parc français des installations de cogénération ;
- l'avis du CES sur les perspectives énergétiques de la France présenté par M. Gaudy ;
- etc ...

#### ➤ **De nombreuses statistiques :**

- le bilan et la facture énergétiques de la France ;
  - la note mensuelle de conjoncture énergétique ;
  - les prix des produits pétroliers en France et dans l'Union européenne (mise à jour hebdomadaire)
  - etc ...
-

➤ **Des articles spécialisés :**

- les aides européennes pour la maîtrise de l'énergie ;
- les compte-rendus des conférences de politique énergétique ;
- la suppression de l'essence plombée ;
- l'énergie hydroélectrique et les barrages ;
- etc ...

**Sans oublier :**

- l'organigramme de la DGEMP et le plan d'accès ;
- les publications de la DGEMP téléchargeables ou à commander.

*Sur nos serveurs minitel :*

➤ **3614 Enerstat**

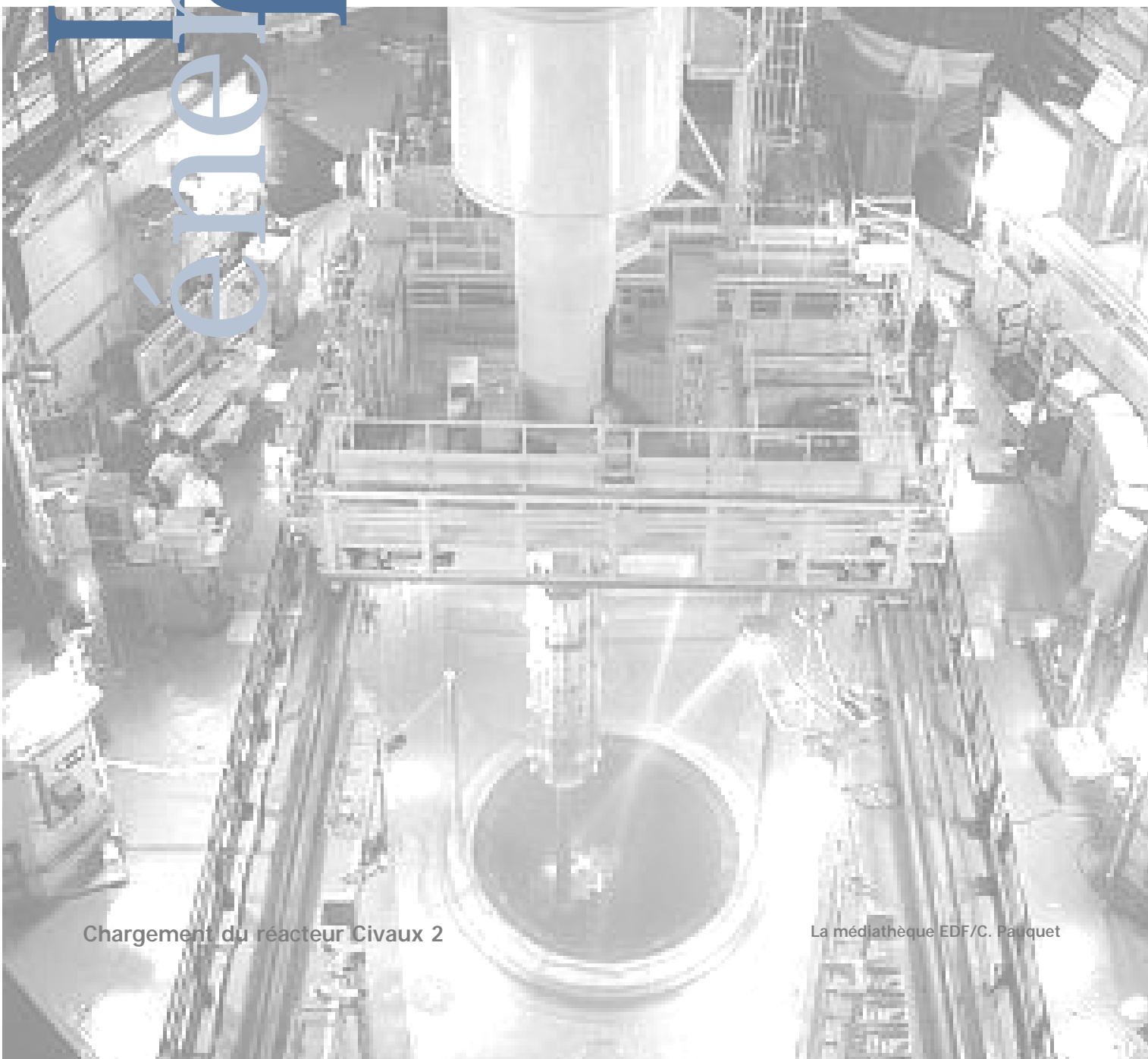
- Statistiques énergétiques mensuelles.

➤ **3614 Petrolinfo**

- prix des produits pétroliers en France et en Europe ;
  - statistiques d'approvisionnements en hydrocarbures ;
  - activité du raffinage français.
-



# Le bilan énergétique français



Chargement du réacteur Civaux 2

La médiathèque EDF/C. Pauquet

## Le bilan énergétique en quelques mots

**L'**année 1999 a été de nouveau une année **globalement satisfaisante du point de vue de la maîtrise de l'énergie** : la consommation d'énergie n'a augmenté que de +1,3% à +2,4%, selon qu'elle est considérée au niveau primaire ou au niveau final énergétique, ce qui reste inférieur à l'évolution du PIB, soit +2,7%.

La **consommation d'énergie primaire** atteint **253,6 Mtep**, après correction climatique, les plus fortes hausses concernant le **gaz** (+4,3%) et l'**électricité nucléaire et hydraulique** (+3,4% ensemble).

L'**intensité énergétique**, c'est-à-dire le contenu énergétique de la richesse nationale produite, baisse de **-1,4%**, après -1,3% en 1998.

Les **conditions climatiques** se caractérisent à la fois par la clémence des températures (indice de rigueur égal à 0,93) et une bonne hydraulité.

La production d'électricité **nucléaire**, soit 394 TWh, redémarre, avec **+1,7%**, après une baisse de -2,0% en 1998.

Le taux d'**indépendance énergétique** remonte à **49,3%**, après 48,4% en 1998.

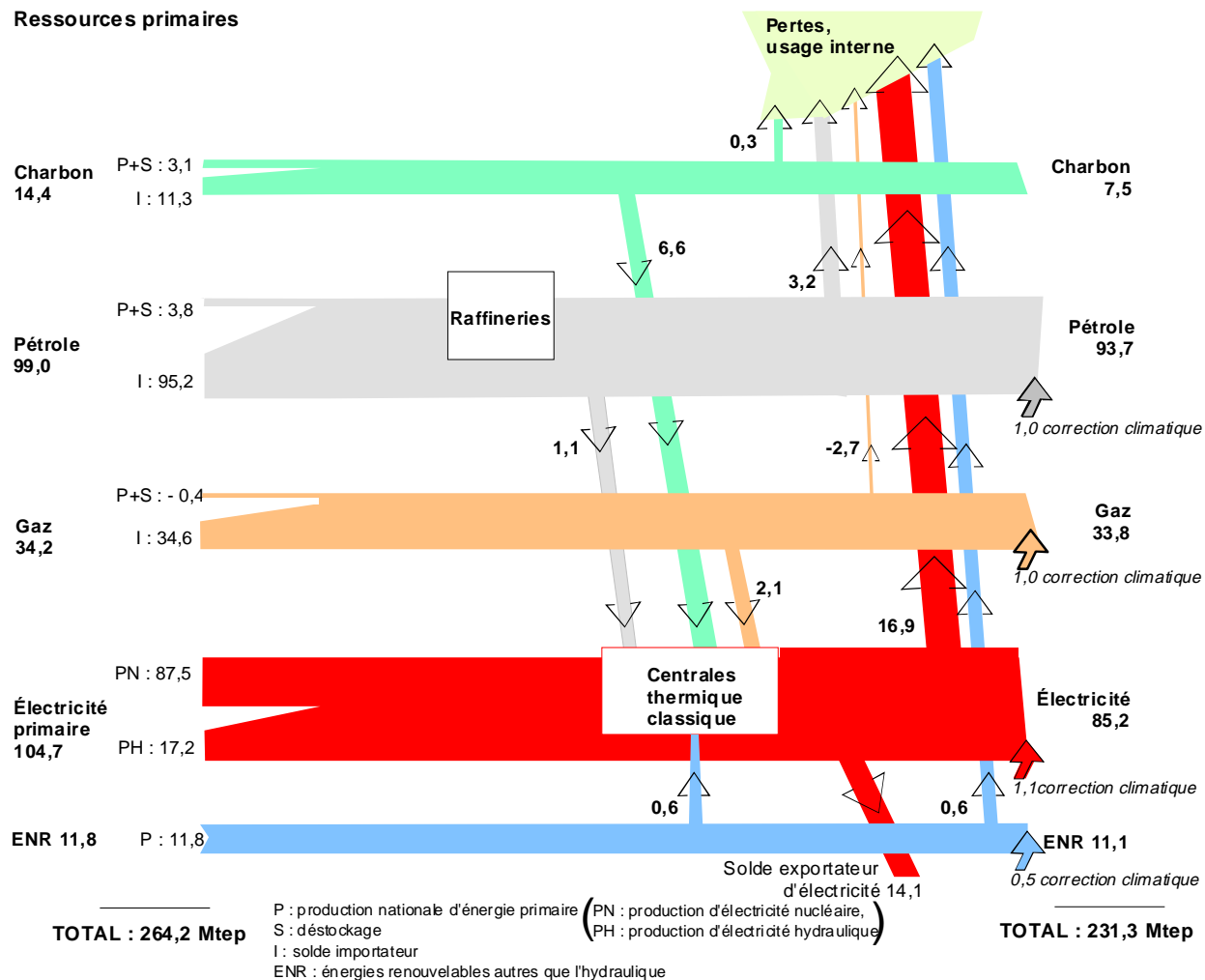
Les **émissions de CO<sub>2</sub>** baissent très légèrement (-0,7%) par rapport à 1998 qui avait connu une hausse exceptionnelle de +5,4%.

La **facture énergétique**, qui avait fortement baissé en 1998, se rapproche de son niveau de 1997, avec 76,8 milliards de francs, en raison de la hausse des prix du pétrole qui a été continue tout au long de l'année, mais en partant d'un niveau très faible.

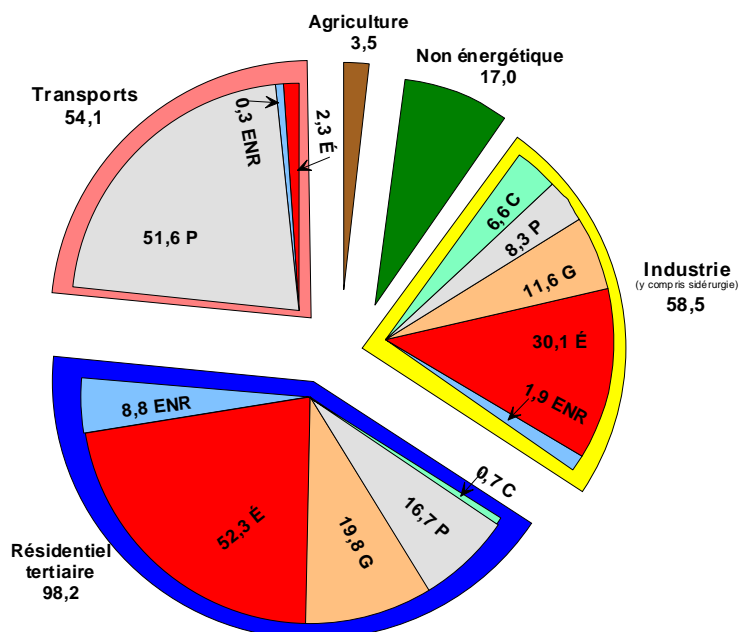
*Le détail de ce bilan et de la facture énergétique française peut être consulté sur le site internet [www.industrie.gouv.fr/energie](http://www.industrie.gouv.fr/energie) ou vous être transmis sur demande adressée par télécopie à l'Observatoire de l'énergie (01 44 97 09 69).*

## Bilan énergétique de la France en 1999 ( Mtep)

### Ressources primaires



### Répartition de la consommation finale 231,3 Mtep (corrigée du climat)



DIRECTION GÉNÉRALE DE L'ÉNERGIE ET DES MATIÈRES PREMIÈRES  
61, BOULEVARD VINCENT AURIOL - 75703 PARIS CEDEX 13

TÉLÉCOPIE : 01 44 97 09 11

[www.industrie.gouv.fr/energie](http://www.industrie.gouv.fr/energie)