

Bulletin de l'industrie pétrolière

45^e année/www.enerpresse.com

N° 11331 / Lundi 27 avril 2009

Sommaire

EN SUITE DE UNE

Prix du brut (suite) - G8 Environnement
- Sommet de Sofia..... **1 bis**

ACTUALITÉ

Mozambique - Syrie - Inde -
Papouasie-Nouvelle-Guinée - Australie
- Etats-Unis **2 à 3**

SOCIÉTÉS

Geoservices - Eni - MOL - Occidental
Petroleum - En bref..... **4 à 5**

ZOOM

Ce que propose la commission
Champsaur..... **6**

BIBLIOGRAPHIE

Une nouvelle lecture de la stratégie
de l'OPEP..... **7 à 8**

STATISTIQUES

Bulletin pétrolier de la Commission
européenne..... **I à II**

ÉTUDES ET DOCUMENTS

Aéronautique et carburants
alternatifs **III à VIII**

En raison de l'actualité, nous avons prolongé notre Une sur la page 1 bis située entre les pages 1 et 2.

A noter

Total contribuera à hauteur de 50 millions d'euros au fonds d'expérimentation pour les jeunes lancé par le gouvernement, annonce ce matin son directeur général, Christophe de Margerie, dans LE PARISIEN.

Marchés à terme

Clôture du 24.04

	NYMEX		ICE	
	WTI \$/bl	Gaz nat. \$/MBtu	Brent \$/bl	Gazole \$/t
Mai	-	3,297 -0,112	-	433,00 +12,00
Juin	51,55 +1,93	3,402	51,67 +1,56	440,50
Juillet	55,12	3,550	52,63	449,50
Août	56,03	3,683	53,60	458,75
Sept.	56,93	3,767	54,46	468,50

Schlumberger : recul de 30 % du résultat net au premier trimestre

Le bénéfice net de Schlumberger a diminué de près de 30 % entre les premiers trimestres 2008 et 2009, à 938,5 millions de dollars (M\$), a annoncé vendredi le groupe parapétrolier franco-américain. Par action, il est ressorti à 78 cents, soit un niveau supérieur aux 73 cents anticipés par les analystes. Le chiffre d'affaires a reculé de 4,6 % par rapport aux trois premiers mois de l'année 2008, à environ 6 milliards de dollars (G\$). Par domaines d'activité, il s'est élevé à 5,44 G\$ dans les services pétroliers, en baisse de 3 % sur un an, et à 551 M\$ pour WesternGeco (géophysique), en recul de 18 % par rapport au premier trimestre 2008.

Schlumberger a confirmé ne pas s'attendre à un redressement de l'activité de forage de gaz naturel en Amérique du Nord avant 2010. Dans les autres régions du monde, « les reculs de l'activité seront limités » mais les compagnies énergétiques clientes négocient des baisses de prix pour poursuivre leurs projets de forage tout en reportant certains investissements d'exploration, a-t-il poursuivi. Le groupe se dit en revanche « rassuré de voir l'activité en eaux profondes résister plutôt bien aux réductions actuelles de budget » de ses clients. « La baisse de nos revenus dans l'activité de services pétroliers s'est considérablement accélérée par rapport au quatrième trimestre 2008 », a constaté Andrew Gould, le p-dg de Schlumberger, précisant que cette diminution était en grande partie liée au ralentissement de l'amont gazier aux Etats-Unis. « En dehors de l'Amérique du Nord, la faible activité en Russie et la baisse de nombreuses devises par rapport au dollar demeurent les causes principales de la faiblesse de l'activité », a-t-il ajouté.

Chakib Khelil s'attend à un prix du brut de 60 \$/bl fin 2009

Au vu des scénarios d'évolution de l'économie mondiale et de l'analyse du marché pétrolier, les cours du brut vont « probablement » atteindre 60 dollars par baril fin 2009, a estimé hier le ministre algérien de l'Energie, Chakib Khelil. En cas de signes de reprise de l'économie, l'OPEP n'aura pas besoin de décider d'une nouvelle baisse de sa production lors de sa prochaine réunion, prévue le 28 mai à Vienne, a-t-il ajouté. « Il y a des signes positifs de relance de l'économie mondiale, on doit en tenir compte avant de prendre une décision », a de son côté déclaré le secrétaire général du cartel, Abdallah el-Badri. Quoi qu'il en soit, « le prix de 50 dollars [par baril] n'est pas suffisant pour couvrir les coûts d'investissement pour le futur. [...] Le prix qui permet des recettes raisonnables et acceptables est de plus de 70 \$/bl », a-t-il affirmé. M. El Badri a par ailleurs jugé « cohérentes » les prévisions d'évolution de la demande pétrolière mondiale faites par l'OPEP et « exagérées » celles émanant de l'Agence Internationale de l'Energie. (SUITE EN PAGE 1 BIS)

CHAKIB KHELIL S'ATTEND À UN PRIX DU BRUT DE 60 \$/BL FIN 2009 (SUITE)

Le cartel prévoit désormais une demande de 84,18 millions de barils par jour (Mb/j), contre une prévision de 83,4 Mb/j de la part de l'AIE. Il reste 700 000 b/j à retirer du marché pour que les décisions de baisse de production décidées par l'OPEP en décembre dernier, à Oran, soient appliquées à 95 %, a également déclaré M. El Badri.

De leur côté, les principaux pays producteurs et consommateurs de pétrole d'Asie et du Moyen-Orient, réunis à Tokyo, ont appelé hier à freiner la spéculation sur le pétrole. Dans un communiqué final publié à l'issue de leurs discussions, ils ont souhaité « *de nouvelles mesures harmonisées* [de contrôle des marchés] *telles que l'adoption de limites sur les positions* ». Ils ont aussi insisté sur la nécessité de poursuivre les investissements pétroliers « *pour assurer à l'avenir un équilibre entre l'offre et la demande* ». Leur rencontre était la troisième table ronde ministérielle asiatique sur l'énergie, qui vise à stabiliser le marché pétrolier.

G8 ENVIRONNEMENT : LE BRÉSIL FAVORABLE À UNE "TAXE PÉTROLE"

Comment permettre aux pays en développement de financer la lutte contre le réchauffement climatique ? En instaurant une taxe de 10 % sur les bénéfices de l'industrie pétrolière afin d'alimenter le fonds climat. C'est en tout cas la proposition faite vendredi par le Brésil à l'occasion du G8 Environnement, organisé à Syracuse (Italie). « *L'industrie internationale du pétrole peut supporter une telle taxe sur ses bénéfices et le prix du pétrole, qui a atteint des sommets il y a un an et qui n'est plus que de 50 dollars par baril, n'en sera pas affecté* », a estimé le ministre brésilien de l'Environnement, Carlos Minc. « *Nous sommes convaincus que la Taxe carbone ne suffira pas à elle seule à financer les adaptations nécessaires à l'objectif des Nations unies de limiter la hausse des températures à 2° C à la fin de ce siècle* », a-t-il également indiqué. Selon M. Minc, « *les pays en développement savent que les pays développés n'atteindront pas seuls [cet objectif d'évolution des températures] et qu'il leur faudra participer à la limitation des émissions de CO₂* ». « *Il y a une grande méfiance entre les deux groupes mais tout le monde a été d'accord pour estimer qu'il fallait établir des compromis différenciés (avec des objectifs différents pour les pays riches et les pays pauvres), réciproques (chacun fait un pas) et substantiels* », a expliqué le ministre. De son côté, la France a proposé à Syracuse que les pays développés décident lors du sommet de Copenhague, en décembre prochain, de financer 100 % du développement de l'énergie électrique en Afrique, a annoncé le Meeddat dans un communiqué. Objectif : faire de ce continent le premier à disposer d'une « *énergie vraiment renouvelable* ». La France a par ailleurs appelé à Syracuse à rendre les plans de relance économique « *encore plus verts* » et à « *davantage lier les deux crises que sont les crises économique et écologique* », a-t-il été souligné dans le communiqué. Après avoir participé au G8 Environnement, le ministre de l'Ecologie et de l'Energie, Jean-Louis Borloo, doit être présent, aujourd'hui lundi et demain mardi, au Forum des principales économies mondiales qui se tient à Washington sur les thèmes de l'énergie et du climat. La manifestation est organisée à l'initiative du président Barack Obama dans le cadre de la préparation du sommet de Copenhague.

SOMMET DE SOFIA : AUCUNE AVANCÉE CONCRÈTE SUR NABUCCO ET SOUTH STREAM

Les représentants des 28 pays d'Europe, d'Asie centrale et du Proche Orient réunis vendredi et samedi à Sofia n'ont cité aucun projet concret dans le texte de leur déclaration finale, même si les projets de gazoducs *Nabucco* et *South Stream* ont néanmoins beaucoup alimenté les discussions. Ils se sont contentés de souligner dans le texte la nécessité de diversifier les sources d'approvisionnement en gaz et les voies d'acheminement afin d'éviter qu'une crise comparable à celle de janvier dernier, entre la Russie et l'Ukraine, ne survienne à nouveau. « *Tous les pays de transit devraient assurer sans problèmes les flux de gaz* » et remplir les termes de leurs contrats, ont-ils précisé.

MOZAMBIQUE

PT Kalila Production acquiert 75 % de Buzi auprès d'ENH

La compagnie étatique du Mozambique ENH (Empresa Nacional de Hidrocarbonetes) a cédé à l'indonésien PT Kalila Production une participation de 75 % sur le bloc Buzi, situé dans la province mozambicaine de Sofala. D'un montant de 30 millions de dollars, l'accord de huit ans signé entre les deux groupes prévoit l'exploration gazière de cet actif, a précisé le directeur d'ENH, Nelson Ocuane, cité par l'agence *REUTERS*. Le programme initial de travaux porte sur deux puits d'exploration. Si du gaz est mis au jour, deux puits d'évaluation pourraient être forés. Le gouvernement mozambicain avait attribué Buzi à ENH l'an dernier. Les réserves potentielles du bloc sont estimées entre 283 et 482 millions de mètres cubes de gaz.

SYRIE

Gulfsands Petroleum est satisfait des opérations de forage sur Khurbet East

Découvert en 2007, le gisement Khurbet East situé sur le bloc à terre 26 au Nord-Est de la Syrie, une zone à la limite des frontières irakienne et turque, est entré en production en juillet 2008. Depuis, Gulfsands Petroleum, qui détient 50 % de ce bloc, poursuit des travaux de développement, notamment dans la partie Sud de la zone. La société vient de terminer le forage du puits KHE-8 qui a détecté la présence d'hydrocarbures. Les tests ont donné un débit de 617 barils équivalent pétrole par jour avec des opérations d'assistance. Le puits a été bouché avant de devenir plus tard un puits producteur. Mais surtout, Gulfsands a démarré le 9 avril le forage du puits KHE-9, qui sera le premier des trois puits producteurs dans le cadre d'un plan de développement devant augmenter la production de 18 000 barils par jour. Quarante-cinq jours seront nécessaires pour finaliser ce forage. La société s'est félicitée du résultat de ces opérations, indiquant que le développement dans la partie Sud de Khurbet East était plus important que prévu.

INDE

Hausse de la consommation pétrolière de "seulement" 3,9 % en 2008-2009

La consommation pétrolière indienne a crû de 3,9 % sur l'année 2008-2009 (achevée le 31 mars dernier), à 132,4 millions de tonnes, indiquent les données gouvernementales indiennes. Cette hausse a été nourrie par l'essence, le gazole et le naphtha, qui ont vu leur consommation progresser de l'ordre de 8 à 9 % sur la période. A l'inverse, la demande de certains produits pétroliers (notamment le carburéacteur) a diminué. L'industrie s'attendait initialement à une progression de 7 % de la consommation pétrolière indienne entre 2008-2009. Le retournement de la conjoncture économique a finalement nettement minoré la hausse. Pour l'année fiscale en cours, l'industrie pétrolière indienne s'attend à une progression de la demande pétrolière de leur pays comprise entre 4 et 4,5 %.

PAPOUASIE-NOUVELLE-GUINÉE

Eaglewood cède 10 % de la licence PPL260 à Oil Search

Eaglewood Energy a signé un accord d'amodiation avec l'australien Oil Search concernant la licence d'exploration PPL260, en Papouasie-Nouvelle-Guinée, a annoncé l'indépendant canadien. En vertu de cet accord, Oil Search versera 1,5 million de dollars américains à Eaglewood et finalisera un programme d'acquisition de données sismiques à ses frais d'ici au 30 juin prochain afin d'acquérir 10 % de cet actif.

Les deux compagnies prévoient en outre de mener de nouvelles études sismiques sur la licence pour un coût de 1,6 M\$, dont 800 000 \$ financés par l'australien. Oil Search aura la possibilité d'acquérir 60 % supplémentaires de PPL260 en finançant 90 % du coût de forage d'un puits d'exploration. La concrétisation de l'accord reste soumise à l'obtention des autorisations requises. Eaglewood détenait jusqu'à présent 100 % de la licence. L'actif concerné se trouve à proximité des champs Hides et Juha qui fourniront l'essentiel du gaz destiné au projet de liquéfaction d'ExxonMobil dans la région.

AUSTRALIE

La joint-venture ConocoPhillips/Karoon Gas fore son premier puits d'exploration sur le permis WA-345-P

Karoon Gas a indiqué jeudi dernier que le premier forage d'exploration (Poseidon-1) sur le permis WA-345-P, situé dans le bassin de Browse, au Nord-Ouest de la côte de l'Australie-Occidentale, avait atteint une profondeur de 4 879 mètres. La présence d'hydrocarbures dans une couche de 10 mètres a été détectée par les instruments de mesure. L'interprétation des résultats sera réalisée à l'issue du forage et de l'étude complémentaire de données. Poseidon-1 est le premier puits du programme de forage engagé par ConocoPhillips et Karoon Gas sur les permis WA-314-P, WA-315-P (51/49 %) et WA-398-P (60/40 %). Les blocs couverts par ces permis sont situés à environ 100 km à l'Ouest du gisement Ichtys.

ETATS-UNIS

BP et BHP Billiton découvrent des hydrocarbures sur Puma...

► ... et prévoient de mettre en production Atlantis Nord au 3^{ème} trimestre

BP a mis au jour du brut et du gaz naturel suite au forage du puits Puma 4, dans les eaux américaines du Golfe du Mexique, a annoncé son partenaire BHP Billiton dans un communiqué. Le projet Puma, qui en est à la phase d'évaluation, est situé dans la zone Green Canyon. Les premier et deuxième puits d'évaluation qui y ont été forés n'ont pas permis de découvrir des réserves d'intérêt commercial, a précisé un porte-parole de BP interrogé par l'agence *BLOOMBERG*. Aucune précision n'a été donnée sur le troisième puits. BP, opérateur, détient une participation de 46,2 % sur le projet, contre 29,8 % pour BHP Billiton, 21,8 % pour Chevron et 2,2 % pour StatoilHydro.

Egalement associés dans le Golfe du Mexique sur Atlantis Nord, BP et BHP Billiton projettent de mettre en production un premier puits sur cette partie Nord du gisement Atlantis au troisième trimestre, a indiqué le même porte-parole de BP. La production de brut et de gaz a commencé sur Atlantis en 2007 (*CF. BIP DU 20.12.07*). BP, opérateur, détient 56 % du projet, contre 44 % pour BHP Billiton.

GEOSERVICES

Geoservices prévoit une **croissance de son chiffre d'affaires en 2009**, probablement comprise quelque part entre « 0 et 10 % », a indiqué jeudi dernier au *BIP* son directeur général, Philippe Salle. « *Nous espérons une progression à deux chiffres mais ce n'est pas gagné* », a-t-il précisé en marge de l'inauguration du nouveau siège de la société, à Roissy-en-France. La compagnie parapétrolière continue en tout cas à afficher un bel optimisme. Regrettant le « *catastrophisme* » des *media* face à la conjoncture actuelle, Philippe Salle a rappelé que la crise n'affectait pas toutes les entreprises de la même manière et estimé que Geoservices en sortirait « *avec une force renouvelée* ». Le principal atout de l'entreprise, selon lui ? Un ensemble de nouvelles technologies, proposées depuis peu à ses clients ou sur le point d'être lancées. La compagnie consacre environ 3 %, de son chiffre d'affaires à la Recherche & Développement, soit un montant qui devrait être d'environ 16 à 17 millions de dollars (M\$) en 2009. Sans les nouvelles technologies, l'activité de *mud logging* de Geoservices enregistrerait une baisse de 15 % cette année, a indiqué Philippe Salle. Grâce à elles, elle devrait demeurer à peu près stable et même rester en croissance hors effets de change, a-t-il souligné. Les autres activités de la société devraient continuer à enregistrer une croissance soutenue.

Quelles zones géographiques restent aujourd'hui les plus porteuses ? L'Asie (les compagnies chinoises continuent à investir), le Golfe du Mexique, la Mer du Nord norvégienne ou encore le Brésil, a précisé Philippe Salle. Pour faire face à la croissance de ses activités et à un *turnover* qui est actuellement de 13 à 14 % par an, Geoservices a annoncé en début d'année vouloir embaucher 1 000 personnes en 2009, chiffre qui pourrait être au final un peu inférieur (de l'ordre de 800). Rappelons qu'en 2008, la compagnie a vu son chiffre d'affaires progresser de 22,6 %, à 510 M\$ (CF. *BIP DU 17.03*).

ENI

Eni a accusé une chute de 42,7 % de son **bénéfice net au 1^{er} trimestre**, à 1,9 milliard d'euros, et révisé quelque peu à la baisse sa prévision de production d'hydrocarbures pour 2009. Le bénéfice net ajusté (hors éléments exceptionnels) du groupe pétrolier italien a de son côté diminué de 42,2 %, à 1,759 G€, un chiffre cependant supérieur aux attentes des analystes qui misaient sur 1,58 G€, selon un consensus établi par *DOW JONES NEWSWIRE*S. Le résultat opérationnel a baissé de 35,8 %, à 3,96 G€, tandis que le chiffre d'affaires a reculé de 16,1 %, à 23,741 G€. « *Les résultats du premier trimestre sont positifs compte tenu de la forte baisse du prix du baril et de la chute de la demande de gaz en Europe* », a commenté Paolo Scaroni, le patron d'Eni.

Par division, l'exploration-production a réalisé un bénéfice de 908 millions d'euros (- 55,4 %), pour une production d'hydrocarbures qui a légèrement diminué de 0,9 % à 1,779 million de barils équivalent pétrole, suite aux baisses de production décidées par l'OPEP, de problèmes de sécurité au Nigeria et du déclin de gisements matures. Le débit d'extraction de liquides est cependant resté stable mais celui de gaz a baissé de 2,3 %. Eni mise cependant pour cette année sur une croissance d'environ 3 % de sa production d'hydrocarbures (contre une moyenne de + 3,5 % par an dans le cadre de son plan stratégique 2009-2012). Les ventes de gaz, quant à elles, ont reculé de 14,3 %, en excluant l'apport de la société belge Distrigaz, à cause d'une chute en Europe et particulièrement sur le marché italien. En incluant Distrigaz, elles ont progressé de 4,7 %, atteignant 32,35 milliards de m³. La division Gas & Power affiche un recul de bénéfice de 21,6 %, à 988 M€. Le raffinage-distribution a pour sa part vu son bénéfice progresser de 28,3 %, à 68 M€, malgré une baisse d'environ 10 % des volumes traités en raffinerie et des ventes de produits également en recul (- 2,1 %). La division Ingénierie et construction (Saipem) affiche pour sa part une progression de 35,2 %, à 223 M€ (CF. *BIP DU 23.04*). Tandis que la pétrochimie, déjà dans le rouge au 1^{er} trimestre 2008, est également déficitaire de 95 M€ sur les trois premiers mois de 2009.

MOL

Réunis en assemblée générale jeudi dernier, les actionnaires de MOL ont décidé d'adopter des mesures en vue de **conserver l'indépendance du groupe pétrolier hongrois**, a annoncé son président jeudi à Budapest. « Avec leurs décisions, les actionnaires ont rendu l'acquisition furtive de MOL beaucoup plus difficile, car MOL n'est pas une "épicerie du coin", mais une compagnie stratégique qui joue un rôle important dans la diversification énergétique régionale », a déclaré Zsolt Hernadi, le p-dg de MOL, à l'issue de l'AG. « Les actionnaires ont rendu la société plus flexible, plus forte et plus stable que jamais », a-t-il ajouté en précisant qu'ils avaient également décidé que MOL poursuive sa « stratégie indépendante ». M. Hernadi a également indiqué que les actionnaires avaient accepté que la société ne paye pas de dividendes pour l'année 2008.

Le groupe pétrolier autrichien OMV qui, on s'en souvient, avait fait en 2008 une offre publique d'achat ratée sur MOL, a annoncé le 30 mars avoir vendu pour 1,4 milliard d'euros la part de 21,2 % qu'il détenait dans MOL à la compagnie russe Surgutneftgas. Les représentants de celle-ci, dont les propriétaires ne sont pas connus, n'ont pas été invités à l'AG, faute de l'accord de l'Office national énergétique (MEH) hongrois, qui doit donner son aval à toute acquisition importante dans le domaine énergétique. MOL, qui n'avait pas été officiellement informé de cette transaction, s'est inquiété depuis de l'entrée de Surgutneftgas dans le capital du groupe hongrois, jugeant que cette opération faisait peser un risque sur l'indépendance énergétique de la société. De son côté, le gouvernement hongrois avait déclaré qu'il ne tolérerait aucune tentative de prise d'influence dans les sociétés jugées stratégiques pour le pays.

OCCIDENTAL PETROLEUM

Le temps se couvre pour Oxy qui a longtemps affiché des bénéfices dignes de compagnies de taille nettement supérieure, avec une baisse de 80 % de son **résultat net au 1^{er} trimestre**, à 368 millions de dollars. Le chiffre d'affaires plonge quant à lui de près de 50 %, témoignant de la baisse des cours du baril. La branche exploration-production, la plus importante pour la firme californienne, voit son résultat baisser également de 80 %, à 545 M\$, et ce malgré une production pétrolière en hausse de près de 8 % (506 000 barils/jour extraits en moyenne sur le trimestre) et une production gazière en progression de 6 % (25,4 millions de m³/jour). La division Midstream-Marketing fait également grise mine avec un bénéfice de 14 M\$, qui chute de près de 90 %. En revanche, les activités chimiques se maintiennent avec un bénéfice de 169 M\$, inférieur de seulement 5,6 % par rapport à la même période de 2008 et malgré une baisse des ventes de 37,5 %.

En bref

• • • **SNAM RETE GAS.** L'opérateur italien de réseau gazier (contrôlé majoritairement par Eni) a fait état la semaine dernière d'une **baisse de 12,8 % de son résultat net** trimestriel, à 116 millions d'euros. Ce repli est la conséquence d'une plus faible demande, en raison de la crise économique mondiale qui affecte également l'Italie, ainsi que du différend gazier russo-ukrainien en janvier. Le chiffre d'affaires a lui-même fléchi de près de 5 %, à 453 M€.

• • • **SUNCOR ENERGY.** Suncor Energy, qui a annoncé en mars la prochaine acquisition de son compatriote Petro-Canada, a publié jeudi une **perte de 189 millions de dollars canadiens** (M\$ can., 113 millions d'euros) au 1^{er} trimestre, plombé par la chute du prix du baril. Hors éléments exceptionnels, le groupe a dégagé un bénéfice de 227 M\$ can., en baisse de plus de 70 %, a-t-il précisé dans un communiqué. La production du groupe sur les trois premiers mois de 2009 s'est élevée à 314 500 barils équivalent pétrole par jour, dont 278 000 bep/j issus des sables bitumineux, en hausse de 12 % sur un an. Ce total comprend 6,2 millions de m³/j de production gazière (- 4,4 %).



CE QUE PROPOSE LA COMMISSION CHAMPSAUR

Pour améliorer l'efficacité du marché électrique, la Commission Champsaur préconise de supprimer certains tarifs régulés et d'ouvrir un accès régulé à la production nucléaire. Le tout sous la surveillance renforcée du régulateur. Notre confrère ENERPRESSE s'est procuré le rapport de la commission, nous reprenons son commentaire.

Malgré les bonnes performances de son opérateur historique, le marché français de l'électricité va mal. Le poids d'EDF et le cadre tarifaire sont tels que "la main invisible" a bien du mal à jouer son rôle. Selon ErDF, 913 770 clients particuliers ont changé de fournisseur depuis le 1^{er} juillet 2007. Trop peu. Et, lassée de voir Paris monter de nouvelles lignes Maginot sur lesquelles se brisent les ardeurs des énergéticiens étrangers, Bruxelles a ouvert deux procédures, pour la mise en œuvre de la directive 2003/54 et pour le TaRTAM (tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché). La situation devient intenable. D'autant que la vie dans l'Hexagone électrique n'est plus un long fleuve tranquille. Des besoins en capacités nouvelles de production se font sentir. Et EDF, très engagée à l'étranger, ne peut pas tout assumer. D'un autre côté, ses concurrents ne sont pas très chauds pour entrer dans un marché où la production de base est majoritairement assurée par le nucléaire. Dès lors, comment optimiser la concurrence, sans toucher aux bénéfices générés par le mix énergétique national, tout en incitant les clients à se convertir au mieux-consommer ?

ACCÈS RÉGULÉ À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE

C'est la résolution de la quadrature du cercle que le gouvernement a demandé à une commission d'experts, coordonnée par Paul Champsaur. Compte tenu du contexte économique et de l'adoption du 3^{ème} Paquet libéralisation (CF. BIP DU 23.04), ses membres n'ont pas marché mais véritablement randonné sur des œufs. Car, comment réduire le carcan d'EDF, sans faire exploser les prix et les émissions de CO₂, tout en créant une économie permettant de sécuriser l'approvisionnement à long terme ? Pas simple. Pour commencer, la commission préconise d'ouvrir la concurrence en amont. En clair, « d'attribuer à tout fournisseur un droit d'accès à l'électricité de

base à un prix régulé reflétant les conditions économiques du parc nucléaire historique pour un volume proportionné à son portefeuille de clientèle sur le territoire national ». Voilà "relooké" le concept de la VPP (Virtual Power Plant). Mais il y a mieux encore. Consciente des limites du régulateur, la Commission préconise aussi qu'EDF mette en place une « *compatibilité séparée et auditée pour le parc nucléaire historique* », ce qui facilitera « *le calcul du juste prix des contrats régulés* ». Ce n'est pas l'*unbundling* patrimonial, mais c'est un début. Un début appelé à durer. Certes, le but de l'opération est bien de « *placer sur un pied d'égalité tous les fournisseurs d'électricité* », pour obtenir à terme « *un fonctionnement concurrentiel et efficace du marché de l'électricité, incitant les acteurs à investir dans de nouvelles capacités de production* ». Mais, rappelle la Commission, « *l'intervention transitoire* » pourra s'étendre sur « *une dizaine d'années* ». Le temps que l'ASN (Autorité de sûreté nucléaire) décide de l'avenir des tranches nucléaires d'EDF.

EXIT LE TARTAM

L'aval n'a pas été oublié. Les électro-intensifs vont devoir se résoudre à voir disparaître leurs tarifs préférés. « *Les tarifs réglementés de vente aux consommateurs industriels (verts et une partie des jaunes) et le TaRTAM n'apparaissent plus nécessaires dès lors que la régulation à l'amont et la concurrence permettront de garantir aux consommateurs industriels l'accès à une électricité reflétant la compétitivité du parc de production* ». Une meilleure surprise attend les particuliers. La Commission préconise, pour les petits consommateurs, le maintien des tarifs réglementés. Mais pas à n'importe quelle condition : « *le niveau de ces tarifs doit être tel qu'il permette à la concurrence d'élaborer des offres compétitives* » ; « *les consommateurs devront pouvoir aller et venir sans contrainte des offres réglementées aux offres libres et réciproquement* » ; « *tous les fournisseurs pourront proposer des offres aux tarifs réglementés* ». Reste à savoir si le marché à la sauce Champsaur délivrera des signaux prix cohérents pour que les clients français commencent enfin à réduire leur intensité électrique ? Pour le moment, rien n'est moins sûr !



UNE NOUVELLE LECTURE DE LA STRATÉGIE DE L'OPEP

▣ « *UN BARIL DE PÉTROLE CONTRE 100 MENSONGES* », de **Thomas Porcher**, docteur en économie, consultant international et enseignant à l'Université Paris I Panthéon-Sorbonne et Paris V René-Descartes - 208 pages - 19 euros - Editions Respublica

Et si l'envolée des prix du brut jusqu'en juillet 2008 s'inscrivait dans la stratégie de l'OPEP, loin d'être, comme beaucoup l'ont cru, le fait d'une perte d'influence du cartel ? C'est en tout cas la thèse défendue par l'économiste Thomas Porcher, pour qui l'Organisation vise à épuiser les ressources pétrolières non OPEP afin de se retrouver à terme en situation de monopole.

UN BARIL DE PÉTROLE CONTRE 100 MENSONGES nous renvoie quelques mois en arrière. Si certains paragraphes évoquant la chute des cours du brut et la crise économique ont bien été insérés, nul doute que l'ouvrage a été écrit pour une bonne part au moment de la flambée des prix pétroliers.

Les préoccupations qui y sont traitées sont celles d'alors : pourquoi les prix du baril se sont-ils envolés ? Quelles conséquences risquent d'avoir sur nos sociétés des prix du pétrole de plus en plus chers et la raréfaction des réserves de brut ?

L'OBJECTIF DE L'OPEP ? ETRE À TERME EN SITUATION DE MONOPOLE

Mais si ces questions ne sont plus aujourd'hui au cœur des débats, elles gardent tout leur intérêt puisqu'elles risquent bien de resurgir d'ici quelque temps, à la faveur d'une reprise économique et faute d'investissements suffisants dans l'amont.

En analysant les raisons de la hausse des prix du brut jusqu'en juillet 2008, c'est à une nouvelle lecture de la stratégie de l'OPEP que nous invite Thomas Porcher.

Fallait-il croire le cartel lorsqu'il s'est déclaré impuissant à faire baisser les cours ? L'auteur ne le pense pas. Car selon lui, la stratégie de l'OPEP est de favoriser « *l'épuisement des réserves des pays non OPEP, pour pouvoir être en monopole et pratiquer un prix de monopole* ».

Et quoi de mieux, pour y parvenir, que des prix pétroliers élevés garantissant la rentabilité des gisements des pays non OPEP ? Pendant ce temps-là, les pays de l'Organisation peuvent s'assurer des revenus confortables tout en produisant relativement peu, c'est-à-dire en laissant des barils disponibles aux prochaines générations, lesquelles bénéficieront d'une situation monopolistique.

« *L'OPEP est sûrement le seul cartel qui, pour étendre son pouvoir sur le marché, affiche son incompetence et son incapacité à exercer quelque pouvoir de marché que ce soit* », estime le docteur en économie. Et l'auteur de s'étonner qu'aucun expert n'ait remis en cause les affirmations du cartel sur sa soi-disant impuissance à faire baisser les prix, les analystes n'interprétant ces dires que comme une perte d'influence de l'OPEP.

L'ARABIE SAOUDITE, « DÉTENTEUR QUASI-UNIQUE » DE PÉTROLE EN 2050 ?

S'il est bien un membre de l'Organisation dont il n'imagine pas le poids diminuer, c'est l'Arabie Saoudite, détenteur des plus importantes réserves mondiales d'or noir. Thomas Porcher pense au contraire que le royaume wahhabite pourrait devenir une super-puissance à l'horizon 2050, date à laquelle il pourrait rester le « *détenteur quasi-unique de réserves de pétrole* » !

Les cours du brut pourraient atteindre des niveaux très élevés dans quarante ans du fait de l'épuisement des réserves mondiales et du prix de monopole pratiqué par Riyad. Dans ce contexte, les différents Etats à travers le monde prendront des mesures d'urgence pour réduire leur dépendance au pétrole.

Les individus seront incités à modifier radicalement leurs comportements. Pour ce faire, les emballages préciseront la quantité de pétrole utilisée pour chaque produit (par exemple, 0,13 litre de pétrole pour 1 l de

lait ; 25 l d'or noir pour un *jeans*). Avec pour conséquence la fin du gaspillage et des produits jetables et le retour des valeurs de qualité et de longévité des marchandises.

La hausse des coûts de transport favorisera la relocalisation des productions dans les pays à forte consommation, occasionnant pertes d'emplois et troubles sociaux dans les pays en développement. Dans les pays développés, les nouveaux emplois créés ne suffiront pas à compenser les suppressions de postes provoquées par la baisse globale de la consommation.

« Selon le partage du travail qui sera alors effectué, soit nous travaillerons le même nombre d'heures en supportant un fort chômage, soit nous travaillerons moins pour faire baisser le chômage. Il est probable, cependant, que nous serons moins actifs, avec des revenus et une consommation moindres », imagine Thomas Porcher.

Quant aux pays en développement anciennement producteurs de pétrole, ils vivront une situation « dramatique » puisque les recettes pétrolières y représentaient auparavant 70 à 80 % de leur budget.

LA FIN DES BIOCARBURANTS DE PREMIÈRE GÉNÉRATION

L'économiste ne voit guère d'avenir aux biocarburants de première génération, victimes de leur pollution, de leur trop forte consommation d'eau et de la nécessité d'augmenter les productions alimentaires face à la croissance démographique. Seule exception possible, selon lui : le Brésil, qui dispose de surfaces agricoles suffisamment importantes comparées à sa population. Pour ce qui est des biocarburants de deuxième génération, « la recherche d'un substitut valable [au pétrole] sera d'autant plus dure qu'elle devra prendre en compte, avec la croissance de la population mondiale, les problèmes d'émissions de CO₂ et de raréfaction de matières premières telles que l'eau », estime Thomas Porcher.

« LE MONDE ENTIER RELIÉ À RIYAD EN 2050 »

Le secteur automobile sera contraint de s'adapter, produisant voitures et scooters électriques. L'activité des petits chantiers navals sera relancée par la nécessité de produire des bateaux dotés de voiles dernier cri. Le secteur aérien devrait quant à lui connaître des heures

très sombres, les Etats instaurant des lois limitant les vols afin d'économiser le pétrole. Avec une exception : la compagnie aérienne saoudienne, « qui desservira le monde comme si de rien n'était et sera en monopole sur une grande partie des destinations ».

De ce fait, explique l'économiste, « Riyad deviendra le point de transit obligatoire de tous les passagers et marchandises du monde. Au final, le monde entier sera relié à Riyad en 2050, bien plus qu'il ne peut (ou qu'il n'a pu) l'être à New York, Londres ou Paris de nos jours » !

Au final, toutes ces évolutions pourraient bien déboucher sur un conflit de grande ampleur à travers le monde, par exemple si l'Arabie Saoudite décrétait un embargo sur le pétrole destiné aux Américains... C'est donc par une question que Thomas Porcher termine son ouvrage : « quelle régulation mondiale faut-il dès lors inventer pour éviter un conflit international majeur ? ».

Pauvreté/partage de la rente : des combats difficiles

●●● Outre les raisons de l'envolée des prix du brut jusqu'en juillet 2008 et les évolutions possibles à l'horizon 2050, Thomas Porcher s'interroge aussi dans son ouvrage sur les stratégies des compagnies pétrolières pour accéder aux gisements et s'octroyer une partie de la rente. Force est de constater qu'il n'est pas tendre avec les groupes internationaux, qu'il accuse de collusion dans le cadre des appels d'offres organisés pour l'octroi des champs. D'après lui, « les compagnies ne sont pas réellement en concurrence dans l'attribution des gisements. [...] Mais la sanction, et même le risque de sanction, sont faibles car les pays en développement [détenteurs de réserves pétrolières] n'en ont pas les moyens », constate-t-il. En outre, les groupes internationaux ont la possibilité de faire pression sur ces pays dans la négociation des contrats, obtenant un partage de la rente en leur faveur, ajoute-t-il. Autre question abordée par l'économiste : le pétrole peut-il financer la lutte contre la pauvreté ? Une question majeure puisque la moitié des pauvres de la planète vivent dans des pays producteurs de pétrole. Là encore, et s'appuyant sur l'exemple de la République du Congo, l'auteur ne fait guère preuve d'optimisme, rappelant que la lutte contre la pauvreté est loin d'être gagnée dans ces pays.

Bulletin pétrolier de la Commission européenne

Situation des prix à la date du 20/04/2009

NIVEAUX INDICATIFS HEBDOMADAIRES DES PRIX HORS DROITS ET TAXES À LA CONSOMMATION

<i>En euros</i>	<i>Euro-Super 95 1 000 l ⁽¹⁾</i>	<i>Gazole moteur 1 000 l ⁽¹⁾</i>	<i>Gazole chauffage 1 000 l ⁽²⁾</i>	<i>Fioul résiduel (< 1 % soufre tonne ⁽³⁾</i>	<i>Fioul résiduel (> 1 % soufre tonne ⁽³⁾</i>
Autriche	345,32	404,90	386,39	254,00	-
Belgique	402,76	425,62	365,64	233,84	-
Bulgarie	349,73	370,69	353,82	-	232,64
Chypre	422,61	443,76	414,42	370,91	-
République Tchèque	371,16	425,00	354,59	233,47	-
Danemark	444,20	442,18	385,00	221,23	-
Estonie	373,53	382,51	396,86	-	-
Finlande	398,42	455,45	370,39	334,05	-
France	375,74	386,56	395,49	261,30	255,01
Allemagne	370,29	386,32	385,52	221,80	-
Grèce	405,96	473,51	396,05	290,88	-
Hongrie	378,73	425,10	425,10	245,68	-
Irlande	344,92	381,71	498,88	218,19	-
Italie	432,92	453,52	442,92	274,11	-
Lettonie	378,74	387,31	387,31	-	145,05
Lituanie	381,22	394,29	371,43	-	233,07
Luxembourg	402,93	412,12	362,38	-	-
Malte	493,93	472,68	420,16	-	323,98
Pays-Bas	401,00	398,54	291,78	217,49	-
Pologne	352,83	400,17	357,73	282,01	204,99
Portugal	412,38	445,85	411,25	339,16	-
Roumanie	382,40	424,13	344,50	323,47	-
Slovaquie	363,65	400,20	347,57	200,00	193,36
Slovénie	367,95	385,98	348,83	265,02	-
Espagne	414,43	437,86	368,38	282,48	-
Suède	362,66	404,12	349,70	295,02	-
Royaume-Uni	315,77	394,78	340,75	-	-
Moyenne U.E (27) ⁽⁴⁾	375,94	413,02	386,45	274,79	260,63
Moyenne Zone euro ⁽⁵⁾	394,38	416,17	388,07	273,97	311,27

Le bulletin publie chaque semaine les prix communiqués par les Etats membres comme étant les plus fréquemment pratiqués, pour une catégorie de consommateurs bien spécifique définie ci-dessus. Les comparaisons de prix entre Etats membres ainsi que leur évolution doivent être faites avec une certaine prudence et sont d'une validité limitée en raison, non seulement des fluctuations des taux de change, mais également des différences dans les spécifications de qualité des produits, des méthodes de distribution, des structures de marché propres à chaque Etat membre et dans la mesure où les catégories répertoriées sont représentatives de l'ensemble des ventes pour un produit donné.

GPL, 1 000 l en euros⁽¹⁾	
Belgique	338,84
Bulgarie	314,45
République Tchèque	321,62
Estonie	357,96
France	490,43
Allemagne	410,69
Hongrie	327,69
Italie	330,25
Lettonie	269,30
Lituanie	205,79
Luxembourg	313,61
Pays-Bas	374,40
Pologne	206,60
Portugal	390,35
Roumanie	303,03
Slovaquie	358,82
Slovénie	351,69
Espagne	355,63

Fioul domestique, qualité standard, 1 000 l ⁽²⁾	
Royaume-Uni	352,45

(1) Prix à la pompe.

(2) Prix franco consommateurs pour des livraisons de 2 000 à 5 000 litres.

(3) Prix franco consommateurs pour des livraisons inférieures à 2 000 tonnes par mois ou inférieures à 24 000 tonnes par an, (pour l'Irlande, livraisons de 500 à 1 000 tonnes par mois). Les prix droits et taxes compris s'entendent hors TVA.

(4) Moyenne résultant d'une pondération des quantités consommées de chaque produit au cours de l'année 2007 - EUR 25.

(5) Moyenne résultant d'une pondération des quantités consommées de chaque produit au cours de l'année 2007 - Euroland.

TAUX DE CHANGE DE L'EURO

1 euro =			1 euro =		
Bulgarie	1,95580	Lev	Lituanie	3,45280	Lituanas
République Tchèque	27,01800	Kr Tch.	Pologne	4,37580	Zlotys
Danemark	7,44940	Kr Dan.	Roumanie	4,23530	Leu
Estonie	15,64660	Kr Est.	Suède	11,11800	Kr Suèd.
Hongrie	299,20000	Forints	Grande-Bretagne	0,88960	£ UK
Lettonie	0,70920	Lats			



AÉRONAUTIQUE ET CARBURANTS ALTERNATIFS

Source : Note de synthèse - Panorama 2009

Diversification des ressources énergétiques, contrôle des consommations et réduction des émissions de gaz à effet de serre, réduction des émissions polluantes pour une amélioration de la qualité de l'air sont les axes majeurs de développement dans le domaine des transports. Tout comme le transport routier, le transport aérien s'est engagé dans une démarche volontariste de réduction de ses niveaux d'émissions de gaz à effet de serre. Parmi toutes les solutions étudiées, les carburants alternatifs occupent une place à part entière. Toutefois, les contraintes liées aux modes d'utilisation des aéronefs ne rendent pas toutes les filières alternatives possibles et une analyse précise des possibilités doit être réalisée pour identifier les solutions à privilégier.

Afin de faire face au réchauffement climatique, réduire les émissions des gaz à effet de serre est l'une des priorités. Le transport, tous modes confondus, fait partie des secteurs concernés et le transport aérien doit donc lui aussi s'inscrire dans cette démarche. Pour le moment, celui-ci a un impact modéré, puisque la consommation de pétrole pour l'aviation ne représente qu'environ 8 % de la consommation totale, mais cela devrait évoluer dans les années à venir avec un accroissement prévisible du trafic aérien qui pourrait conduire à un accroissement d'environ 60 % de la consommation mondiale de carburants pour l'aéronautique à l'horizon 2020 (*figure 1*).

Par ailleurs, la sauvegarde de la qualité de l'environnement local, tel que les zones urbaines situées à proximité des aéroports, nécessite également un contrôle très strict des émissions de polluants et des nuisances (NO_x, SO₂, particules de suies, COV, bruit, etc.). Aujourd'hui, le transport aérien utilise des carburants provenant exclusivement du pétrole. Ainsi, dans le contexte d'un pétrole durablement cher et d'une volonté de mieux contrôler les émissions globales de gaz à effet de serre, identifier, développer et proposer des énergies alternatives sont devenus une nécessité.

Parmi ces alternatives, les hydrocarbures de synthèse et certains biocarburants peuvent s'afficher comme des choix envisageables, ces derniers offrant notamment un bilan des émissions de gaz à effet de serre favorable, pris du puits au réservoir. Le transport aérien doit donc relever le défi technologique d'une adaptation aux carburants alternatifs, poussé par une évolution prévisible de l'approvisionnement. Cependant, contrairement au transport terrestre, les utilisations de carburants de substitution restent encore très faibles, voire marginales, souvent expérimentales et dans certains cas très prospectives, donc encore loin d'applications industrielles. En effet, dans le cas de l'aéronautique, le contexte est particulièrement contraignant puisqu'il doit prendre en compte de nombreux critères liés notamment aux aspects sécurité très stricts et on ne pourra pas se satisfaire de solutions de remplacement n'offrant pas toutes les garanties.

LE JET FUEL ET SES CONTRAINTES

Le jet fuel est un carburant spécifique tant par ses caractéristiques que par les contraintes logistiques associées. Parmi les points marquants, on peut notamment citer :

- une distribution mondiale liée aux vols intercontinentaux imposant à la fois la mise en place de critères de qualité au niveau international, mais également la prise en compte des capacités de production locales. Les normes de qualité les plus utilisées sont l'ASTM D1655 (US) et la DEF-STAN 91/91 (ministère de la Défense du Royaume-Uni). Cependant un certain nombre d'autres spécifications sont disponibles : DCSEA (France), GHOST (Russie), etc. Afin de garantir la

qualité des produits distribués au niveau mondial, une norme intersyndicale a été mise en place par les acteurs du domaine, sous forme de « check-list », c'est-à-dire de certificat d'analyse. Ce document, appelé AFQRJOS (*Aviation Fuel Quality Requirement for Jointly Operated Systems*) reprend majoritairement les critères de qualité de la spécification DEFSTAN 91/91. La distribution mondiale du produit impose également une prise en compte des capacités de production locales : les spécifications de qualité des produits doivent pouvoir être atteintes dans tous les pays, même ceux dont l'outil de raffinage est moins bien adapté. Ce critère aura une importance capitale dans la définition de carburants alternatifs étant donné qu'il impose la capacité de produire ce carburant alternatif au niveau mondial avec une qualité constante ;

- une durée de vie importante des aéronefs (plus de 30 ans en moyenne) imposant une compatibilité des carburants alternatifs avec les carburants existants et aucune modification fondamentale de l'architecture du moteur ou de l'aéronef ;
- des critères de sécurité globale et de fiabilité des moteurs fondamentaux : pour assurer la sécurité des vols et réduire les risques d'incidents, chaque élément de l'aéronef doit subir une série de tests avant certification. Il en est de même pour le carburant qui doit, par une procédure de certification complexe, démontrer sa totale compatibilité avec l'ensemble des organes moteur et des matériaux en contact avec le carburant (de la logistique-distribution à la combustion) ;
- un mode d'utilisation extrêmement contraignant : l'emploi des aéronefs entraîne une grande variabilité des conditions d'utilisation du carburant : variabilité thermique (entre près de -60 °C en très haute altitude et près de $+50\text{ °C}$ lors du stationnement sur le tarmac), variabilité de pression (pression atmosphérique au sol, pression de l'ordre de 0,3 bar en haute altitude), et exige une parfaite maîtrise du contenu énergétique.

Ainsi, les jets fuels doivent satisfaire de nombreux critères de qualité parmi lesquels on citera plus particulièrement (*tableau 1*) :

SPÉCIFICATIONS LES PLUS COURANTES DU JET A1 (VALEUR SELON LA NORME DEFSTAN 91/91)

	Jet A1
Point éclair	38 °C min
Point de cristallisation	- 47 °C max
Viscosité à - 20 °C	8 mm ² /s max
Pouvoir calorifique inférieur	42,8 MJ/kg min

- le point éclair : le point éclair représente la température au-dessus de laquelle le carburant est susceptible de s'enflammer en présence d'une flamme. Il représente donc un aspect fondamental de la sécurité aéronautique puisqu'il assure l'impossibilité des vapeurs du carburant à s'enflammer en présence, par exemple, de charges électrostatiques dans les réservoirs. Ce point éclair doit être supérieur à 38 °C pour le jet A1⁽¹⁾ ;
- la tenue au froid : la pompabilité du carburant doit être assurée même aux températures extrêmes rencontrées en haute altitude. La tenue au froid des carburants est donc suivie de façon stricte. Elle est tracée par le point de disparition des cristaux (maximum - 47 °C pour le jet A1⁽¹⁾) et par la viscosité à - 20 °C (maximum 8mm²/s⁽¹⁾) ;
- la stabilité thermique : le poids des aéronefs est un aspect fondamental pour la consommation de carburant. Afin d'éviter tout surpoids lié à l'embarquement de fluides supplémentaires, le carburant est utilisé comme fluide caloporteur et fluide réfrigérant dans la plupart des cas. Ce carburant subit donc des cycles de chauffage/refroidissement particulièrement sévères vis-à-vis

de sa stabilité thermique et à l'oxydation. Une oxydation de ce carburant pourrait en effet entraîner la formation de dépôts et de vernis pouvant conduire à une défaillance moteur. Ce paramètre est spécifié selon la méthode JFTOT (*Jet Fuel Thermal Oxidation Test*) consistant à faire circuler le carburant dans un tube calibré à une température donnée (260 °C⁽¹⁾) puis à coter ce tube visuellement (couleur) et en fonction de la perte de charge engendrée par les éventuels dépôts (inférieure à 25 mmHg⁽¹⁾) ;

- le pouvoir calorifique : le pouvoir calorifique inférieur (PCI) représente la quantité d'énergie dégagée par unité de masse du carburéacteur lors de la combustion. Cette grandeur revêt une importance primordiale pour le jet fuel car elle impacte directement le rayon d'action de l'aéronef. Ce pouvoir calorifique doit être supérieur à 42,8 MJ/kg⁽¹⁾ ;
- l'additivation : une des spécificités du carburéacteur concerne enfin l'utilisation d'additifs, utilisation particulièrement encadrée. Les additifs utilisés doivent avoir subi une série de tests d'homologation afin d'en garantir l'efficacité visée et l'innocuité vis-à-vis des organes de l'aéronef. Le type d'additif à utiliser, la référence des additifs homologués ainsi que le taux d'incorporation sont clairement indiqués dans les spécifications.

À ces contraintes doivent être ajoutées celles liées aux aspects environnementaux tels que les émissions de gaz à effet de serre ou les émissions de polluants (NOx, particules, etc.) et les contraintes économiques (coûts des carburants alternatifs, concurrence avec le transport terrestre, etc.).

(1) Valeur selon la norme DEFSTAN 91/91 issue 6.

LES DIFFÉRENTES VOIES DE FORMULATION DE CARBURANTS ALTERNATIFS ENVISAGÉES

De nombreuses études ont été menées ou sont encore en cours sur l'identification et la caractérisation de carburants alternatifs. Ces études ont pour l'instant principalement concerné le transport terrestre. Les principales filières alternatives identifiées se répartissent comme suit :

- les hydrocarbures de synthèse de type GtL⁽²⁾ ou CtL⁽³⁾. Ils sont obtenus par synthèse Fischer-Tropsch ;
- les biocarburants de première génération : éthanol provenant des plantes sucrières ou amylacées, biodiesel issu de la transestérification des huiles végétales (ce sont les esters d'acides gras). Ces produits sont issus de procédés matures ;
- les biocarburants issus d'un hydrotraitement poussé des huiles végétales ou animales (HVO pour *Hydrotreated Vegetable Oil*), huiles végétales pouvant provenir de sources très diverses. Ces produits sont constitués majoritairement d'hydrocarbures dont les propriétés seront voisines de celles des GtL. Des procédés sont aujourd'hui disponibles et en passe de l'être mais une large réflexion est en cours sur les ressources envisageables pour alimenter cette filière. Par exemple, les algues lipidiques représentent une source nouvelle possible d'acides gras qui pourront soit être transformés en biodiesel soit être hydrotraités ;
- les biocarburants de seconde génération qui sont obtenus à partir de bois ou de déchets végétaux selon deux procédés : un procédé par voie biochimique qui conduit à de l'éthanol, un procédé par voie thermochimique qui conduit à des hydrocarbures comparables aux GtL et CtL et couramment appelés BtL : *Biomass to Liquids* ;
- les molécules en provenance de la chimie de la biomasse. Parmi celles-ci, on peut citer les dérivés des acides succinique et lévulinique ou les molécules de type furanes, etc. ;
- le gaz naturel et l'hydrogène.

(2) GtL : *Gas to liquids, hydrocarbures obtenus par synthèse Fischer-Tropsch à partir du gaz naturel.*

(3) CtL : Coal to liquids, hydrocarbures obtenus par synthèse Fischer-Tropsch à partir du charbon.

Cependant, l'utilisation directe dans les jet fuels des carburants alternatifs initialement développés pour le transport terrestre pose un certain nombre de difficultés :

- les biodiesels ont un potentiel intéressant en termes de disponibilité mais ne répondent pas aux critères des spécifications du carburacteur sur plusieurs points : contenu énergétique, masse volumique et tenue au froid notamment (*tableau 2*). De plus, la présence d'insaturations sur les molécules constitutrices de ces biodiesels pose problème en termes de stabilité à l'oxydation. Une optimisation du produit pourrait cependant être envisagée notamment par un choix judicieux des matières premières (type d'huile) afin de trouver un optimum en termes de longueur de chaîne/nombre d'insaturations. La pureté du produit doit de plus être garantie afin d'éviter tout risque de contamination pouvant fortement dégrader le point éclair du produit ;

Tableau 2

QUELQUES CARACTÉRISTIQUES DU JET A1 COMPARÉES À CELLES DES EMHV (4)

	Jet A1	Ester méthylique de colza	Ester méthylique DE
Masse volumique (kg/l)	0,775-0,840	0,885	0,883
Distillation (°C)	200-300	320-350	300-350
Pouvoir calorifique (MJ/kg)	42,8 min	37,3	37

(4) D. Ballerini, "Les biocarburants – État des lieux, perspectives et enjeux du développement", Éditions Technip, 2006.

- les molécules du type XtL⁽⁵⁾ ou HVO ont un potentiel important en termes de contenu énergétique (*tableau 3*). Des travaux restent cependant à mener en ce qui concerne la masse volumique du produit ainsi que sa tenue au froid *via* une recherche d'un optimum longueur de chaîne/taux de ramification. Le choix de la matière première est également fondamental pour garantir un bilan environnemental positif (émissions globales de gaz à effet de serre sur le cycle de vie) ;

Tableau 3

COMPARAISON DE LA MASSE VOLUMIQUE ET DU PCI POUR JET A1 ET XTL

	Jet A1	XtL
Masse volumique (kg/l)	0,775-0,840	0,775-0,785
Pouvoir calorifique (MJ/kg)	42,8 min	~ 44

(5) Le terme XtL représente l'ensemble des carburants de synthèses produits par procédé Fischer-Tropsch (CtL (Coal to Liquid), GtL (Gaz to Liquid), BtL (Biomass to Liquid), etc.).

- l'éthanol, s'il possède l'avantage de pouvoir être produit en grande quantité au niveau mondial par des procédés de première ou de seconde génération, n'est pas adapté pour une utilisation dans les avions moyen et long courriers, en raison notamment de son point éclair et de son contenu énergétique (*tableau 4*). Des voies de recherche sont cependant envisagées pour étudier le potentiel d'alcools à plus longue chaîne pouvant être ramifiés afin d'optimiser le compromis tenue au froid/point éclair/contenu énergétique.

Tableau 4

COMPARAISON DU POINT ÉCLAIR ET DU PCI POUR LE JET A1 ET L'ÉTHANOL

	Jet A1	XtL
Point éclair (°C)	38 min	9
Pouvoir calorifique (MJ/kg)	42,8 min	26,8

Ainsi, à moyen terme, les filières biocarburants les plus probables pour fournir des bases de formulation pour les carburants aéronautiques sont les BtL et les produits issus de l'hydrotraitement poussé des huiles végétales. Ces filières conduisent à des hydrocarbures paraffiniques exempts de composés aromatiques et de soufre qui, après une opération d'hydroisomérisation, pourront être utilisés en mélange dans des jets fuels conventionnels ou bien purs, moyennant des optimisations des formulations, notamment vis-à-vis de certains critères clés, tels que le pouvoir lubrifiant, la tenue au froid ou la compatibilité avec les matériaux.

Dans un avenir à plus long terme, les carburants tels que le gaz naturel ou l'hydrogène sont des candidats, mais il s'agit de filières qui demandent de repenser entièrement la conception des avions, ainsi que tous les circuits d'approvisionnement et de distribution, la logistique et la sécurité. Un important travail en recherche et développement est donc ici nécessaire. Par exemple, le Cryoplane utilisant de l'hydrogène liquide - étude coordonnée par EADS-Airbus Industrie et financée par la Commission européenne - demandera vraisemblablement plus de 20 ans de recherche et développement avant de parvenir à maturité technologique.

Des solutions telles que les alcools lourds ou certains carburants en provenance de la chimie de la biomasse pourraient également être envisagées, mais dans une optique long terme ou pour des applications spécifiques.

LES TRAVAUX DE RECHERCHE ET DE DÉMONSTRATION EN COURS OU PRÉVUS

De nombreux programmes de recherche et parfois de démonstration ont vu le jour au niveau mondial sur le thème des carburants alternatifs pour l'aéronautique.

Aux niveaux français et européen, plusieurs programmes ont été lancés, tels que Calin (Carburants alternatifs et systèmes d'injection innovants - programme français réunissant des industriels (Airbus, Snecma) et des laboratoires de recherche (IFP, Onera, Cerfacs, LCSR-CNRS, Insa-LBB, LMGM, MMP) dans le but d'étudier les carburants alternatifs permettant un fonctionnement optimal de nouveaux systèmes d'injection de type bas-NO_x), Alfa-Bird (programme européen - FP7) dont le but est d'étudier l'impact de nouveaux carburants sur le fonctionnement des turbines aéronautiques (propriétés des produits, compatibilité des matériaux, combustion, etc.).

Là aussi, un grand nombre d'acteurs sont associés au projet, industriels (Airbus, Snecma, Shell, Rolls-Royce, etc.) ou laboratoires de recherche (IFP, Onera, DLR, CNRS, etc.), ou encore le programme Dream (programme européen - FP7) visant à développer une nouvelle turbine innovante. Dans le cadre de ce dernier exemple, une démonstration de fonctionnement à l'aide d'un carburant alternatif est envisagée.

Au niveau mondial, de nombreuses initiatives sont également en cours, telles que le groupe de travail Iata sur les carburants alternatifs créé en 2006, l'initiative Caafi (*Commercial Aviation Alternative Fuels Initiative*) lancée en 2005 aux USA ou bien encore l'initiative française FCA (Futurs carburants aéronautiques), pilotée par la DGAC. Par ailleurs, des démonstrations au sol ou en vol ont été menées par Snecma (30 % d'ester d'huiles végétales, essai sur un moteur CFM58), par Airbus (vol d'un Airbus A380 dont l'un des réacteurs était alimenté par un carburant contenant 40 % de GTL),

ou très récemment par Air New Zealand ou Continental Airlines. On peut également citer la certification d'un mélange semi-synthétique constitué de 50 % jet A1 et de 50 % CTL, puis d'un carburant 100 % synthétique en avril 2008 par la société sud-africaine Sasol.

