



Liberté • Égalité • Fraternité
RÉPUBLIQUE FRANÇAISE

LA LETTRE DE LA DIRECTION GÉNÉRALE DE L'ÉNERGIE ET DES MATIÈRES PREMIÈRES

Énergies & matières premières

- De quoi demain sera-t-il fait ?
 - le CO₂ séquestré au fond des mers ?
 - des voitures à hydrogène ?
 - du pétrole solide ?
 - un nucléaire presque sans déchets ?

- De quoi hier a-t-il été fait ?

le bilan et la facture énergétique de la France en 2001

■ N°20 – 2^{ème} trimestre 2002

Une réponse à l'effet de serre : la séquestration du CO₂

La problématique

En décembre 1997, à Kyoto, la communauté internationale s'est engagée à lutter contre l'accroissement de l'effet de serre. Rappelons que cet engagement se traduit pour les pays industrialisés par un objectif général de réduction de leurs émissions de gaz à effet de serre de 5,2% entre 2008 et 2012 par rapport à leurs émissions de 1990. Pour l'Europe, la réduction est de 8% et pour la France de 0%. Au-delà de cette date, le protocole prévoit de nouvelles réductions d'émissions par paliers successifs de 5 ans.

Le protocole de Kyoto prend en compte six gaz à effet de serre. Le gaz carbonique CO₂ est le contributeur majeur, à hauteur d'environ 65%. Il est un gaz fatal de la combustion de tous combustibles fossiles (pétrole, gaz et charbon). La combustion de la biomasse est elle aussi génératrice de CO₂, mais on peut considérer que le CO₂ émis est recyclé dans les plantes par le phénomène de photo-synthèse.

Il existe a priori plusieurs options technologiques pour réduire les émissions de CO₂:

- la première consiste à diminuer les besoins d'énergie en améliorant par exemple l'isolation thermique des bâtiments.

- La seconde consiste à améliorer les rendements des convertisseurs d'énergie conventionnels comme les moteurs à combustion interne et les turbines. A cet égard on rappellera les engagements pris par les constructeurs automobiles européens de réduire les consommations, et donc les émissions de CO₂, de leur parc moyen neuf en abaissant l'ob-

jectif à 140 g de CO₂/km en 2008, soit une diminution de 25% par rapport à 1995. On rappellera également les développements des installations de cogénération et de cycles combinés mettant en œuvre des turbines. Enfin, on mentionnera le regain d'intérêt porté aux piles à combustibles qui fonctionnent majoritairement à l'hydrogène en convertissant ce dernier directement en énergie électrique avec un rendement élevé d'environ 50%.

- la troisième consiste à accroître l'utilisation du gaz naturel en raison de sa teneur relativement élevée en hydrogène. Par exemple la substitution de charbon par du gaz dans un générateur thermique conduit, à puissance délivrée identique, à des émissions de CO₂ réduites de 60%.

- la quatrième option consiste à augmenter la pénétration du nucléaire et des énergies renouvelables. On rappellera à cet effet la directive européenne récente posant l'objectif ambitieux d'une contribution à hauteur de 21% d'électricité d'origine renouvelable.

- enfin, la cinquième option, la plus totale, consiste à éviter tout rejet de CO₂ dans l'atmosphère. Cela suppose de capter à la source le gaz carbonique et de le transporter dans un stockage approprié.

Concernant cette dernière option, il est évident que ce sont sur les installations émettrices de quantités importantes de CO₂ que peuvent être envisagés des schémas de capture et de séquestration de CO₂. Les centrales thermiques et les installations industrielles de grande puissance appartiennent à

Alain Feugier

Directeur Environnement
Institut Français du Pétrole

cette catégorie, et elles représentent environ la moitié des émissions totales de CO₂. Il existe d'autres sources massives d'émissions de CO₂, comme par exemple les gisements pétroliers ou gaziers. Bien que leur contribution relative au niveau mondial est faible, elles constituent une source d'émissions importantes au niveau d'un groupe industriel qui s'est engagé à réduire son niveau d'émissions.

La chaîne de traitement du CO₂ : données techniques et économiques

La chaîne complète comprend les séquences suivantes : séparation ou capture, compression, transport, stockage ou séquestration du gaz carbonique.

Séparation

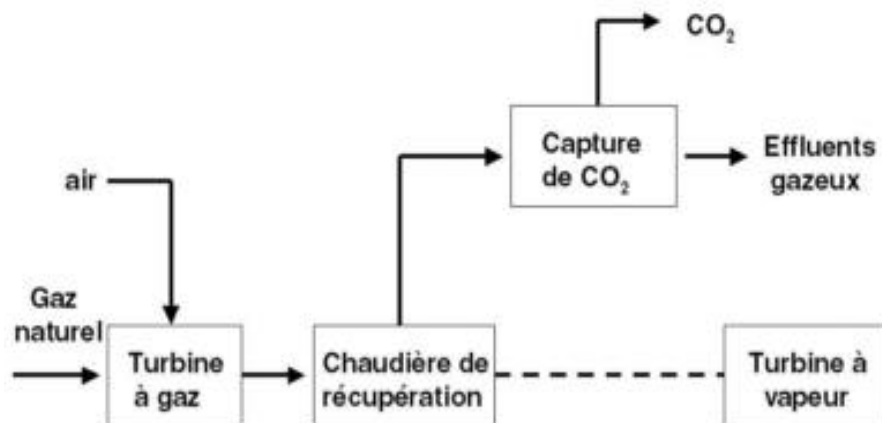
Dans l'état actuel des technologies, l'opération de séparation est un poste très coûteux car le gaz carbonique est à pression atmosphérique et très dilué dans les effluents de combustion des chaudières industrielles, les teneurs variant de quelque 4-5% à 15%

environ suivant la nature du combustible. Bien que les teneurs soient sensiblement plus importantes dans le cas de certains cycles combinés fonctionnant avec un gazéifieur, les coûts de séparation sont encore très élevés. Seuls les schémas de combustion utilisant de l'oxygène pur permettent un coût de séparation réduit.

Il existe différentes techniques de séparation de gaz acides (essentiellement constitués de H₂S et CO₂) pratiquées dans les raffineries, les unités pétrochimiques ou encore celles de traitement de gaz naturel. Les plus utilisées consistent en une absorption des effluents à l'aide de solvants, le plus commun étant la monoéthanolamine. Quelques unités opèrent ainsi dans le monde sur des gaz de combustion de centrales thermiques. Même avec les meilleures technologies disponibles actuellement, les coûts de séparation sont relativement élevés, comme le montrent les évaluations de H. Audus dans les deux configurations suivantes¹ :

Le premier schéma illustre le cas d'un cycle combiné standard au gaz naturel. Il comprend une turbine suivie d'une chaudière de récupération sur les fumées (4% de CO₂) et d'une turbine à vapeur. Le rendement

Cycle combiné standard gaz naturel



4 % CO₂ dans les fumées - Rendement sans capture 56 %, avec capture 47 %
Coût de l'électricité multiplié par 1,45 - coût du CO₂ évité : 32 \$/tonne

Cairns 2000

¹ référence : Audus H. «Leading options for the capture of CO₂ at power stations», *Proceedings of the 5th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies*, p. 91, Cairns (Australie), 2000

énergétique de l'ensemble est de 56%. Si un étage de capture de CO₂ est installé (lavage aux amines avec un taux d'efficacité de 80%), le rendement de l'ensemble chute à 47%, le coût de l'électricité produite est multiplié par 1,45 et le coût du CO₂ évité est de 32 \$/tonne.

Le second exemple est relatif à une unité à cycle combiné type IGCC opérant au charbon. Elle comprend un gazéifieur à l'oxygène et une unité de shift conversion (CO transformé en CO₂ ; teneur finale en CO₂ de 40%). Les gaz alimentent ensuite une turbine, suivie d'une chaudière de récupération et d'une turbine à vapeur. Le rendement de l'ensemble est de 46%. Si un étage de capture est ajouté (séparation par solvants physiques organiques avec un taux d'efficacité de 80%), le rendement chute à 38%, le coût de l'électricité est multiplié par 1,45 et le coût du CO₂ évité est de 37\$/tonne.

Compression et transport

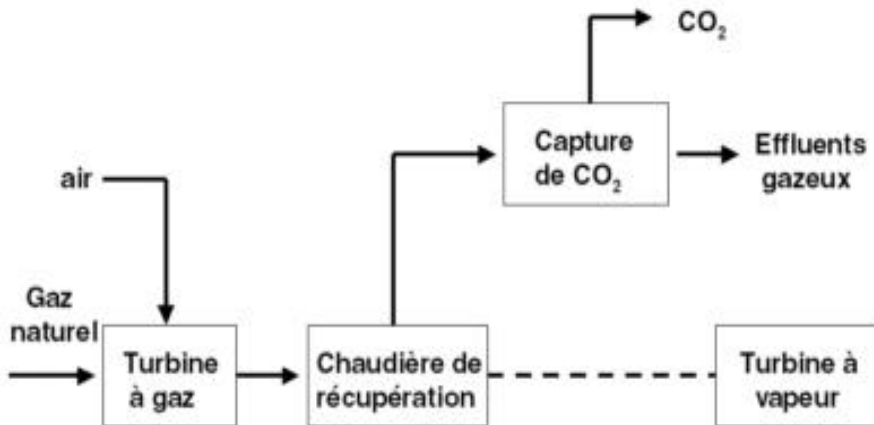
Après capture, le gaz carbonique doit être comprimé en phase gazeuse ou liquide, puis transporté. Le coût de compression est de 8 à 10 \$/tonne de CO₂ ; celui du transport est estimé, suivant les débits, entre 1 et 3,5 \$/tonne par 100 km de distance parcourue. Il augmente linéairement avec la distance.

Stockage

Différents sites de stockage de CO₂ sont envisageables : océans, aquifères, réservoirs de pétrole ou de gaz, veines de charbon. Outre le coût, le critère essentiel de qualité de tels sites est leur sûreté, c'est-à-dire l'absence de fuites.

Au rythme des émissions mondiales actuelles de CO₂, les capacités de stockage estimées sont théoriquement quasiment illi-

Cycle combiné standard gaz naturel



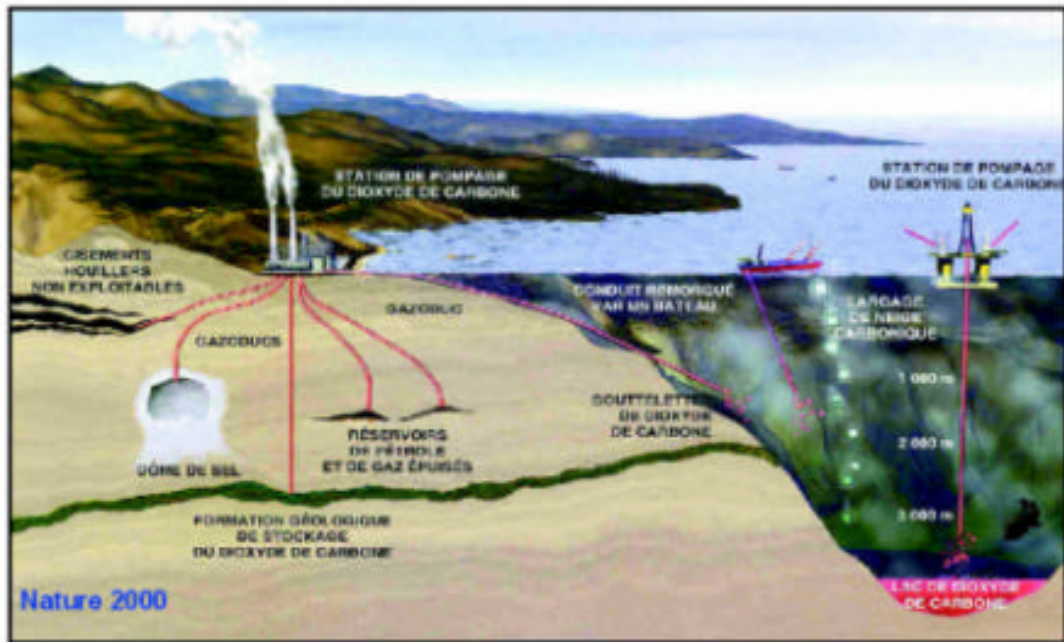
4 % CO₂ dans les fumées - Rendement sans capture 56 %, avec capture 47 %
 Coût de l'électricité multiplié par 1,45 - coût du CO₂ évité : 32 \$/tonne

Cairns 2000

Des travaux sont engagés dans le monde pour développer des technologies de séparation plus économiques : nouvelle génération de solvants, d'adsorbants ou encore systèmes mettant en œuvre des membranes.

mitées pour les océans, de quelques centaines d'années pour les aquifères, de quelques dizaines d'années pour les réservoirs de pétrole ainsi que pour ceux de gaz. Le potentiel des veines de charbon, appropriées pour ce type de séquestration, est à évaluer.

Différentes options de stockage du CO₂



Les coûts de stockage de CO₂ sont compris dans une fourchette de 2 à 20 \$/tonne, suivant la nature du site, la quantité stockée, le débit d'injection, etc...

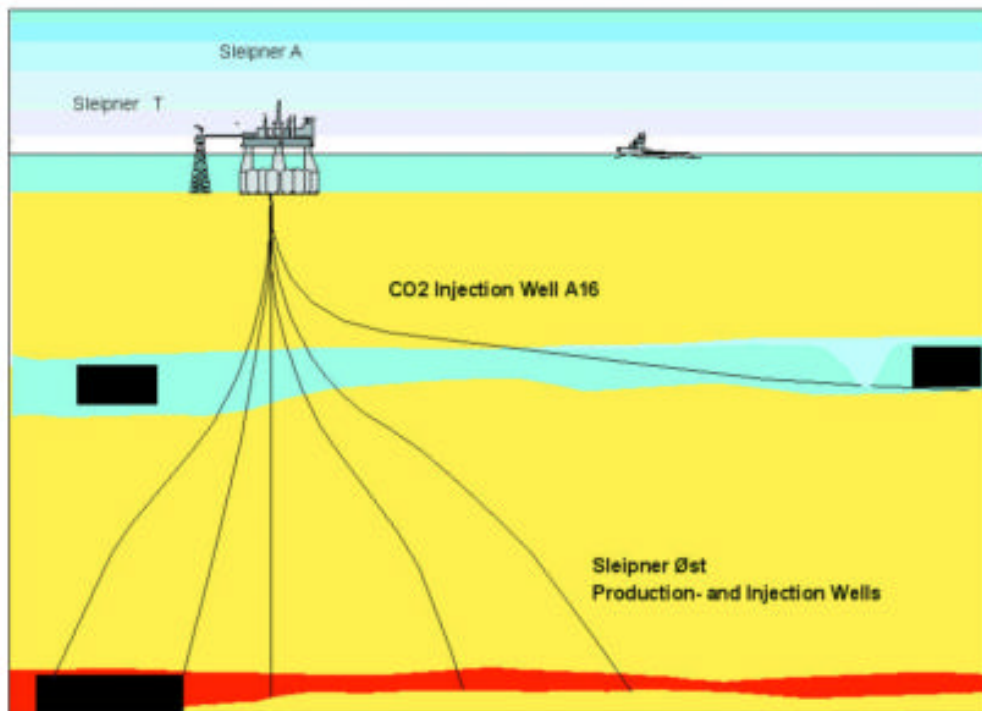
L'océan est un réservoir naturel de CO₂. En effet environ 35% des émissions de gaz carbonique liées aux activités industrielles sont absorbées dans les océans, cette absorption résultant d'échanges entre les couches superficielles de ces derniers et l'atmosphère. Une injection locale et massive de CO₂ dans ces mêmes couches perturbera l'équilibre et résultera à court terme dans un transport inverse du gaz carbonique, de l'océan vers l'atmosphère.

C'est pourquoi il est préconisé d'injecter le CO₂ à des profondeurs supérieures à 1500 mètres. Entre 1500 et 3000 mètres, les temps de rétention seraient de plusieurs centaines d'années. Au-delà de 3000 mètres, ils seraient sensiblement plus élevés car le CO₂ serait soit sous forme liquide avec une densité supérieure à l'eau, soit sous forme d'hydrates solides.

Peu de travaux expérimentaux sont actuellement engagés pour étudier le devenir du CO₂ injecté dans l'océan. Des projets sont en cours d'élaboration ; ils sont évidemment indispensables, en particulier pour évaluer les perturbations induites sur les écosystèmes sous-marins.

L'injection de CO₂ dans les aquifères est effective en Mer du Nord. En effet, depuis 1996, la compagnie norvégienne Statoil a mis en production le champ de gaz naturel de Sleipner, qui renferme jusqu'à 10% de CO₂. Plutôt que de supporter une écotaxe en déchargeant ce dernier dans l'atmosphère afin de répondre aux critères de vente du gaz naturel qui requièrent une teneur de 2,5%, Statoil a décidé de ré-injecter, après séparation, un million de tonnes de CO₂ par an dans un aquifère salin à 1000 mètres de profondeur sous le plancher océanique, et au-dessus de la zone productrice.

Gisement de Sleipner



Profitant de ce site, un programme de recherche, cofinancé par l'Union Européenne (participations françaises de l'IFP et du BRGM) et un groupe d'industriels, s'est mis en place afin de tester des méthodologies à caractère scientifique pour surveiller la migration du CO₂ et prévoir son devenir. Les signaux géophysiques montrent à l'évidence sa présence dans l'aquifère, mais les données sont aujourd'hui insuffisantes pour évaluer quantitativement son devenir dans le temps et dans l'espace. Les travaux se poursuivent.

Il est bien connu que l'injection de CO₂ dans certains réservoirs pétroliers en cours d'exploitation accroît leur productivité, et cette technique est utilisée sur un certain nombre de sites dans le monde. Le plus souvent, le CO₂ provient de gisements naturels. On mentionnera toutefois le cas particulier du champ de Wayburn au Canada, approvisionné avec du gaz carbonique en provenance, après purification, d'une unité de gazéification de charbon située à plus de 300 kms du gisement. Ce site fait actuellement

l'objet d'investigations afin de tenter de quantifier la part du CO₂ réellement stocké.

Le stockage dans des réservoirs épuisés présente également des avantages : ce sont des sites géologiquement connus pour lesquels il est relativement plus aisé d'évaluer l'extension de la couverture et les risques liés au stockage. L'IFP conduit actuellement un projet avec Totalfinael et Géostock pour développer les outils nécessaires à une modélisation la plus prédictive possible du comportement à long terme du CO₂ stocké, incluant en particulier les interactions géochimiques avec les minéraux des roches car le gaz carbonique est un composé réactif.

Certaines veines de charbon possèdent une perméabilité à double système de pores, comprenant des mésopores et des micropores, lesquels contiennent très souvent du méthane. Comme la molécule de CO₂ a une plus grande affinité avec la surface minérale du charbon que le méthane, le CO₂ se substitue au méthane lorsqu'il est injecté dans

la veine. L'IFP participe au programme Recopol, cofinancé par l'Union Européenne, qui permettra de tester sur un site réel en Pologne les modèles numériques représentant en particulier les phénomènes d'absorption/désorption.

*

* *

La lutte contre les gaz à effet de serre, en particulier le CO₂ qui est le contributeur majeur, implique la mise en œuvre de plusieurs solutions : maîtrise des consommations d'énergie, pénétration accrue de combustibles fortement hydrogénés, développement des énergies renouvelables et du nucléaire, capture et séquestration du CO₂. Cette dernière solution est une voie nouvelle qui fait l'objet actuellement dans le monde de nombreux travaux de recherche et développement associant des laboratoires de recherche et des industriels (compagnies pétrolières, producteurs d'énergie et d'électricité). Ils visent tous à réduire les coûts qui, comme on l'a vu, sont actuellement dans une fourchette de 45 à 95 \$/tonne de CO₂. Ils visent parallèlement à s'assurer de la sécurité des stockages et de leur acceptabilité dans l'environnement.

L'IFP et d'autres équipes françaises se sont engagés dans la recherche de solutions technologiques, performantes et économiques dans le cadre d'actions nationales ou européennes. On mentionnera à cet égard le lancement récent en France du Club CO₂ sous l'égide de l'ADEME, qui regroupe les acteurs majeurs concernés du monde industriel et de la recherche. La mission du Club est d'être un lieu d'échange, d'information et d'initiatives entre ses membres dans le domaine des études, de la recherche et du développement technologique en matière de capture et de stockage du CO₂.

Dans ce siècle qui vient de commencer, on sait que les combustibles fossiles (pétrole, gaz et charbon) joueront un rôle majeur dans l'approvisionnement énergétique mondial. Il est généralement estimé qu'ils contribueront encore à hauteur de 70% environ à l'horizon 2050 avec une demande énergétique qui aura doublé ou triplé. Or le CO₂, contributeur majeur au phénomène d'accroissement de l'effet de serre, est un gaz fatal de l'utilisation de ces combustibles à des fins énergétiques. Le capturer et le stocker de manière sûre et économique est la voie la plus radicale pour réduire ses teneurs dans l'atmosphère. Shell prévoit par exemple qu'à l'échéance de 2050, 20% des émissions de CO₂ liées à la production et à l'utilisation des énergies seront séquestrées. Gageons que les équipes françaises contribuent de manière significative au portefeuille d'offres technologiques.

L'hydrogène comme vecteur énergétique : concurrence ou complémentarité avec les combustibles fossiles

Aucun carburant de substitution ne répond aujourd'hui à toutes les exigences de coût, d'acceptation par l'opinion publique, de sécurité d'approvisionnement et d'infrastructure de production pour concurrencer les combustibles fossiles traditionnels essence, gazole et gaz naturel comprimé qui bénéficient de près d'un siècle de constante amélioration par l'industrie pétrolière.

Cependant, pour faire face au double défi de réduire les rejets en polluants émis par les véhicules et leurs émissions de gaz à effet de serre, les constructeurs automobiles ont lancé de vastes programmes de recherche afin d'utiliser l'hydrogène comme carburant dans des piles à combustible n'émettant que de la vapeur d'eau ; toutefois l'impact de l'hydrogène sur la traction automobile dépendra largement de son mode de production et de l'ensemble des coûts du cycle énergétique de la production à la consommation qui, pour l'instant, montre un bilan clairement négatif.

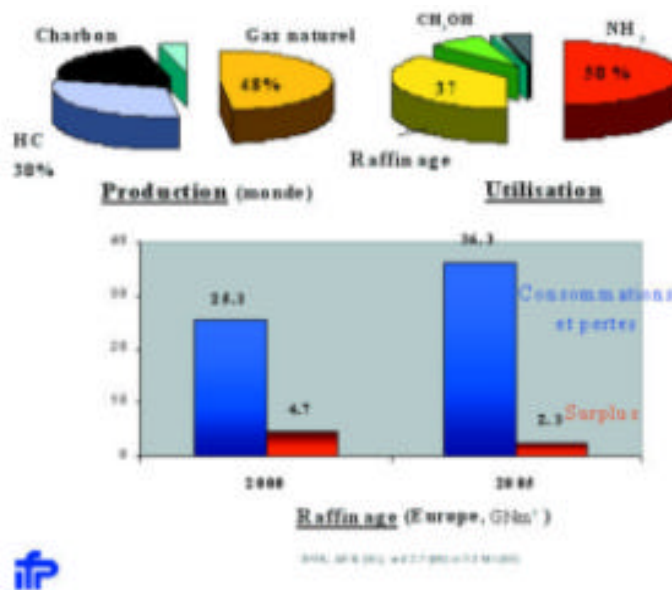
État des lieux

Aujourd'hui l'hydrogène n'a pas d'usage apparent dans le domaine énergétique : son utilisation est principalement par

autoconsommation dans l'industrie du pétrole, essentiellement dans le raffinage. On estime aujourd'hui à 450 milliards de N mètres cubes¹ ou encore 15 millions de tonnes par an la demande mondiale en hydrogène.

Edouard Freund
directeur général Adjoint
Institut Français du Pétrole

Production et utilisation de l'hydrogène



¹ mètres cubes dans les conditions normales de température et de pression

Dans les raffineries, les unités de reformage catalytique et de craquage catalytique produisent l'hydrogène qui est consommé dans les unités d'hydrotraitements. Face à la tendance vers des spécifications plus sévères, en particulier pour la teneur en soufre des carburants, la plupart des raffineries seront amenées à produire l'hydrogène complémentaire dont elles auront besoin, à partir d'unités nouvelles de reformage à la vapeur en gaz naturel.

Par ailleurs, l'hydrogène est une matière première de base dans les industries chimiques et pétrochimiques, en particulier pour l'ammoniac. Cette dernière utilisation

représente environ 50 % de la demande mondiale actuelle en hydrogène, soit 225 milliards de Nm³. La quantité d'hydrogène utilisée pour la totalité des produits chimiques (et notamment et surtout le méthanol) représente seulement 12 % de la production mondiale d'hydrogène. Seul le 1 % restant est lié à l'utilisation de l'hydrogène pour des applications aérospatiales et donc comme vecteur énergétique, mais cette très faible proportion pourrait s'accroître fortement en liaison avec le développement de la pile à combustible à basse température pour le transport automobile. Tout le problème est de savoir à partir de quelle source de matière première, à quelle pureté et à quel prix ?

Répartition mondiale de la production dédiée et de la récupération d'hydrogène

Région	Production dédiée (10 ⁶ Nm ³ /J)				Récupération (10 ⁶ Nm ³ /J)				
	SMR	SNR	POX	Total	PSA	Cryo	Memb	Autre	Total
Etats Unis	67,28	1,95	1,98	71,21	12,07	4,53	4,14	0,59	21,33
Amérique du Nord	75,36	3,09		80,42	12,92	5,87	4,70		24,09
Amérique du Sud/Caraiibes	8,16	3,62		11,78	0,19		0,74		0,93
Asie Pacifique	17,69	26,76		44,45	11,86	2,71	1,86	3,58	20,01
Europe de l'Ouest	25,56	4,99	2,99	33,54	19,03	5,04	2,11		26,17
CEI et pays de l'Est	7,34	0,12		7,46	0,00	0,50		0,31	0,81
Moyen Orient	35,87	1,84		37,71	3,96				3,96
Afrique	1,65	0,11		1,77	0,24		0,16	0,10	0,50
Total				217,13					76,47

Production : par vaporeformage de méthane SMR, de naphta SNR ou oxydation partielle POX
Récupération : par adsorption PSA, Cryogénie ou Membrane
Source : IFP

Qualités et limitations de l'hydrogène en tant que vecteur énergétique

Tout le monde s'accorde à reconnaître l'hydrogène comme le carburant idéal, son oxydation ne conduisant qu'à de l'eau, au moins si on l'utilise directement dans une pile à combustible. Alors pourquoi l'hydrogène dont on annonce l'avènement depuis le premier choc pétrolier est-il resté cantonné dans le domaine de la chimie ?

L'utilisation de l'hydrogène pour alimenter les piles à combustible sur véhicules est un futur marché possible, mais aujourd'hui force est de constater que ce nouveau vecteur énergétique présente des limitations sévères, par rapport aux carburants fossiles traditionnels. La principale difficulté

concerne son conditionnement. Trois voies sont possibles.

- **La liquéfaction** : l'hydrogène est un gaz difficilement liquéfiable. La liquéfaction n'est possible qu'à - 253°C, mais elle constitue une opération très coûteuse en énergie qui nécessite au moins 35 % du contenu énergétique de l'hydrogène (12 kWh/kg d'H₂). En outre, l'hydrogène liquide doit être stocké dans des réservoirs dotés d'une excellente - donc coûteuse- isolation thermique pour éviter l'évaporation.

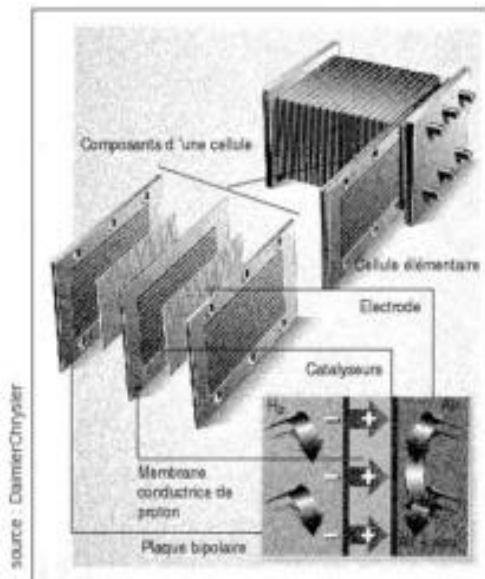
- **La compression** : l'hydrogène a un faible pouvoir calorifique par unité de volume, environ 3 fois moins que celui du gaz naturel, ce qui va poser des problèmes complexes au niveau de la distribution et du stockage et surtout pour l'autonomie du véhicule. En pratique, on envisage des pressions de stockage pouvant aller jusqu'à 600 bars ce qui permet d'assurer au véhicule une autonomie suffisante mais cette solution est coûteuse en éner-

gie de compression, en temps de ravitaillement et en investissements

- 3. Autres modes de stockage : d'autres voies sont aussi examinées parmi lesquelles on peut citer les composés permettant l'adsorption (nanotubes de carbone) ou l'absorption (hydrures métalliques).

Utilisation de l'hydrogène dans le transport

Les plus gros efforts de R&D sont actuellement concentrés sur les piles à électrolyte polymère solide (PEMFC). La pile PEMFC (figure 2) semble la plus prometteuse dans l'immédiat, comme convertisseur électrochimique pour alimenter les véhicules du futur. La technologie PEMFC présente surtout l'avantage, en partie lié à l'utilisation d'une technologie tout solide, de présenter une bonne compacité, indispensable pour une utilisation dans les transports. Cette technologie membranaire permet en outre une meilleure fiabilité et facilite la fabrication en grande série.



Descriptif d'une pile PEMFC

Des efforts considérables en R&D sont en cours pour en augmenter les performances et en réduire les coûts, d'un facteur pouvant aller jusqu'à 100 suivant l'application envisagée. Des ruptures technologiques sont possibles qui concernent pour l'essentiel la plaque bipolaire et la membrane polymère.

Reste aussi à optimiser la fabrication de l'ensemble électrodes-membranes.

Pour être compétitif avec les systèmes de propulsion automobiles d'aujourd'hui, les systèmes de pile à combustible embarquée devront atteindre des coûts globaux de 45 à 60 €/kwh pour des durées de vie comprises entre 3000 et 5000 heures.

La production d'hydrogène

La production d'hydrogène exige beaucoup d'énergie car elle part de molécules riches en hydrogène, particulièrement stables, telles que l'eau ou le méthane. Les productions industrielles de masse se sont donc tout d'abord orientées vers les options les plus efficaces du point de vue économique. Quelles sont les principales voies qui s'ouvrent pour le futur ?

Énergies fossiles

Ce sont les sources d'énergie aujourd'hui les plus utilisées pour produire l'hydrogène ; en particulier, le vaporeformage du gaz naturel est la technologie la plus communément employée pour produire l'hydrogène en grandes quantités et à moindre coût (voir encadré).

Énergies renouvelables

Il s'agit principalement de la biomasse ligno-cellulosique dont la ressource mobilisable pourrait fournir 30 millions de tep/an en France (dont environ 1/3 en hydrogène).

La production d'hydrogène par transformation thermochimique de la biomasse est une voie a priori attrayante qui devrait bénéficier des développements technologiques en cours. Deux technologies permettent de réaliser la conversion de la biomasse en hydrogène : la pyrolyse flash suivie du vaporeformage des huiles produites et la gazéification atmosphérique ou sous pression. La pyrolyse flash consiste à porter très rapidement de fines particules de biomasse à 600°C; les huiles ainsi produites sont par la suite réformées à la vapeur en présence d'un catalyseur. La seconde voie, la gazéification, présente l'intérêt particulier de produire le gaz de synthèse CO+H₂ qui peut être utilisé

soit pour la production d'électricité, soit pour la production d'hydrogène. Cette technologie a déjà donné lieu à quelques réalisations à l'échelle de la démonstration industrielle, mais elle reste limitée essentiellement à cause des difficultés rencontrées pour la purification du gaz, notamment pour l'élimination des goudrons. Le coût de l'hydrogène produit est grevé par le coût élevé de la matière première (par rapport aux énergies fossiles).

Énergie nucléaire

Malgré son coût actuel élevé et son rendement énergétique médiocre, l'électrolyse de l'eau à partir d'électricité d'origine nucléaire est la principale voie de production de l'hydrogène à partir de composés non fossiles.

Cette technologie qui est la deuxième en terme d'hydrogène produit (4 %) est réservée aujourd'hui à un marché de niche pour une production d'hydrogène de très haute pureté.

Une deuxième voie s'offre à l'industrie nucléaire pour la décomposition de l'eau ; il s'agit des cycles thermochimiques endothermiques alimentés par la chaleur fournie par des réacteurs nucléaire haute température. Cette technologie paraît plus intéressante que la première grâce à un meilleur rendement énergétique : 50 % contre 25 % (33 % pour le cycle de Carnot, à multiplier par 70 %, rendement de l'électrolyseur) . Cette voie est encore au stade de la R&D et nécessite de nouveaux réacteurs.

Production d'hydrogène via les énergies fossiles

Les technologies dominantes qui passent toutes par le gaz de synthèse, sont les suivantes :

- le vaporeformage d'hydrocarbures,
- l'oxydation partielle d'hydrocarbures ou de charbon,
- le reformage autotherme qui résulte de la combinaison des deux précédentes technologies.

Les technologies de purification de l'hydrogène à partir du gaz de synthèse sont également disponibles :

- la conversion du CO en H₂ (shift conversion),
- les membranes, la méthanation
- les tamis moléculaires (PSA, pressure swing absorption),

La voie PSA permet d'obtenir de l'hydrogène à 99,9 % de pureté. Plusieurs compagnies d'ingénierie dont TECHNIP (figure 3) peuvent fournir *la technologie complète de reformage du gaz naturel*. Selon diverses sources d'origine industrielle, les coûts en capital des unités de production d'hydrogène varient entre 35 et 40 \$ par Nm³/jour suivant la capacité de production. Pour une capacité optimum de 2,83 millions de Nm³/jour soit 79.000 tonnes par an, le capital amortissable est de 120 millions de dollars. Le coût de production de l'hydrogène dépend à la fois du prix du gaz naturel et des charges de capital. En retenant une durée d'amortissement de 20 ans et un retour sur l'investissement de 15 % avant impôts, la formule suivante relie les prix, en \$/GJ de l'hydrogène et du gaz naturel.

$$P_{H_2} = 1,275 P_{\text{gaz naturel}} + 3,2$$

D'autres voies de production sont possibles, en particulier par *gazéification du charbon* avec ou sans production d'électricité. Deux possibilités sont envisageables à partir des technologies bien établies de Kopper-Totzek (Allemagne) ou de Texaco (Etats Unis).

La gazéification en lit entraîné de Texaco opère sous pression et à haute température (1200°C) ; l'obligation de traiter de grandes quantités de cendres rend cette technologie fort coûteuse en investissements. C'est ainsi qu'à capacité égale de production, la gazéification est trois fois plus coûteuse en investissement que le vaporeformage de gaz naturel. La formule suivante permet de relier les prix, en \$/GJ de l'hydrogène et du charbon.

$$P_{H_2} = 2,08 P_{\text{charbon}} + 10,7$$

Éléments économiques de la production d'hydrogène

Source primaire d'énergie	Coût de l'H ₂ (€/GJ en PCI)*
Vaporeformage du gaz naturel **	6 à 8
Oxydation partielle des résidus pétroliers	7 à 11
Vaporeformage du naphta	9,5
Gazéification du charbon ***	13 à 15
Gazéification de la biomasse	10 à 18
Electrolyse de l'eau	
- Réseau	25
- Photovoltaïque	37 à 76
- Solaire thermique	45 à 73
- Eolien	30 à 46

*Pouvoir calorifique inférieur de l'H₂ = 120 GJ/tonne

** prix du gaz naturel en Europe mai 2002 = 3,2 €/GJ

*** prix du charbon en Europe mai 2002 = 1,3 €/GJ

Source IFP

Rendement et bilan CO₂ des diverses possibilités énergétique de motorisation

Les valeurs de rendement qui ont été retenues sont caractéristiques des voitures particulières de taille moyenne produites en 2000 en Europe et bénéficiant des technolo-

gies avancées d'injection directe. Le rendement des véhicules à moteur diesel sont en moyenne de 0,54 kWh/km ce qui correspond à une consommation moyenne de 5,4 litres aux 100 km. Pour les véhicules à moteur à allumage commandé, le rendement moyen de 0,66 kWh/km a été retenu, ce qui correspond à une consommation moyenne de 6,6 litres

aux 100 km. Le rendement des véhicules à pile à combustible du type PEMFC alimentée par l'hydrogène a été fixé à 0,4 kWh/km, soit une consommation de 4 litres équivalents gazole aux 100 km. Ce rendement est supérieur de 66 % à celui d'un véhicule doté d'un moteur à allumage commandé, mais il faut souli-

gner que les rendements de véhicules à moteurs thermiques sont susceptibles de progrès importants qui se manifesteront avant la fin de la décennie par l'industrialisation de nouvelles technologies prometteuses (combustion par auto-inflammation, hybridation thermique-électrique).

Principal hypothèses de calcul pour les bilans «Well to wheel»¹

Motorisation	Energie	Rendement km/kWh	Litre équivalent Gazole/100 km	Delta rendement
Essence (allumage commandé)	Super GPL Gaz Nat. ETBE Ethanol	1,5	6,6	Ref.
Diesel	Gazole Ester Huile DME	1,85	5,4	23%
Pile à combustible	Hydrogène	2,5	4	67%

Les bilans des émissions de CO₂, exprimés en gramme de CO₂ par kilomètre, sont également intéressants à prendre en compte pour comparer les diverses énergies actuelles et futures de motorisation. Ces bilans résultent du produit de la production de CO₂ par l'intensité énergétique du véhicule; ces deux facteurs exprimés en gramme de CO₂ par kWh et en kWh par kilomètre permettent de

dissocier l'impact des technologies de production de celles du véhicule.

Le carburant diesel Fischer-Tropsch, le Dimethyl Ether (DME), ainsi que l'hydrogène sont issus du gaz naturel. L'éthanol et l'ester de colza (Ester HV) sont produits à partir des filières blé ou betterave, et de la filière oléagineuse.

bilan «well to wheel» des carburants conventionnels et non conventionnels

Énergie	Origine	Moteur	CO ₂ g/kWh	Rendement Véhicule kWh/km	CO ₂ g/km	CO ₂ g/km relatif
Diesel	Pétrole	D	308	0,54	166	1
Diesel FT	Gaz naturel	D	376	0,54	203	1,22
DME	Gaz naturel	D	318	0,54	172	1,03
EMH V	Oléagineux	D	410/201	0,54	221/108*	1,3/0,6
Essence	Pétrole	AC	327	0,66	216	1,30
ETBE	Blé, betterave+pétrole	AC	408/278*	0,66	269/183*	1,6/1,1*
EtOH	Blé, betterave	AC	530/169*	0,66	350/111*	2,1/0,7*
GN	Gaz naturel	AC	224	0,54	121	0,73
GPL	Pétrole + gaz naturel	AC	276	0,66	183	1,1
H2 comp.	Électricité France	PAC	151	0,4	60	0,36
H2 comp.	Gaz nat. + électricité	PAC	388	0,4	155	0,93
H2 liq.	Gaz nat. + électricité	PAC	627	0,4	251	1,51

D diesel, AC allumage Commandé, PAC pile à combustible

* sans/avec déduction du carbone photosynthèse

¹ mot à mot : «du puits à la roue», c'est à dire en prenant compte de l'ensemble de la filière de la production jusqu'à l'utilisation finale

De l'analyse des diverses filières de carburants conventionnels et alternatifs, il ressort que l'utilisation directe du gaz naturel dans un moteur à combustion optimisé pour cette énergie constitue la voie alternative à privilégier. On attribue un crédit CO₂ aux carburants issus de la biomasse parce qu'ils sont issus de la photosynthèse, ce qui les rend a priori attractifs, mais il conviendrait de compléter ce bilan par une analyse écologique approfondie.

Une attention particulière doit être portée à la filière hydrogène électrolytique. Si l'on considère le cas de la France où l'électricité est produite à plus de 90 % sans émission de CO₂ (électricité d'origine principalement nucléaire), la filière hydrogène/pile à combustible présente le bilan CO₂ du puits à la roue le plus satisfaisant. Mais si l'hydrogène électrolytique est produit à partir d'énergie électrique d'origine fossile (gaz naturel ou charbon), la comparaison sur le plan des émissions de CO₂ n'est plus nécessairement à l'avantage de la solution pile à combustible.

Production d'hydrogène à partir d'énergie fossile sans émission de CO₂

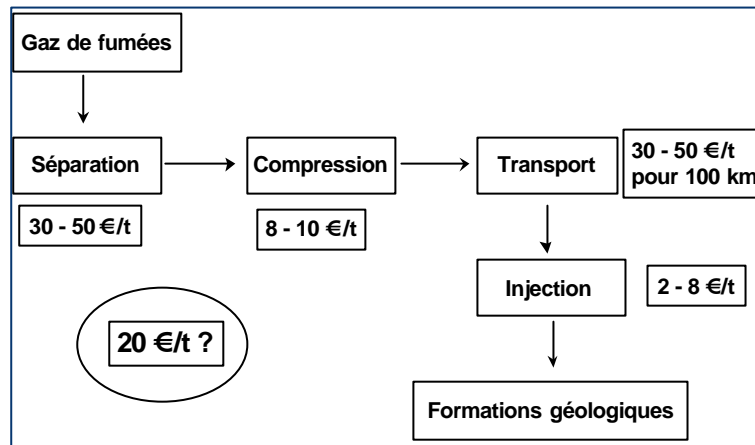
Le critère principal du futur sera vraisemblablement pour les carburants la non production de CO₂. Il en résulte que le mode de production de l'hydrogène doit être considéré en fonction de ce paramètre. Il n'y a pas de problème si l'hydrogène électrolytique est produit à partir d'énergie nucléaire et d'énergie renouvelable (biomasse, éolien, photovoltaïque).

Pour ce qui est des modes de production de l'hydrogène ex-composés fossiles, la possibilité de capturer le CO₂ généré de manière relativement concentrée au niveau d'une installation fixe et de le séquestrer dans des formations géologiques offre des opportunités loin d'être négligeables (cf article sur ce sujet).

En utilisant des technologies disponibles aujourd'hui, le calcul économique montre qu'il faut doubler le capital requis pour

capturer le CO₂ issu d'une production d'hydrogène à partir du vaporeformage de gaz naturel, soit 130 millions d'euros pour produire 79 000 t/an d'H₂. Dans les conditions d'amortissement sur 20 ans et d'un retour sur l'investissement de 15 % avant impôt, le surcoût de production de l'hydrogène serait de 2,40 \$/GJ soit 34 €/tonne de CO₂ évitée. Les progrès technologiques devraient permettre de réduire nettement ce coût pour approcher 20 €/tonne de CO₂ pour l'ensemble de la chaîne allant de la production au piégeage du CO₂.

Captation et piégeage du CO₂ à partir des gaz de fumées



Les efforts de R&D devraient porter principalement sur les points suivants :

- améliorer, voire développer de nouveaux procédés de capture pour remplacer les procédés traditionnels aux amines,
- remplacer la combustion à l'air par l'oxygène, ce qui permettra de réduire le coût de la capture du CO₂ parce que le CO₂ sera beaucoup plus concentré dans les fumées,
- par conséquent concrétiser industriellement les travaux actuels de R&D concernant la séparation de l'air à l'aide de membranes céramiques,
- disposer de modèles fiables permettant de prédire le comportement du CO₂ injecté dans des réservoirs perméables du sous-sol,
- mieux connaître la qualité des couvertures des réservoirs.

Conclusion

L'intervention importante de l'hydrogène en tant que carburant du futur est intimement liée au développement de la pile à combustible. Dans un premier temps, toute production importante d'hydrogène viendra des combustibles fossiles, principalement du gaz naturel pour une raison majeure, le prix de revient. Même en tenant compte du coût de séquestration du CO₂, l'hydrogène produit à partir de gaz naturel coûterait entre 9,60 et 12,2 €/GJ pour des valeurs du gaz naturel allant de 3 à 5 €/GJ.

L'économie de l'hydrogène et de son utilisation pour la pile à combustible automobile reste aussi fortement pénalisée par les coûts de compression et de stockage de l'hydrogène au stade de la distribution. Conscients de ces faits, les constructeurs automobiles cherchent à contourner ces difficultés par la mise au point d'un système embarqué produisant l'hydrogène à partir d'hydrocarbures liquides (essence, méthanol). Outre les nouvelles difficultés pour mettre au point ces systèmes (pureté de l'hydrogène à fournir, compacité, réponse du système en dynamique), cette stratégie débouche sur la concep-

tion de groupes moto-propulseurs qui ne peuvent plus revendiquer le statut de technologie dite «zéro émission» comme l'est la pile à combustible directement alimentée par l'hydrogène. L'intérêt de ces dernières options, notamment en comparaison avec les résultats toujours meilleurs obtenus avec des solutions mises en œuvre pour les moteurs à combustion interne, apparaît alors faible.

La date d'intervention de l'hydrogène dans le transport automobile dépendra des trois facteurs suivants :

- * les progrès liés à la mise au point de la pile à combustible (fiabilité, réduction des coûts) ;

- * la réduction des investissements dans le distribution et le stockage de l'hydrogène ; les avancées du stockage par adsorption dans les matériaux solides sont encore au stade de la R&D (nanotubes de carbone par exemple) ;

- * le coût a priori trop élevé de l'hydrogène par rapport aux carburants traditionnels doit être diminué par l'amélioration des procédés existants, ce qui implique également de nouveaux procédés opérant à partir de l'énergie fossile «décarbonisée» (nucléaire ou énergies renouvelables).

Ressources en hydrocarbures et défis technologiques

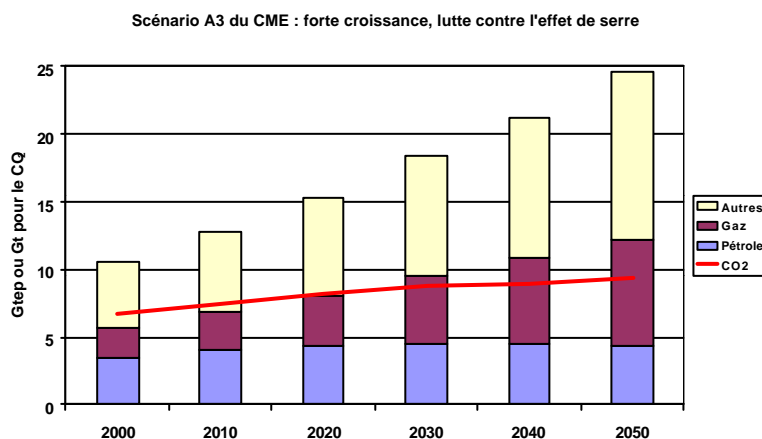
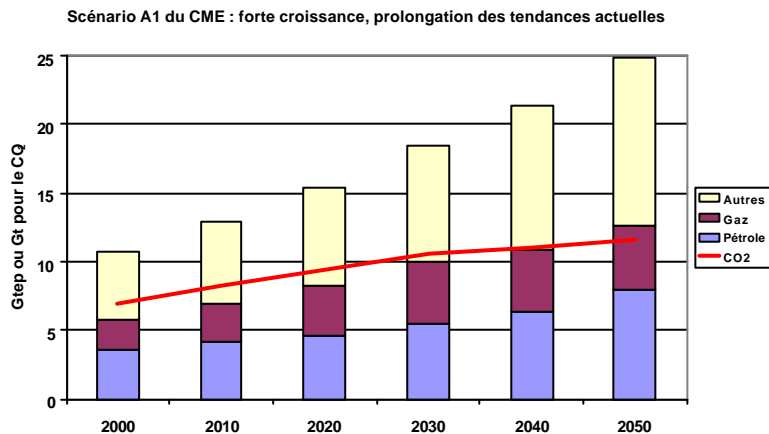
Les hydrocarbures représentent aujourd'hui plus de 60 % de la consommation mondiale en énergie primaire. Afin de satisfaire cette demande, qui continuera à croître, et de limiter la dépendance vis à vis du Moyen Orient qui détient plus de 65 % des réserves de pétrole, il sera nécessaire de développer des technologies de pointe, respectueuses de l'environnement, pour améliorer le taux de récupération des champs pétroliers matures, exploiter les huiles lourdes et les gisements en offshore ultra-profond.

Un besoin croissant d'hydrocarbures

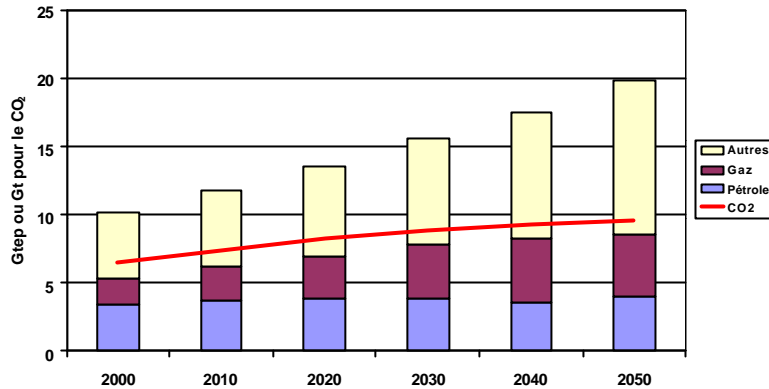
L commodité d'usage du pétrole, en particulier pour les transports routiers ou aériens, en a fait la première source d'énergie mondiale, avec environ 40 % de la consommation totale d'énergie primaire. Compte

tenu de l'expansion économique et démographique, sa consommation devrait continuer à croître, dans les prochaines décennies. Le gaz, énergie fossile la moins contributrice à l'effet de serre, devrait croître plus rapidement, comme le montrent ces scénarios du Conseil mondial de l'Énergie.

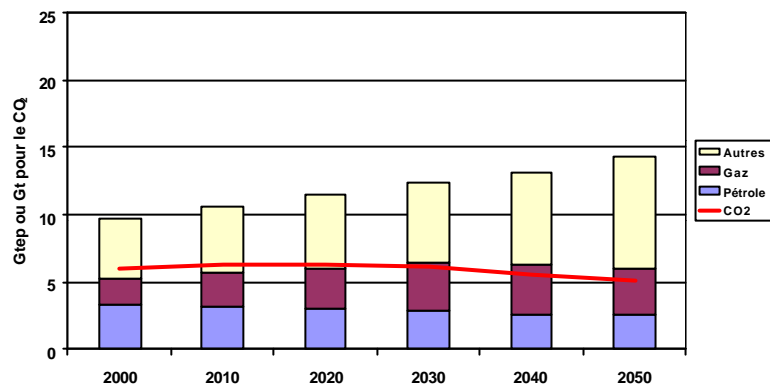
J-F. Le Romancer
DIREM
Sous-direction de
l'approvisionnement
en hydrocarbures
bureau de l'industrie
pétrolière et parapétrolière



Scénario B du CME : scénario médian



Scénario C2 du CME : diminution des émissions de CO₂

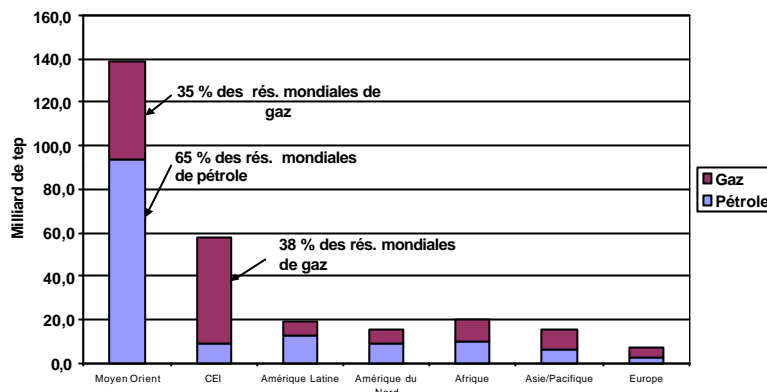


Une répartition géographique inégale

Les réserves pétrolières existantes (quantités que l'on sait produire techniquement et économiquement) sont aujourd'hui suffisantes pour répondre à cette demande : elles s'élèvent à environ 140 milliards de tonnes (Gt) de pétrole, soit 40 années de production, et à 135 Gtep de gaz, soit environ 60 années de production au rythme actuel. En revanche, leur répartition à l'échelle mondiale est très inéquitable. Les réserves mondiales de pétrole sont détenues à 65 % par le Moyen Orient, celles de gaz se situent principalement au Moyen Orient (35 %) et

dans la CEI (38 %). Cette concentration, qui ne peut que s'aggraver avec l'épuisement des réserves européennes et nord-américaines, préoccupe les pays consommateurs. Pour garantir la sécurité de leurs approvisionnements ils s'efforcent à la fois d'extraire une plus grande proportion du pétrole contenu dans les gisements connus et d'accéder à des pétroles plus difficiles à produire mais situés dans d'autres zones géographiques. La mise en production de ces gisements à des coûts compétitifs pose de nouveaux défis technologiques et exige un effort de recherche important, néanmoins nous allons voir que les enjeux en valent la peine.

Réserves mondiales d'hydrocarbures conventionnels à la fin 2000
(Source BP Statistical)



L'optimisation du taux de récupération

Aujourd'hui, pour un baril ramené à la surface, deux sont laissés dans le sous-sol. Les opérateurs s'efforcent par divers moyens d'améliorer ce taux de récupération avec un objectif de l'ordre de 50 %, chaque point gagné représentant plus d'une année de consommation mondiale au rythme actuel.

La mise en œuvre de la stratégie de récupération optimale passe d'abord par une localisation plus précise du pétrole dans les roches réservoir. Les progrès réalisés par la sismique (sorte d'échographie du sous-sol) permettent d'accéder non seulement à une meilleure connaissance de la distribution des couches géologiques au sein du réservoir mais aussi à la distribution des fluides qui s'y trouvent (eau, gaz, pétrole). En disposant de façon permanente des capteurs dans les puits ou en surface, il sera possible «d'écouter» le comportement du réservoir et de suivre les déplacements des fluides au cours de la production pour localiser d'éventuelles zones de pétrole restant en place.

Le précieux liquide étant repéré, il reste à déterminer, puis à mettre en œuvre, la meilleure stratégie pour le produire : choix de la disposition de nouveaux puits pour améliorer le drainage du réservoir (Un peu comme on creuse des sillons pour drainer un champ inondé) et du procédé de récupération le plus adapté (injection d'eau, injection de gaz etc.). C'est le rôle des logiciels ou simulateur de réservoir, qui devront relever

deux grands défis. D'une part, du point de vue de la physique, ils devront progresser pour prendre en compte les interactions entre la mécanique des roches et l'écoulement des fluides et aussi pour mieux représenter l'effet des fracturations sur la circulation des fluides. En s'appuyant sur cette modélisation physique plus précise, les méthodes de récupération assistée pourront utiliser au mieux les phénomènes de compaction des roches, de fracturation ou bien encore d'érosion pour les roches friables.

D'autre part, leur capacité de traitement devra évoluer, pour intégrer en temps réel les gigantesques volumes d'informations obtenues sur les gisements. Ces évolutions des logiciels offriront des simulations numériques plus fiables, plus précises et plus en phase avec la réalité du terrain, et faciliteront considérablement la prise de décision opérationnelle et choix du scénario de récupération optimal.

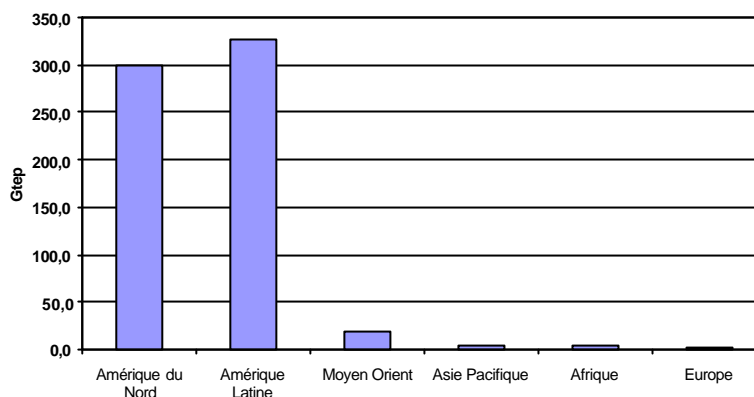
Les huiles lourdes

Les huiles lourdes constituent une seconde ressource importante du point de vue des volumes en place. En effet, une grande partie des accumulations d'hydrocarbures mondiales se trouvent sous forme d'huile lourde, extra-lourde ou de bitume. Deux pays se partagent plus de 80 % de ces abondantes ressources, le Canada et le Venezuela. On estime à près de 270 Gt le volume d'huile lourde en place dans la ceinture de l'Orénoque au Venezuela et à 300 Gt les ressources conte-

nues sous les forêts et toundras situées dans le nord de l'Alberta au Canada. Les ressources techniquement récupérables sont estimées à 80 Gt, il s'agit donc d'un pôle important de

renouvellement des réserves à moyen ou long terme à condition de résoudre les problèmes techniques économiques et environnementaux qui se posent pour les récupérer.

Ressources mondiales d'huiles lourdes, extra-lourdes et bitumes
(Source IFP)



En effet, ces bruts se caractérisent par des teneurs très fortes en métaux lourds, en soufre et en azote et des viscosités bien plus fortes que celle des huiles conventionnelles. Dans bien des cas, ils sont même solides aux températures du réservoir. Produire une huile lourde c'est un peu comme si on essayait d'aspirer une motte de beurre avec une paille ! Par conséquent, ces huiles nécessitent des procédés spécifiques pour la production, le transport et le traitement.

Aujourd'hui, l'exploitation des huiles lourdes reste une activité marginale puisqu'elle ne représente qu'environ 5 % de la

production mondiale. Cette situation évolue toutefois rapidement car la plupart des majors, investissent dans le développement de ces ressources. Le Canada produit plus de 140 000 tonnes par jour dont plus de 35 000 tonnes par la compagnie Syncrude, et environ 18 000 tonnes par Exxon Mobil à Cold Lake. La production canadienne doit passer au cours des prochaines années à plus de 275 000 tonnes par jour. De même le Venezuela produit déjà près de 140 000 tonnes par jour, et TotalFinaElf vient d'y démarrer en début d'année 2002 le grand projet Sincor.

Le projet Sincor

Sincor est l'un des deux grands projets d'exploitation d'huiles lourdes dans le monde, c'est aussi un des projets phare de TotalFinaElf. Ce gisement, situé au Venezuela dans la ceinture de l'Orénoque a débuté sa production en début d'année 2002. Il recèle entre 4,8 et 5,5 milliards de tonnes d'huile (entre 35 et 40 milliards de barils) d'huile extra-lourde (8,5° API). L'objectif est de produire 27 300 tonnes par jour (200 000 barils/jour) pendant 35 ans et de le transformer en 25 000 tonnes/jour (180 000 barils/jour) de brut synthétique plus léger (32° API). Au total on estime à plus de 1500 le nombre de puits qui seront forés pendant les 35 ans de durée de vie du projet. Celui-ci représente un investissement de 4,2 milliards de dollars. Il s'agit du plus important investissement industriel réalisé au Venezuela.

Deux familles de procédés sont utilisées pour produire ces gisements de bruts lourds et visqueux : la production dite « froide » et celle dite « chaude ». La première est utilisée lorsque le brut peut s'écouler naturellement à la température du sous-sol. Si la formation est friable, la production en puits verticaux entraîne la formation de chenaux qui vont favoriser l'écoulement. Toutefois, bien souvent on préfère utiliser des puits horizontaux (comme illustré sur la figure), qui en traversant les couches géologiques contenant le brut lourd sur une très grande longueur, vont permettre d'obtenir un débit de production égal à celui de 3 à 5 puits verticaux conventionnels.

La production froide présente l'avantage d'être plus économique en investissements et en coûts d'exploitation que la production dite « chaude » qui consiste généralement à injecter de la vapeur d'eau par des puits verticaux.

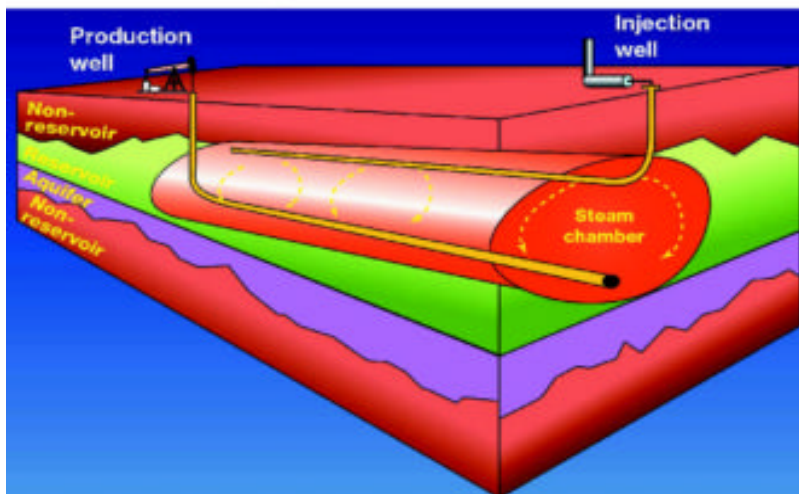
Celle-ci reste néanmoins nécessaire, soit dans un second temps pour améliorer le taux

de récupération, soit dès le début de l'exploitation si le brut ne s'écoule pas à la température ambiante (ce qui est le cas pour une part considérable des ressources, notamment au Canada). Les défis économiques et environnementaux posés sont alors considérables.

L'effort devra porter sur l'amélioration de l'efficacité des unités de production centralisée de vapeur, sur les méthodes de captation du CO₂ émis par ces dernières et enfin sur le réseau de distribution qui devra assurer une bonne isolation thermique (au Canada les températures hivernales peuvent être très basses) et une bonne résistance à la corrosion engendrée par l'utilisation de la vapeur.

Il conviendra aussi de rechercher des procédés de récupération plus efficaces, comme le SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage), aujourd'hui au stade de l'expérimentation.

Le procédé SAGD (Source IFP)



Le procédé SAGD (Steam assisted gravity drainage)

Dans certains gisements d'huile lourde, la mobilité de l'huile est nulle (cas des bitumes) et aucune récupération n'est envisageable si on ne réduit pas sa viscosité in situ. Pour cela on élève la température de l'huile en injectant de la vapeur d'eau.

Dans le procédé SAGD l'injection de vapeur d'eau est mise en œuvre au moyen d'une paire de puits horizontaux situés l'un au-dessus de l'autre. La vapeur d'eau est injectée dans le puits supérieur. Cette vapeur crée une chambre qui s'étend progressivement tout en réchauffant le bitume. A la frontière de la chambre on obtient ainsi une réduction de la viscosité liée à l'augmentation de la température. Le mélange contenant le bitume et la vapeur condensée s'écoule vers le puits inférieur, puis il est pompé vers la surface.

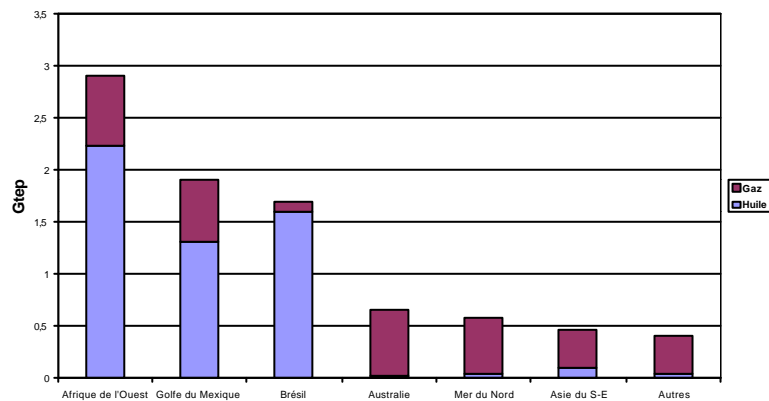
Une fois produit, ce type de brut pose encore pour son traitement et son transport des problèmes spécifiques qui nécessitent soit l'adaptation de technologies existantes, soit la mise au point de nouveaux procédés. Les

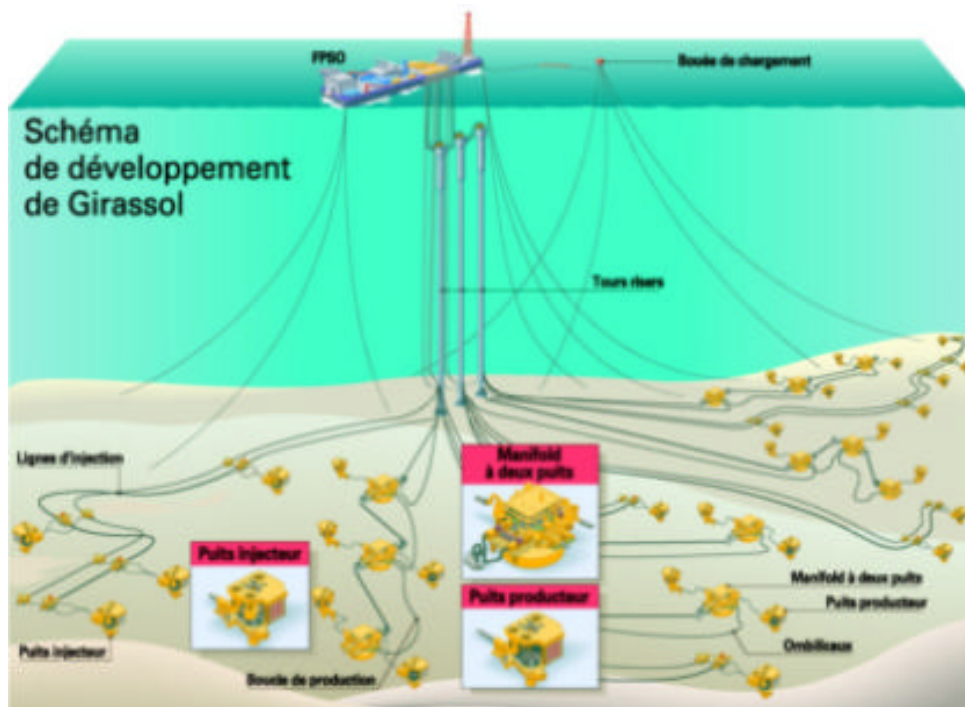
techniques de séparation eau/huile devront être adaptées pour prendre en compte la forte viscosité de ces huiles et leur faible différence de densité avec l'eau. Puis pour le transport, certains de ces bruts étant trop visqueux pour être évacués directement au moyen des canalisations existantes, il sera nécessaire de mettre à nouveau en œuvre des procédés spécifiques, soit pour réduire le frottement à l'intérieur des conduites (traitement de surface, mélange, chauffage), soit pour les transformer en bruts synthétiques plus fluides (on parle alors de procédés d'upgrading).

L'offshore profond et ultra profond

L'exploitation des hydrocarbures en mer s'est développée principalement après le premier choc pétrolier en Mer du Nord dans des profondeurs d'eau inférieures à 500 m. Aujourd'hui, toutes les grandes compagnies (Petrobras, Shell, TotalFinaElf, Exxon Mobil, BP, Chevron Texaco) opèrent en offshore profond et dans ce domaine le début de l'année a été marqué par le lancement du grand projet Girassol par TotalFinaElf.

Réerves prouvées en offshore profond (Profondeur d'eau > 500 m)
(Source Infield)





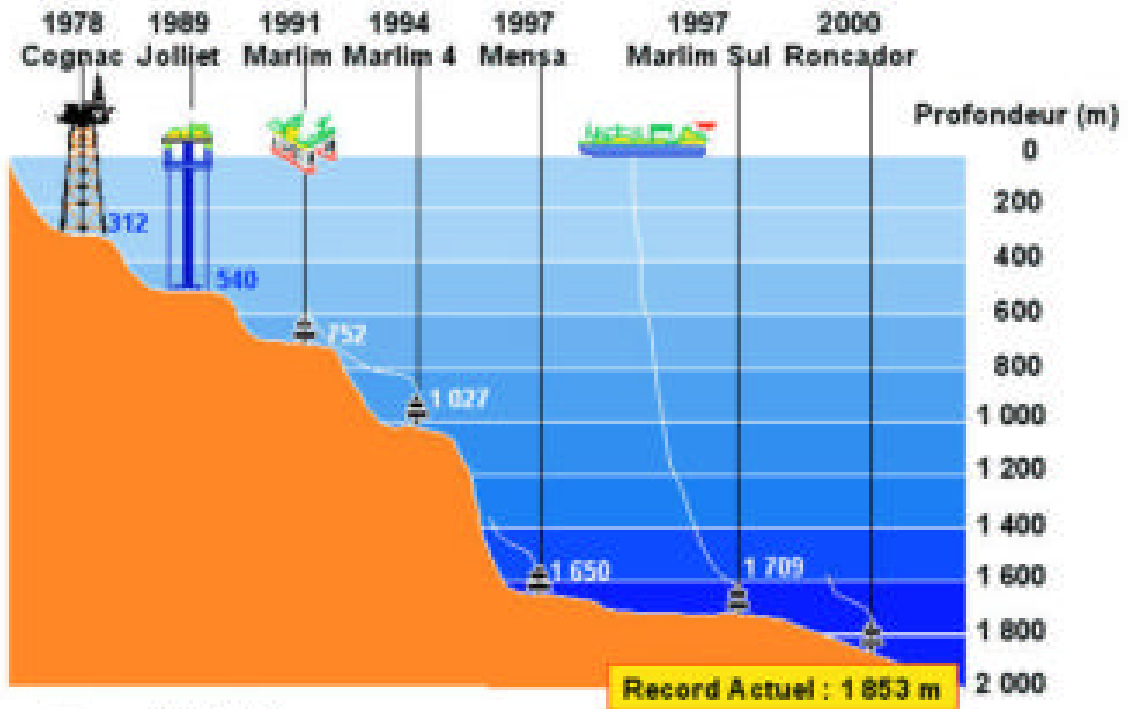
Source TotalfinaElf

Le pétrole offshore profond se situe principalement au niveau des bassins sédimentaires créés par le déversement de grands fleuves dans les océans. Les sédiments et la matière organique arrachés aux continents ont formé les réservoirs puis, après une maturation de plusieurs millions d'années, le pétrole. Trois zones géographiques se partagent plus de 75 % de ces réserves situées par plus de 500 mètres d'eau : l'Afrique de l'Ouest, le Golfe du Mexique et le Brésil. Ces réserves de pétrole de la mer profonde et très profonde sont évaluées à 4,4 Gt, soit un peu moins de 3 % des réserves de pétrole brut. Ces ressources sont faibles et même marginales par rapport aux ressources globales de la planète, mais, du fait de leur situation géographique, elles peuvent jouer un rôle important dans l'équilibre du marché. Pour cette raison, les compagnies pétrolières visent déjà des profondeurs bien plus grandes, au-delà du talus continental, mais ces profondeurs abyssales constituent une nouvelle frontière d'un point de vue technologique.

Girassol Une première mondiale en offshore profond

A 150 km au large de la côte angolaise, le premier champ développé intégralement par grande profondeur d'eau (1400 mètres) vient d'être mis en production par TotalFinaElf, démontrant ainsi la faisabilité de telles exploitations. Pour exploiter les réserves considérables de Girassol d'importantes innovations technologiques auront été nécessaires. De nouveaux matériaux composites ont du être mis en œuvre pour conserver à la même température (40°C) l'huile extraite, en résistant aux fortes pressions (140 bars au fond) et à la faible température de l'eau à cette profondeur (4°C). Le pétrole arrive à la surface par trois tours verticales de 1250 mètres de haut, reliées, par un ensemble de 70 km de conduites, à 11 puits sous-marins. Les installations sont conçues pour pouvoir traiter pendant trente ans 200 000 barils (27 300 tonnes) de pétrole par jour, en respectant des normes très strictes de sécurité et environnementales.

Illustration des progrès réalisés dans les développements offshore



Source : IFP, Infield

Le premier objectif est d'améliorer les chances de succès en exploration. Pour cela, la vision sous les couches de sel, qui aujourd'hui constituent un obstacle pour les méthodes sismiques, constitue une clé du succès en particulier pour le Golfe du Mexique.

Le second objectif est la réduction du coût des opérations de forage grâce à une optimisation du positionnement des puits qui en réduira le nombre. Pour cela, la caractérisation plus précise du réservoir devra être complétée par une meilleure compréhension des mécanismes de biodégradation. En effet, ce processus qui correspond à la consommation des composés les plus légers du brut par des bactéries, est très fréquent en offshore. Il entraîne localement un alourdissement de l'huile et par conséquent des hétérogénéités importantes de viscosité au sein d'un même réservoir. Pour réduire les échecs et positionner les puits en évitant les zones contenant une huile alourdie, il sera nécessaire de prendre en compte ce mécanisme complexe, en particulier dans l'offshore brésilien. Ce positionnement optimal, combiné avec une géométrie de puits de plus en plus complexe adaptée aux gros débits, permettra d'assurer une forte productivité

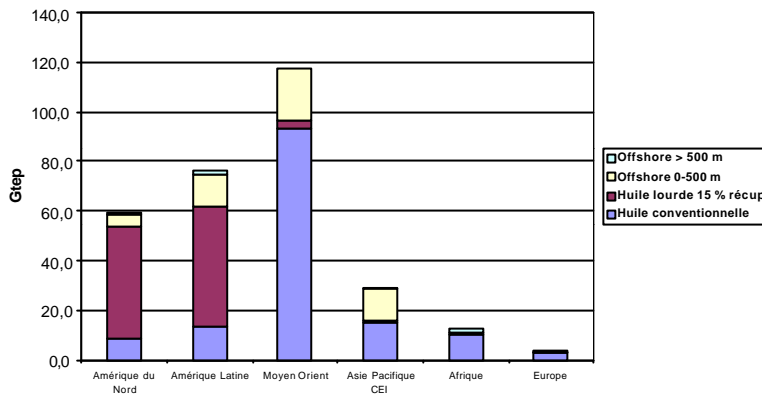
Puis, pour être capable de forer et produire à ces très grandes profondeurs en améliorant la fiabilité de toutes les opérations et en réduisant ainsi au maximum les risques environnementaux, de nouveaux matériaux devront être mis au point. Ils devront être plus légers, plus résistants et plus isolants d'un point de vue thermique. En effet, les équipements destinés à l'exploitation des gisements situés dans les profondeurs abyssales devront supporter des contraintes bien plus fortes. D'un point de vue mécanique, en raison de la pression exercée par la colonne d'eau ou en raison de leur propre masse pour les câbles et conduites qui descendent vers le fond de l'océan. D'un point de vue thermique, les températures étant si basses que le pétrole risque de se figer si l'isolation thermique des conduites est insuffisante (en particulier si la production devait être momentanément interrompue). De nouveaux isolants performants et légers devront donc être mis au point pour éviter le risque de colmatage des conduites qui pourrait entraîner la perte d'une partie des installations. Enfin, de nouveaux procédés de traitement du brut en condition de fond (notamment pour séparer l'huile de l'eau) permettront d'améliorer l'efficacité des ins-

tallations de productions. La mise au point de moyens de communication et de robots adaptés au travail à ces profondeurs, permettra d'assurer la surveillance et la maintenance de ces équipements disposés sur fond de l'océan.

Le développement de la production d'huiles lourdes, en rééquilibrant la répartition des réserves de pétrole en faveur du con-

tinents américain, pourrait avoir un impact géopolitique considérable. Les compagnies pétrolières engagent aujourd'hui d'importants travaux de recherches pour tenter de résoudre les nombreux problèmes posés par le développement de ces pétroles difficiles. Nul doute que le secteur parapétrolier aura son rôle à jouer.

Répartition mondiale des réserves conventionnelles et non conventionnelles
(Source DGEMP à partir de données IFP et autres)



L'énorme potentiel des hydrates

A plus long terme, le potentiel des hydrates de gaz devra sans doute être considéré. Ces hydrates sont issus de la transformation biochimique de la matière organique ou de la migration de gaz en provenance de systèmes pétroliers plus profonds. Ils se forment en présence d'eau dans des conditions de pression et températures adéquates. Les hydrates se sont déposés, sous une forme solide évoquant la glace, dans les zones arctiques, principalement en Russie et au Canada, et au fond des océans au niveau des marges continentales, partout dans le monde. Aujourd'hui, l'estimation des quantités de gaz piégé sous cette forme est encore difficile et

très imprécise puisqu'elle varie, selon les sources, entre 2700 Milliard de tep et 680000 Milliard de tep ! Il s'agirait donc, et de loin, des plus grandes accumulations d'hydrocarbures au monde. Certes, il n'existe pas encore de méthode pour les produire à l'échelle commerciale mais les travaux de recherche et les publications scientifiques sur l'extraction des hydrates sont en forte augmentation au cours des dernières années. Ces travaux sont menés principalement par le Japon, l'Inde, les USA, le Canada et la Russie qui cherchent tirer parti de cet énorme potentiel énergétique. Néanmoins l'exploitation commerciale de ces gisements ne semble pas envisageable avant 2030 voire 2050.

Quelles améliorations pour un nucléaire durable ?

Jacques Bouchard
Directeur de l'énergie
nucléaire au CEA

Une situation énergétique difficile...

L'énergie est un facteur essentiel du développement économique et social. Elle permet d'améliorer santé et qualité de la vie. Les scénarii établis par le Conseil mondial de l'Énergie montrent que, d'ici à vingt ans, les besoins primaires en énergie pourraient augmenter d'environ 50%. A cela une raison simple : malgré les possibles économies d'énergie dans les pays de l'OCDE, malgré une efficacité énergétique qui va s'améliorer, ce sont les besoins, fortement croissants, des pays en développement qui vont tirer la consommation mondiale vers le haut. Il est vrai que le Conseil mondial de l'Énergie relève que les 20% de personnes les plus riches consomment 55% de l'énergie mondiale quand les 20% les plus pauvres n'en consomment que 3% !

Un développement durable suppose que nous sachions répondre aux défis énergétiques à venir. Les combustibles fossiles, que nous utilisons à l'excès (ils subviennent à près de 80% de nos besoins) ne sont pas la réponse unique : ils sont synonymes de risques géopolitiques, de dégagement de gaz à effet de serre et leurs réserves s'épuisent. Les énergies renouvelables, diluées et irrégulières, et bien qu'en forte croissance, ne seront qu'une réponse partielle, réservées à des besoins spécifiques. Dans un «Mix énergétique» raisonnable, l'énergie nucléaire a, j'en suis convaincu, un rôle important à jouer. A la condition qu'elle sache, mieux encore qu'aujourd'hui, répondre aux critères du développement durable.

Une exigence immédiate: améliorer encore la compétitivité et la sûreté des installations existantes

La rentabilité, l'efficacité économique est une condition de toute option technologique inscrite dans la durée. L'électricité nucléaire est caractérisée par des coûts d'investissement élevés mais aussi par des coûts de production marginaux faibles et stables. Ainsi, l'électricité produite aujourd'hui est très compétitive. Elle le sera encore davantage demain grâce aux travaux de R&D visant à prolonger en toute sûreté la durée de vie des réacteurs et à développer des combustibles plus performants.

La prolongation de la durée de vie des réacteurs, jusqu'à 40 ans et au-delà (les États-Unis ont commencé à porter la durée de vie de leurs réacteurs à 60 ans), est un élément déterminant qui permettra de produire, plus longtemps, un kWh avec des réacteurs dont l'investissement sera amorti. Pour atteindre cet objectif, les recherches portent principalement sur la tenue des composants et des matériaux, la modélisation du vieillissement, les innovations possibles sur les matériaux et les méthodes de contrôle non destructif. La préparation des troisièmes visites décennales, qui, pour les tranches de 900 MWe commenceront en 2008-2009, représente un jalon fondamental pour l'extension de la durée de vie de l'ensemble du parc français.

L'optimisation des combustibles, par l'accroissement des performances et des taux

de combustion est un objectif économique et stratégique essentiel. Cela permettra un allongement des durées de cycle de réacteur, une réduction des transports de combustibles usés et une diminution des quantités retraitées et entreposées.

L'EPR, un réacteur plus compétitif et plus sûr encore

Au delà de l'optimisation des réacteurs existants, l'industrie nucléaire s'est attachée à préparer le renouvellement des parcs électronucléaires par de nouvelles générations de réacteurs à eau, technique qui s'impose naturellement grâce à ses atouts éprouvés en termes de retour d'expérience et de capacité d'adaptation. Ainsi, au niveau européen, le projet de réacteur EPR présente des avancées très significatives dans les domaines de la sûreté, de la compétitivité, de la propreté et de la sobriété.

Coté sûreté, l'optimisation des systèmes de sauvegarde permet de diminuer encore les risques d'occurrence d'accident. Une meilleure maîtrise des conséquences en fonctionnement anormal permet quant à elle d'exclure tout évènement pouvant avoir des conséquences en dehors du site. La disponibilité accrue du réacteur et l'amélioration de son combustible permettent d'accroître notablement la compétitivité. Enfin grâce à une meilleure utilisation des ressources d'uranium et à une diminution de la production de déchets à vie longue ce réacteur méritera les qualificatifs de réacteur propre et sobre.

Déchets nucléaires : des solutions à l'épreuve du temps

Les déchets nucléaires sont au centre des préoccupations, proposer des solutions à la société civile est assurément une condition du développement durable de l'énergie nucléaire.

Le stockage des déchets à courte durée de vie

Pour une gestion efficace des déchets, il convient de différencier les déchets de faible activité ou à durée de vie courte des déchets radioactifs à haute activité et à vie longue. Si les premiers sont produits en quanti-

tés plus importantes (en France, ces déchets représentent environ 1 kg par personne et par an, à comparer aux quelques 2000 kg de déchets domestiques et aux 800 kg de déchets industriels) des solutions industrielles, comme le centre de stockage de l'Aube, existent déjà. D'autres pourront être mises en œuvre sur la base des résultats des recherches en cours. Durant la période - de l'ordre de 100 à 300 années - où ces déchets sont radioactifs, leur conditionnement et les barrières ouvragées des entreposages permettent d'assurer la parfaite sécurité des hommes et de les isoler du milieu environnant.

Le recyclage du plutonium

Les déchets de haute activité et à vie longue proviennent de la combustion du combustible dans les centrales nucléaires. Ils ne représentent que l'équivalent de 10 g par personne et par an en France. Pour gérer au mieux ces déchets, des travaux sont en cours, menés de manière à respecter les voies dessinées en 1991 par le législateur pour éclairer, à l'échéance de 2006, les décisions du parlement et du gouvernement.

La première étape de la gestion de ces déchets, est le recyclage du plutonium. A cela plusieurs raisons. La «récupération» du plutonium contenu dans les combustibles usés permet d'économiser les ressources naturelles en uranium car c'est une matière très énergétique qui, réintroduite en réacteur disparaît par fission en produisant de l'électricité. Son recyclage (et sa destruction) en réacteur a pour conséquence de ne pas laisser le plutonium dans les déchets, dont il constituerait, à long terme, la plus grande partie de la radioactivité. Le plutonium ainsi recyclé, permet donc, tout en produisant de l'électricité, de réduire d'un facteur 100 la radio toxicité des déchets !

La maîtrise du plutonium en réacteur à eau sous pression est possible. Elle est déjà mise en œuvre de manière industrielle au travers des assemblages MOX chargés dans une vingtaine de réacteurs français et étrangers. D'autres étapes sont possibles : la R&D en cours vise à mettre au point de nouveaux assemblages combustibles, plus performants, qui, introduits dans les réacteurs du parc actuel ou à venir (de type EPR par exemple) permettront de maîtriser complètement l'inventaire en plutonium, de le stabiliser, voire de le faire décroître.

La séparation et la transmutation des actinides mineurs

Une fois recyclés l'uranium et le plutonium des combustibles usés, l'étape suivante consiste à faire disparaître, par transmutation, les autres radioéléments ayant également une forte radiotoxicité et une durée de vie longue: les actinides mineurs, Américium (Am) Curium (Cm) et Neptunium (Np) et certains produits de fission (Cs, Tc, I).

Ceci suppose d'abord que l'on sache séparer ces différents éléments. Des études de chimie quantique et les méthodes de mécanique et de dynamique moléculaire menées en parallèle aux expériences de laboratoire ont permis de mettre au point plusieurs familles de molécules, très sélectives et capables d'extraire ces éléments. Ce travail a été réalisé dans le cadre d'un effort européen coordonné par le CEA. La R&D en cours doit

permettre, à l'horizon 2005, de démontrer la faisabilité technique, de simplifier et d'améliorer la robustesse des procédés pour permettre leurs développements à une échelle industrielle.

Une fois triés, la solution la plus séduisante est d'éliminer les actinides mineurs par une transmutation les transformant en éléments stables ou de moindre radioactivité. Si le principe de cette opération a depuis longtemps été envisagé par les chercheurs, il restait à en démontrer la faisabilité technique. Des études de scénarii, envisageant différents types de réacteurs, ont permis d'évaluer les différents modes pour transmuter ces éléments. Un programme expérimental est mis en oeuvre dans le réacteur Phénix pour valider la transmutation au plan technique. Ce programme permettra, d'ici à 2007, d'apporter des réponses concrètes sur ce point.

Les déchets ultimes

Au-delà de ces opérations, il reste ensuite à conditionner puis entreposer ou stocker les déchets ultimes restants. Pour le conditionnement, les travaux en cours permettent aujourd'hui d'envisager des procédés qui garantissent le confinement durable et la possibilité de reprise en toute sûreté, dans une perspective d'entreposage de longue durée ou de stockage en formation géologique profonde.

Les études sur l'entreposage de longue durée vont conduire à la définition de concepts performants, à la robustesse de la structure d'accueil et à sa durabilité sur plusieurs siècles.

Enfin, la R&D sur les matériaux, la modélisation du transport des radionucléides, les études de géochimie, les mesures in situ de diffusion, dilution ou rétention devront permettre d'évaluer les concepts et sites de stockage en couche géologique profonde en intégrant les exigences de réversibilité.

En France, ces recherches sur la gestion des déchets radioactifs, sont réalisées dans le cadre de coopérations entre le CEA, l'ANDRA et le CNRS. Les universités et les industriels du nucléaire apportent également une contribution importante.

A l'échéance 2006, des solutions techniques seront disponibles. Il appartiendra alors aux politiques, comme le prévoit la loi, de faire les choix pour une mise en œuvre de solutions qui permettront de gérer les déchets issus de la production d'énergie nucléaire.

Inventer les systèmes nucléaires du futur

Les recherches sur les systèmes nucléaires du futur s'intéressent aux options envisageables pour les réacteurs et le cycle, considérés comme un système unique à optimiser dans son ensemble. Des critères ont été définis, qui visent à inscrire ces systèmes dans un développement énergétique durable. Ils devront avoir une compétitivité économique renforcée (notamment par la réduction des coûts d'investissement) ainsi qu'une sûreté et une sécurité encore accrues, en fonctionnement normal ou accidentel. Par ailleurs ces systèmes devront utiliser au mieux les ressource

ces naturelles, produire moins de déchets et être résistants à la prolifération (usage ou détournement de matières nucléaires à des fins non énergétiques). Compte tenu de l'évolution possible des besoins, ces systèmes auront également une aptitude à d'autres utilisations que la production d'électricité : production d'hydrogène, dessalement de l'eau de mer...

Les avantages des réacteurs à gaz

Malgré leurs avantages, dont le large retour d'expérience n'est pas le moindre, les réacteurs à eau ou à métaux liquides ont également des inconvénients. Les principales limites de l'eau, utilisée comme réfrigérant, sont d'une part le fait que cela ne permet de « brûler » qu'1% du minerai d'uranium, et d'autre part que les contraintes sur la température limitent à moins de 40% le rendement énergétique du réacteur. Les métaux liquides, tel le sodium, permettent de s'affranchir de ces contraintes. En revanche, toutes les opérations de maintenance ou d'inspection au niveau du cœur ou des circuits contenant le métal liquide sont rendues très difficiles.

Les premiers réacteurs à caloporteurs gazeux (Hélium en particulier) ont été développés dans les années 60-80, notamment aux États-Unis et en Allemagne avec plusieurs réalisations. Ils se sont heurtés, à l'époque, à des difficultés sur la partie conventionnelle, la turbine. Depuis peu, les avancées réalisées sur les turbines à gaz et les récents développements sur les matériaux résistant aux hautes températures (1000°C et au-delà) ont conduit à considérer les réacteurs à haute température (HTR) et à caloporteur gaz comme une des lignes les plus prometteuses pour les systèmes nucléaires du futur.

On attend de ces systèmes des gains économiques importants car ils seront modulaires (puissance unitaire de 100 à 300 MWe contre 1550 MWe pour l'EPR), auront des temps de construction plus rapides et des circuits plus simples. L'utilisation d'hélium comme caloporteur permet d'atteindre des rendements élevés, notamment dans des concepts modernes de HTR à cycle direct où l'hélium chaud va directement au turboalternateur. Leurs caractéristiques permettront de mettre en œuvre une sûreté pas-

sive, qui, allée à un combustible très innovant, robuste et ayant peu d'interaction avec le réfrigérant permettra d'écartier tout risque d'accident grave. Du côté des marchés, les hautes températures, les rendements élevés et la taille modulaire de ces réacteurs leur permettront de répondre à de nouveaux besoins comme la production d'hydrogène ou encore le dessalement de l'eau de mer pour la production d'eau potable. Enfin, avantage déterminant, le gaz permet de concevoir des cœurs de réacteurs à spectres rapides ce qui autorise une utilisation maximale du minerai d'uranium et une minimisation importante des déchets.

Des ruptures technologiques

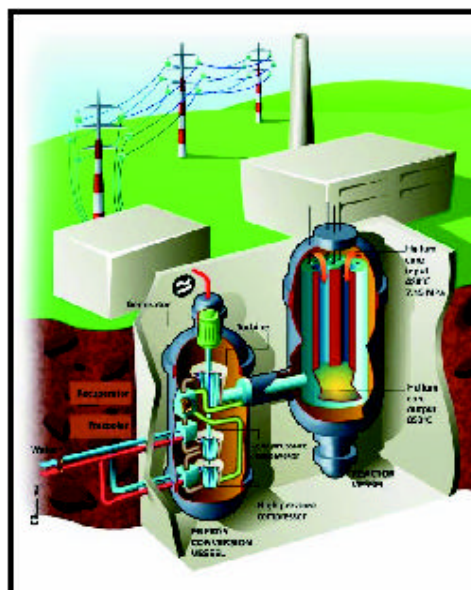
La mise au point de ces nouveaux systèmes va nécessiter une R&D importante car les ruptures technologiques sont importantes dans de nombreux domaines. Pour le cœur du réacteur, il faut mettre au point un combustible totalement innovant, réfractaire pour la sûreté, confinant pour retenir les produits de fission, capable d'évoluer vers des spectres rapides et des hauts taux de combustion. Pour ces combustibles, il faudra également développer de nouveaux procédés de traitement.

Autour du combustible, de nouveaux matériaux, les aciers pour la cuve du réacteur, les structures internes du cœur, devront résister aux hautes températures mais également aux dommages d'irradiation qui sont une contrainte supplémentaire du nucléaire. Le gaz - l'hélium - s'il a de nombreux avantages impose aussi une R&D importante au niveau des circuits.

Un déploiement progressif

Ces réacteurs, modulaires et évolutifs, pourraient être déclinés en plusieurs versions correspondant à différents besoins du marché de l'énergie. A court terme, l'objectif est de proposer un réacteur de petite puissance capable de répondre à la demande du marché international à l'horizon 2015. A moyen terme, on envisage des versions dédiées plus spécifiquement à certaines applications : on peut penser, par exemple, à un modèle à très haute température (supérieure à 850 °C)

pour la production d'hydrogène, à un modèle robuste et sécurisé pouvant être exporté vers des pays moins familiers aux technologies nucléaires, à un modèle optimisé pour brûler les actinides. Le long terme devra résolument s'inscrire dans le développement durable et l'objectif sera de faire évoluer ces réacteurs vers des spectres rapides permettant de valoriser également l'Uranium 238 qui représente plus de 99% du minerai naturel.



Réacteur modulaire

De grands moyens expérimentaux en soutien à la R&D nucléaire du futur

Les développements nécessaires pour mettre au point ces systèmes nucléaires du futur doivent bénéficier de grands moyens expérimentaux pour valider leurs conceptions et leurs régimes de fonctionnement en conditions totalement représentatives. A titre d'exemple, une «boucle système» permettra de réaliser des essais de composants, l'étude du fonctionnement en cycle direct, ainsi que des régimes transitoires de fonctionnement. Des expériences critiques, réalisées dans le réacteur de recherche MASURCA à Cadarache permettront de valider les calculs neutroniques des configurations de cœur. Enfin la

construction d'un réacteur expérimental de développement technologique, de faible puissance (~30 MWth) est envisagée pour qualifier, à partir de 2012, les combustibles et les matériaux nécessaires aux différents projets.

Une recherche largement internationalisée

Les enjeux, les problèmes techniques à résoudre, les sommes et les compétences mises en jeu dépassent les cadres strictement nationaux. La R&D nucléaire l'a bien compris et toutes les recherches sont menées dans un partenariat international fort.

Les objectifs visés pour les systèmes du futur, de même que le choix des technologies clefs pour les atteindre, font l'objet d'échanges actifs à l'international, notamment dans le cadre du Forum Generation IV institué par le Département de l'Énergie (DOE) américain. Ce forum doit aboutir d'ici fin 2002 à une proposition de plan de développement international, partagé, des technologies nucléaires les plus porteuses d'avenir. Dix pays, dont les États-Unis, le Royaume Uni, la Suisse, le Japon, la Corée et la France, participent à ces échanges. L'Agence Internationale de l'Énergie Atomique (AIEA) coordonne également des actions qui permettront de mieux définir les critères auxquels devront répondre les systèmes du futur au regard des besoins des pays émergents.

Le CEA conduit également de très nombreuses actions de coopération en bilatéral, avec notamment les États-Unis, le Japon, la Russie, qui permettent de mener des études et développements communs sur la technologie des réacteurs à gaz, sur l'extrapolation de cette technologie aux neutrons rapides, sur la recherche de procédés de traitement des combustibles usés et de re-fabrication. La coopération avec les États-Unis conduira en particulier, à partir de 2002, à des projets communs cofinancés sur ces thèmes. La collaboration avec le Japon permettra d'approfondir la comparaison entre réacteurs à neutrons rapides à caloporteur gaz et à caloporteur sodium et à partager certains développements technologiques sur les combustibles ou les matériaux.

Au niveau européen, le PCRD fournit un cadre qui permet de regrouper de nombreux organismes sur des thèmes communs d'étude. A titre d'exemple, le «cluster» de projets HTR (High Temperature Reactor), regroupe une vingtaine d'organismes appartenant à huit pays européens, dont la France. Dans l'avenir, le 6ème PCRD continuera à contribuer à ces travaux coopératifs sur l'étude du potentiel des réacteurs nucléaires du futur.

Le bilan et la facture énergétiques de l'année 2001¹

L consommation d'énergie corrigée du climat reste stable : + 0,1% pour la consommation primaire, à 269 Mtep, et - 0,1% pour la consommation finale à 175 Mtep. Ce bon résultat - une telle modération n'avait pas été connue depuis vingt ans- est imputable à la moindre consommation du secteur des biens intermédiaires (sidérurgie et usages non énergétiques), qui a compensé la hausse de la demande de carburants (+2%).

Consommation d'énergie primaire (2)

	1973	1980	1990	1998	1999	2000	2001	TCAM	
								00-01	73-01
Consommation d'énergie primaire (en Mtep)									
Réelle	182,4	191,7	225,2	258,8	260,4	263,6	267	1,30	1,4
Avec CC	179,6	189,9	229,8	260,3	263,3	268,7	269	0,1	1,5
Dont									
- Usages énergétiques finals (avec CC)	133,6	134,1	142,6	155,4	156,7	157,9	158,5	0,4	0,6
- Usages non énergétiques	10,9	11,8	12,4	17	17,2	17,4	16,6	-4,6	1,5
Taux de variation annuel (en %)									
Consommation primaire (avec CC)	7,6	-1,6	2,2	1,2	1,1	2	0,1		
PIB total (en volume)	5,4	1,6	2,6	3,4	2,9	3,1	2		

CC = correction climatique

TCAM (taux de croissance annuel moyen) en %

Consommation d'énergie finale par secteur (corrigée du climat)

en Mtep	1973	1980	1990	1998	1999	2000	2001	TCAM	
								00-01	73-01
Industrie	48,0	44,8	38,5	39,8	38,3	38,7	38,3	-1,1	-0,8
dont sidérurgie	12,5	10,7	7,0	6,6	6,2	6,2	5,5	-10,1	-2,9
Résidentiel-tertiaire	56,2	54,0	59,3	64,5	65,9	66,7	66,8	0,1	0,6
Agriculture	3,0	3,2	3,1	3,2	3,1	3,1	3,0	-0,7	0,0
Transports	26,3	32,1	41,7	48,0	49,4	49,4	50,4	2,0	2,4
Total énergétique	133,6	134,1	142,6	155,4	156,7	157,9	158,5	0,4	0,6
Non énergétique	10,9	11,8	12,4	17,0	17,2	17,4	16,6	-4,6	1,5
Total	144,5	145,8	155,0	172,4	173,9	175,3	175,1	-0,1	0,7

TCAM (taux de croissance annuel moyen) en %

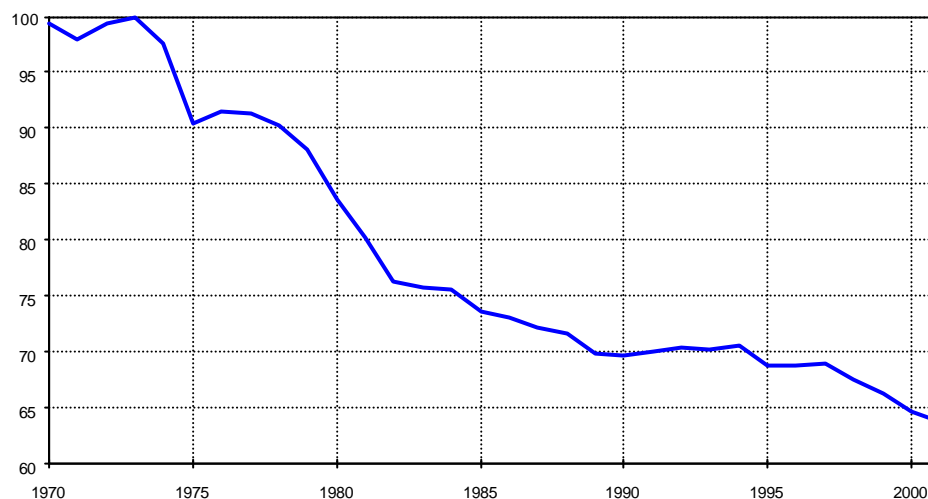
¹ Chiffres provisoires. Cette note résume deux documents relatifs au bilan et à la facture énergétique, téléchargeables sur www.industrie.gouv.fr/energie à la rubrique statistiques.

² L'Observatoire de l'Énergie a adopté en 2001 les méthodes de comptabilisation de l'énergie utilisées par l'AIE, Eurostat et le CME (voir note méthodologique in fine). Les données de cette page et de la suivante ne sont donc pas directement comparables avec celles publiées avant 2001, et les comparaisons dans le temps doivent être faites en utilisant les chiffres des années antérieures tels qu'ils figurent dans ce document-ci.

ATTENTION !

Le PIB ayant progressé de 2%, la baisse de l'intensité énergétique de l'économie française s'accélère (-1,9%, après -1,0% en 2000).

Intensité énergétique finale (indice base 100 en 1973)



Le climat de 2001 étant seulement légèrement plus doux que la normale, alors que 2000 avait été particulièrement clémente, la consommation d'énergie primaire réelle croît de 1,3%, à 267 Mtep.

Grâce à une forte hydraulité et au bon fonctionnement des centrales nucléaires, la production brute d'électricité croît de 1,7%, à 550 milliards de kWh, malgré une baisse de -8% de la production thermique classique ; le taux d'indépendance énergétique reste égal à 50%.

Production totale brute d'électricité

en TWh	1973	1980	1990	1998	1999	2000	2001	TCAM	
								00-01	73-01
Thermique classique	119,5	126,0	48,2	55,8	52,1	53,1	48,9	-8,0	-3,1
Nucléaire	14,8	61,3	313,7	387,6	394,3	415,2	422,0	1,6	12,7
Hydraulique, éolien, photovoltaïque	48,1	70,7	58,3	66,6	77,6	72,5	79,3	9,3	1,8
Total	182,4	258,0	420,1	510,0	524,0	540,8	550,1	1,7	4,0

TCAM (taux de croissance annuel moyen) en %

Sous l'influence de la stabilisation puis de la baisse des cours internationaux du pétrole, les prix de l'énergie à la consommation pour les ménages fléchissent fortement en moyenne annuelle : -7,6%, contre une forte

hausse en 2000 (+12,8%). Par contre, le gaz augmente fortement (+4,7%), par un effet retard classique, et l'électricité croît légèrement, de +1,0%, ce qui est une première depuis 1996.

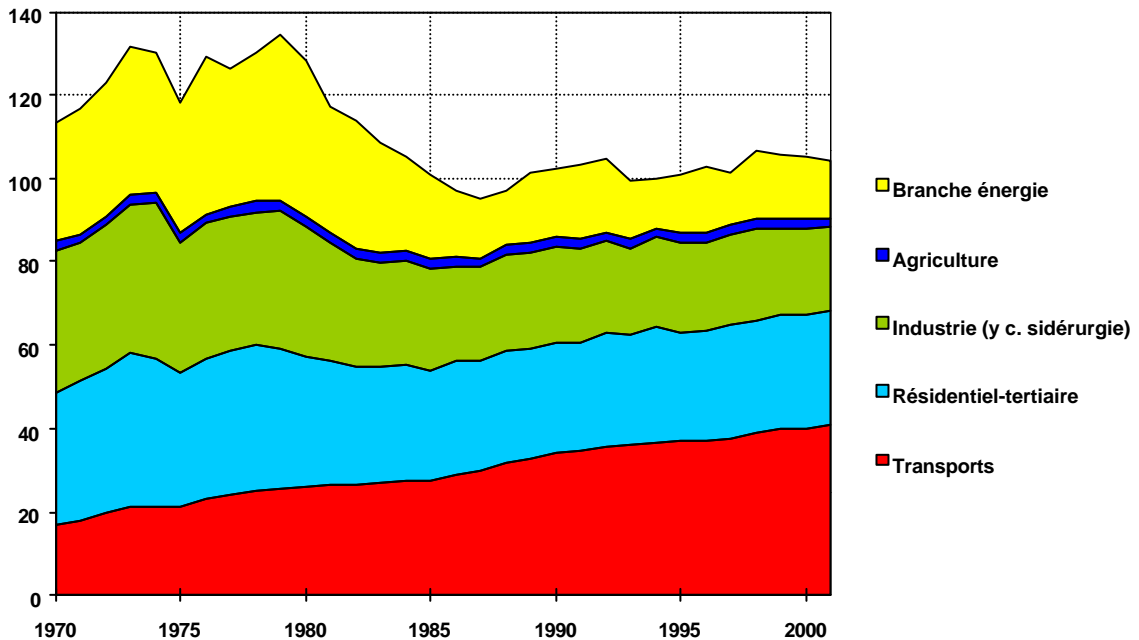
Évolution des prix à la consommation (par rapport à l'année précédente)

En %	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Produits pétroliers	3,1	7,8	4,1	-4,1	4,7	21,9	-14,0
Électricité	0,9	1,1	-2,2	-2,2	-4,5	-2,1	1,0
Gaz	-0,1	1,4	5,8	1,8	-5,4	8,1	4,7
Ensemble des énergies	2,0	5,0	2,2	-2,9	0,5	12,8	-7,6
Ensemble des biens et services	1,8	2	1,2	0,7	0,6	1,6	1,4

Source : INSEE (Indice des prix à la consommation)

Les émissions de CO₂ baissent de 1,1%, après -0,3% en 2000, grâce notamment à un moindre recours aux centrales électriques à charbon.

Émissions de CO₂ (en millions de tonnes de carbone, corrigées du climat)



Après un doublement en 2000, la facture énergétique ne se replie, en 2001, que de 2,5%. A 23,07 Md€, contre 23,67 Md€ en 2000 et 11,73 Md€ en 1999, elle représente 1,58% du PIB total, soit un niveau comparable à celui de 1986 et bien inférieur à celui de 1982 (5%). Les importations d'énergie ont représenté 31,12 Md€ (-4,1% par rapport à 2000) et les exportations 8,05 Md€ (-8,4%).

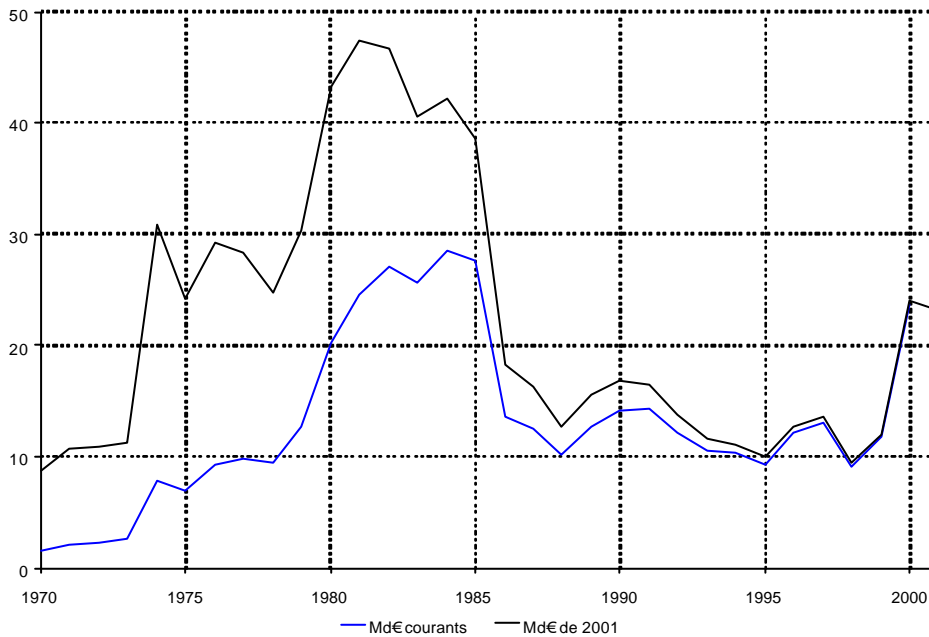
Ce léger repli est la résultante de plusieurs facteurs :

- baisse des cours du pétrole brut (-14,3% pour le Brent daté), mais hausse de 2,6% du dollar à 1,117 € et hausse de 30%

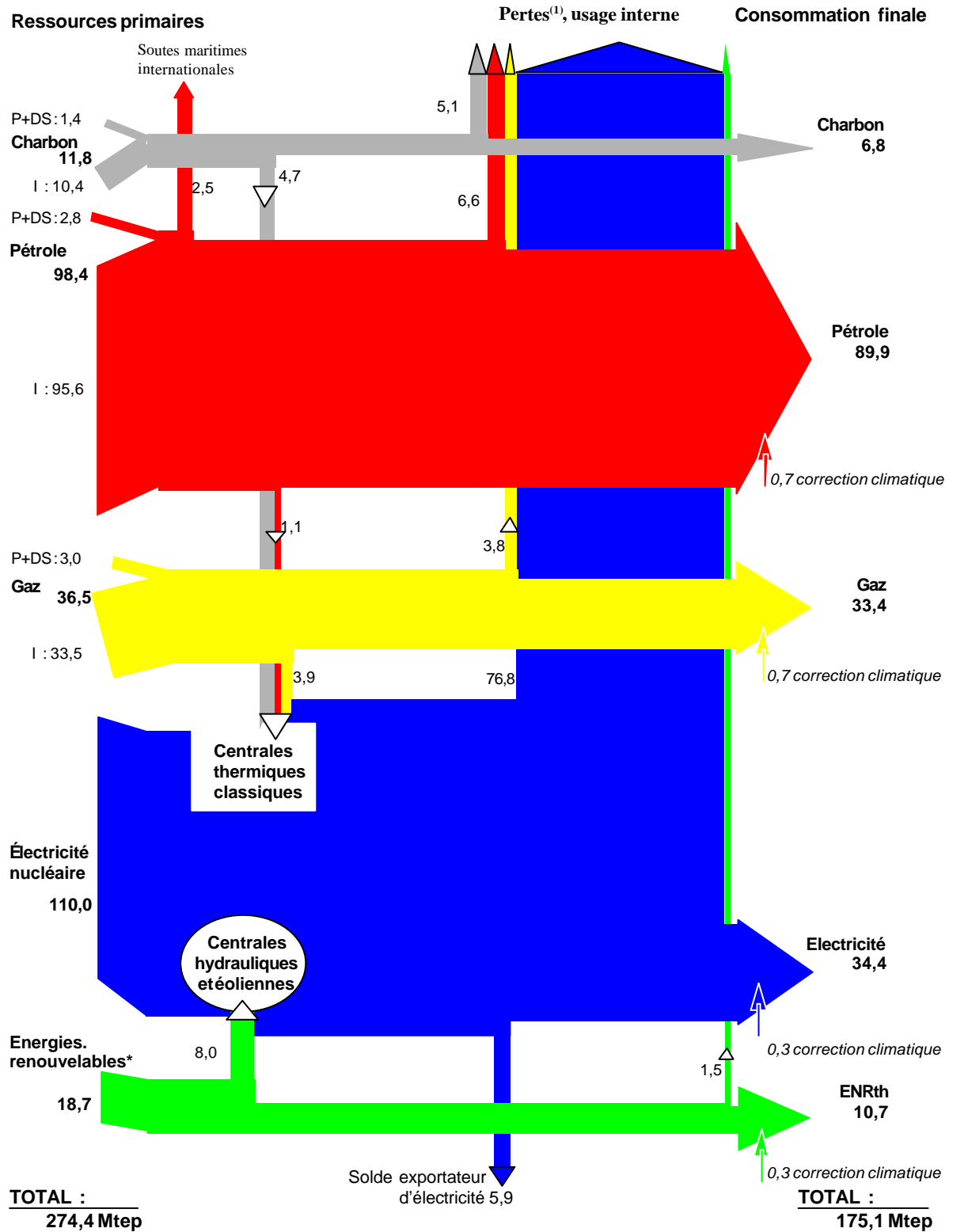
(en dollars) du prix du gaz importé, ce dernier suivant avec 5 mois de retard l'évolution du brut.

- faible baisse (0,9%) du solde importateur en quantité, sous l'effet contrasté du mouvement des stocks (fort déstockage en 2001 faisant suite à un stockage encore plus important en 2000, le tout contribuant pour 4,3% à la baisse de la facture par rapport à 2000) et d'un ensemble de facteurs venant au contraire accroître les importations : baisse de l'extraction de combustibles fossiles, climat moins doux cette année (indice de rigueur 0,95, contre 0,88 en 2000).

Facture énergétique de la France (import. CAF - export. FAB)



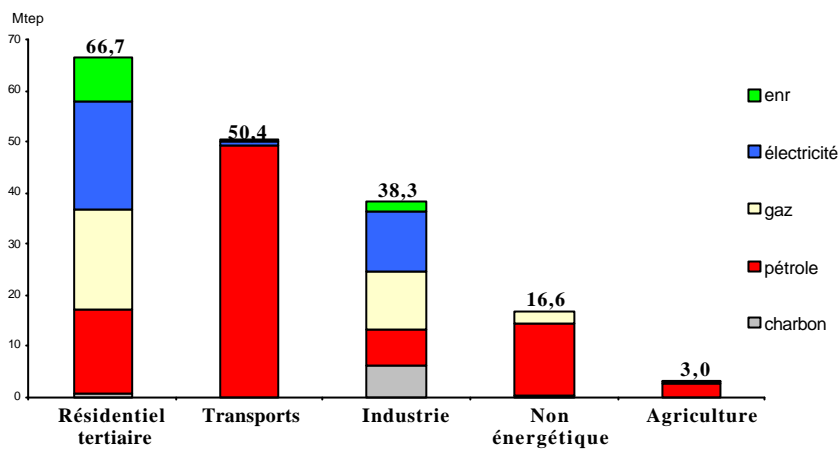
Bilan énergétique de la France en 2001 (Mtep)



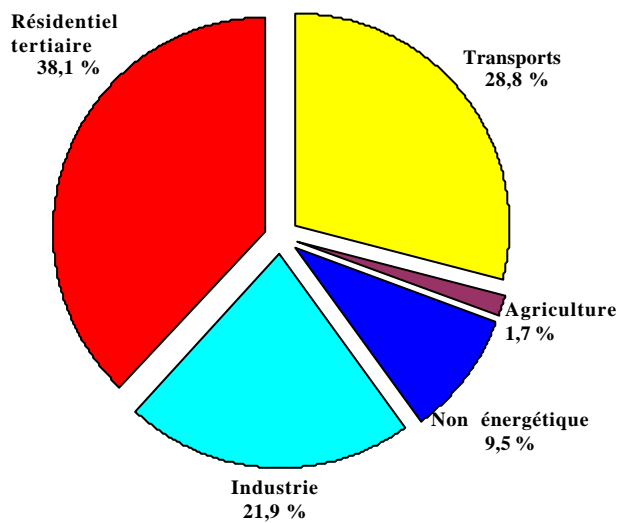
P : production nationale d'énergie primaire
DS : déstockage
I : solde importateur

* : y compris hydraulique et éolien
ENRth : énergies renouvelables thermiques
⁽¹⁾ voir commentaire page suivante

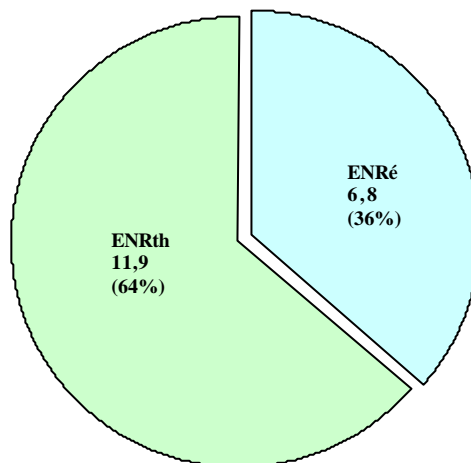
**Répartition de la consommation finale (175,1 Mtep)
(corrigée du climat)**



Répartition de la consommation finale par secteur en % (corrigée du climat)



Répartition de la production d'énergies renouvelables (en Mtep)



ENRth : énergies renouvelables thermiques
ENRé : hydraulique, éolien et photovoltaïque

NOTE

L'importance des pertes dans le domaine de l'électricité tient largement au mode de calcul adopté en 2002 par l'O.E : l'électricité d'origine nucléaire est comptabilisée, au niveau de la production, en termes de chaleur, dont les deux tiers sont perdus lors de la conversion en énergie électrique (cf. note méthodologique p. 38).

Note méthodologique

Les méthodes d'établissement des bilans de l'énergie par l'Observatoire de l'Énergie, l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE), Eurostat ou le Conseil mondial de l'Énergie (CME), diffèrent sur de nombreux points (coefficients de substitution, soutes maritimes, chaleur, énergies renouvelables,...), mais la principale source de divergence résidait jusqu'en 2000, d'une part, dans le coefficient de substitution de l'électricité, c'est-à-dire la façon de convertir l'énergie électrique en l'unité commune du bilan énergétique, à savoir la tonne d'équivalent pétrole (tep), d'autre part, la prise en compte des soutes maritimes internationales.

Pour l'électricité, la France appliquait strictement, depuis les premiers bilans énergétiques, la méthode de «l'équivalent primaire à la production» : quelle que soit l'origine de l'énergie électrique considérée, quel que soit son usage, un coefficient de substitution unique était utilisé. Ce coefficient était fixé à 0,222 tep/MWh depuis 1972 (auparavant, il était égal à 0,4 tec/MWh, soit 0,27 tep/MWh). Autrement dit, l'électricité était comptabilisée dans les bilans de l'Observatoire de l'énergie, à tous les niveaux (production, échanges avec l'étranger, consommation), avec l'équivalence 0,222 tep/MWh. L'électricité était ainsi comptabilisée comme la quantité de pétrole qui serait nécessaire pour produire cette énergie électrique dans une centrale thermique classique théorique de rendement égal à $0,086/0,222 = 38,7\%$ (contre 31,9% avant 1972).

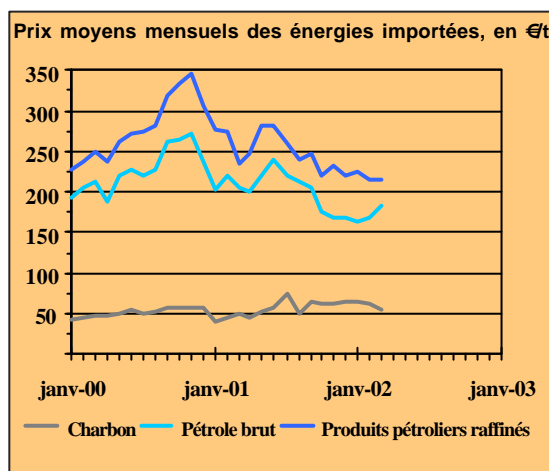
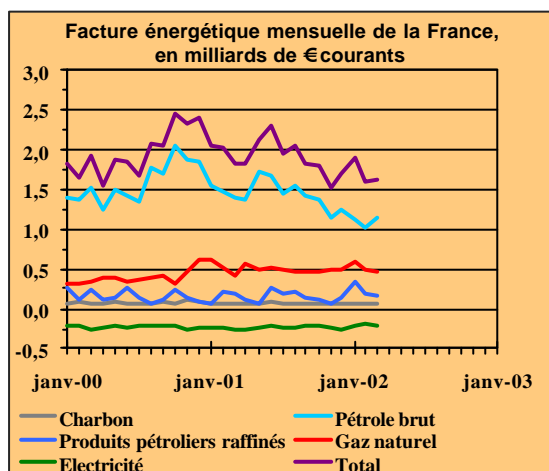
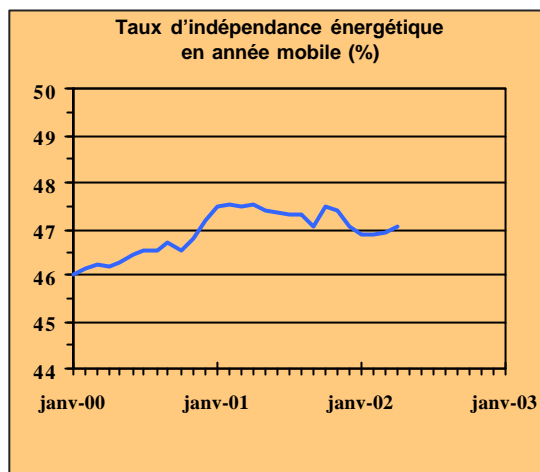
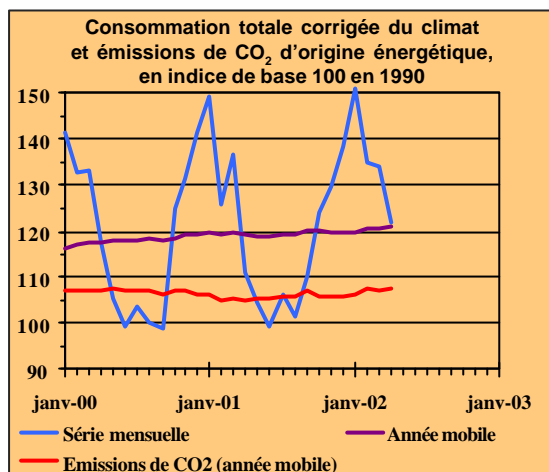
Pour les soutes maritimes internationales, le bilan énergétique les incluait dans la consommation de transport, alors que l'AIE, Eurostat et le CME les excluait à la fois des ressources et des emplois.

En session du 14 février 2002, le Conseil d'Orientation de l'Observatoire de l'Énergie a résolu d'adopter, dès la publication du bilan énergétique de 2001, la méthode commune à l'AIE, Eurostat et le CME concernant le coefficient de l'électricité et les soutes maritimes internationales. Pour l'électricité, il convient en conséquence de distinguer deux cas (en exceptant la géothermie) :

- l'électricité produite par une centrale nucléaire est comptabilisée selon la méthode de l'équivalent primaire à la production, avec un rendement théorique de conversion des installations égal à 33% ; le coefficient de substitution est donc $0,086/0,33 = 0,2606$ tep/MWh ;

- toutes les autres formes d'électricité (production par une centrale thermique classique, hydraulique, éolienne, marémotrice, photovoltaïque, etc., échanges avec l'étranger, consommation finale) sont comptabilisées selon la méthode du contenu énergétique, avec le coefficient 0,086 tep/MWh.

Tableau de bord de l'énergie



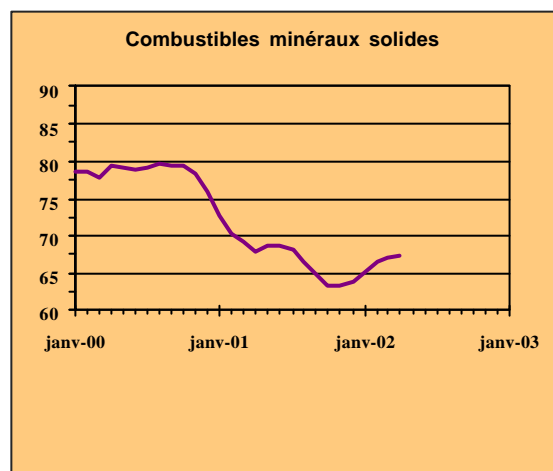
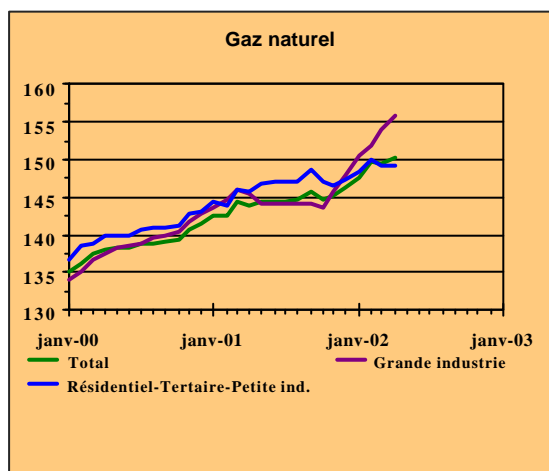
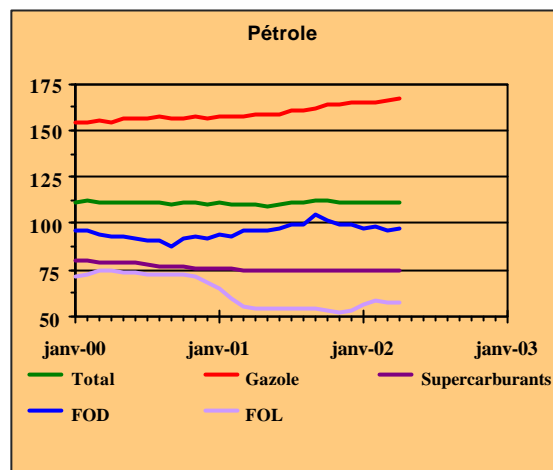
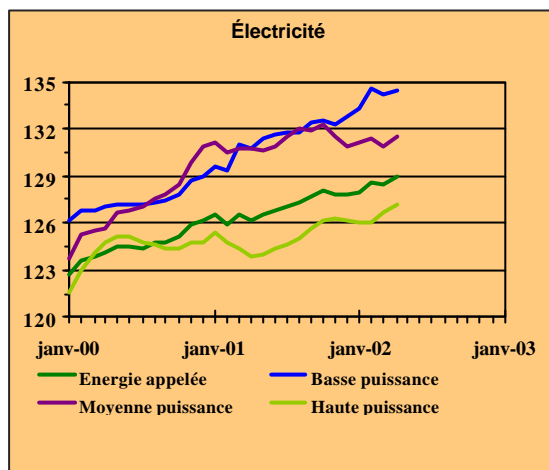
A NOTER ■ A 264,6 Mtep en année mobile à fin avril, la **consommation totale d'énergie primaire** corrigée du climat voit rebondir sa croissance (+1,9% en avril après +0,8% en mars et +1,2% en février).

La **production d'énergie primaire**, à 122,0 Mtep en cumul annuel à fin avril, poursuit son redressement amorcé en mars (+1,6%, après +1,1% en mars et +0,6% en février), grâce à la bonne marche de la production électro-nucléaire particulièrement ce mois d'avril (+12,7% en mensuel). Le **taux d'indépendance énergétique** hors énergies renouvelables thermiques poursuit sa baisse, à 47,0%, contre 47,5% en avril 2001.

A 22,20 Md€ en cumul annuel à fin mars 2002, la facture énergétique reste sur sa tendance baissière : -8,1%, après -7,7% en février et -4,6% en janvier. On observe toutefois une remontée du cours du pétrole en mars (+ 16,4 % par rapport à février) en raison d'une " prime de risque géostratégique " liée au conflit israélo-palestinien.

Consommations corrigées du climat

En année mobile et en indice base 100 en 1990



A NOTER ■ **L'industrie** accroît fortement sa consommation de gaz et d'électricité et depuis février. La consommation mensuelle de **carburants routiers** connaît une nette accélération (+3,1% en moyenne par rapport à février-avril 2001) ; notamment due à l'intensification de la circulation routière : + 4,6% au premier trimestre 2002 par rapport au premier trimestre 2001.

Lettre trimestrielle publiée par la direction générale de l'Énergie et des Matières premières, ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie - 61, boulevard Vincent Auriol - Télédéc 151 - 75703 Paris Cedex 13 -- Directeur de la publication : *Dominique Maillard* - Rédacteur en chef : *Alain Thomas* - Réalisation : *Anna Delay* - Conception graphique : *Studio de la DIRCOM* - Dépôt légal : à parution - N° ISSN : 1282-6405 - Imprimée par Actis : 48, rue de l'Arbre Sec - 75001 Paris -- Téléchargeable sur : www.industrie.gouv.fr/energie (rubrique publications)

Abonnement gratuit par envoi de votre carte à : DGEMP - Cellule internet, publications de synthèse
61, boulevard Vincent Auriol - Télédéc 151 - 75703 Paris Cedex 13 - Télécopie : 01 44 97 09 11