

Revue de Presse

SNET

jeudi 28 avril 2005

SOMMAIRE

ENDESA ET SNET

- Endesa et Iberdrola bien vus par le Brésilien CESP 1
Enerpresse .- 28/04/2005
- Production électrique : des projets sous contraintes 2
L' Usine Nouvelle .- 28/04/2005

CONCURRENCE

- EDF veut céder sa filiale argentine Edenor 11
Agence France Presse .- 27/04/2005
- EDF confie à JP Morgan le mandat de cession de sa filiale argentine Edenor 12
Les Echos .- 28/04/2005
- EDF met en vente sa filiale argentine Edenor 13
La Tribune .- 28/04/2005
- La crise argentine fait fuir EDF 14
Libération .- 28/04/2005
- EDF veut céder sa filiale argentine Edenor 15
Le Figaro économie .- 28/04/2005
- Polémique à la centrale EDF 16
20 Minutes Nantes .- 28/04/2005
- L'Elysée décide de reporter l'ouverture du capital de GDF 17
Les Echos .- 28/04/2005
- L'entrée en Bourse de GDF repoussée après le référendum 19
La Tribune .- 28/04/2005
- GDF float delayed 25
Financial Times Europe .- 28/04/2005
- Grain de sable politique 26
Les Echos .- 28/04/2005
- RTE : séparation " à l'été ", selon Patrick Devedjian 27
Le Figaro économie .- 28/04/2005
- Feu vert de l'UE à l'achat de SE par Enel 28
Enerpresse .- 28/04/2005

MARCHE

- Bulgarie : quatre offres pour la privatisation de centrales thermiques 29
Agence France Presse .- 27/04/2005
- Bush veut plus de nucléaire et de raffineries 30
La Tribune .- 28/04/2005
- Etats-Unis : Bush propose de relancer l'énergie nucléaire 31
Les Echos .- 28/04/2005
- China Revs Up Energy Oversight 32
Wall Street Journal Europe .- 28/04/2005
- Energie : les majors français en première ligne 33
L' Expansion .- 01/05/2005
- La facture de gaz des particuliers augmentera de 7,5% au 1er juillet (PAPIER 41
Agence France Presse .- 27/04/2005

SOMMAIRE

Hausse des tarifs gaz: Breton veut éviter le psychodrame politique de 2004 Agence France Presse .- 27/04/2005	42
Hausse de 7 à 8 % du prix du gaz en juillet Le Figaro économie .- 28/04/2005	43
Gaz, plus 7,5% au 1er juillet L' Humanité .- 28/04/2005	44
Le chiffre du jour Libération .- 28/04/2005	45
Le gaz en hausse France Soir .- 28/04/2005	46
Le prix du gaz augmentera encore de 7 à 8 % début juillet La Croix .- 28/04/2005	47
Tackling bottlenecks Financial Times Europe .- 28/04/2005	48
ENVIRONNEMENT	
A tangle of assets and liabilities Financial Times Europe .- 28/04/2005	49
Jean-Claude Gazeau : " les pays pauvres nous attendent au tournant " Enerpresse .- 28/04/2005	51
La santé, une question d'environnement 20 Minutes Toulouse .- 28/04/2005	52
RECHERCHE ET DEVELOPPEMENT	
"Les grands projets sont les emplois de demain" Itw de Gilles de Robien La Croix .- 28/04/2005	53
La fusion nucléaire tient dans la poche Le Figaro .- 28/04/2005	54

ENDESA ET SNET



ÉLECTRICITÉ

Endesa et Iberdrola bien vus par le Brésilien CESP

Le président d'une des principales compagnies brésiliennes en cours de privatisation, Guilherme Augusto Cirne de Toledo, a déclaré être disposé à entamer des discussions avec Iberdrola et Endesa pour la cession de 100% des parts de la Companhia Energética de Sao Paulo (CESP). Selon le calendrier fixé, la privatisation totale de la CESP doit intervenir avant de la fin du premier trimestre 2006. Le processus de rachat commencé en 1997 était

suspendu depuis les dernières élections de 2002, a précisé le président de CESP qui voit d'un bon oeil une cession aux deux compagnies espagnoles. Il n'a pourtant pas écarté d'autres possibles contacts, notamment avec le Portugais Energias de Portugal (EDP). L'état de Sao Paulo contrôle toujours 60,5% des parts de CESP, tandis que son premier actionnaire privé est la banque Banespa, filiale du groupe espagnol Santander avec 12,61%.



PRODUCTION ÉLECTRIQUE DES PROJETS SOUS CONTRAINTES

Le brouillard s'épaissit. Dans la production d'électricité, la France est, sans conteste, le pays d'Europe où les investisseurs souffrent le plus d'un manque de visibilité. A court comme à long terme. Qu'ils s'intéressent au thermique classique à flamme ou aux énergies renouvelables, notamment la petite hydraulique et l'éolien, Gouvernement et parlementaires s'ingénient à multiplier délais et procédures complexes qui ne donnent aux opérateurs aucune garantie de stabilité du cadre législatif et réglementaire alors que les directives européennes s'accumulent. Résultat, alors que la relance du nucléaire (EPR) ne sera pas effective avant 2015, il est aujourd'hui exclu que la mise en place de 1 000 MW chaque année à partir de 2008, reconnu comme indispensable pour éviter des crises dans la gestion du réseau électrique et des ruptures de courant, soit réalisable. Les discussions actuelles de la loi sur l'orientation de l'énergie (avec deux ans de retard) et de la loi sur l'eau qui, au mieux désormais, ne déboucheront l'une et l'autre qu'à l'automne, en sont la douloureuse illustration.

Electricité d'origine thermique : de grandes incertitudes à court terme
P. 60

Renouveau en vue pour l'hydroélectricité
P. 64

Un projet EdF dans l'Oisans
P. 66

L'éolien plus encadré
P. 68

L'Allemagne veut miser sur l'éolien offshore
P. 69

ELECTRICITÉ D'ORIGINE THERMIQUE DE GRANDES INCERTITUDES A COURT TERME

Pour être à l'abri de coupures d'électricité aux heures de pointe, la France va devoir d'abord compter sur la modernisation de son parc de centrales thermiques. Peu de chances, pourtant, que les rendez-vous soient tenus.

La flamboyante « DK 6 » inaugurée par Gaz de France à Dunkerque en juin, de même que l'autre centrale thermique que GdF projette de construire en Bretagne, et les deux centrales dont l'italien Enel souhaite disposer en France dans le cadre de ses accords avec EdF, suffiront-elles ? Pas sûr. Même si on y ajoute celle qu'Electrabel envisage à Fos-sur-Mer. L'enjeu est de taille : éviter de connaître des « délestages » de courant à répétition alors qu'un déficit de capacité (estimé à 1 000 MW par an) se profile.

Trop longtemps marginalisé au profit du nucléaire, le parc français de centrales thermiques à flamme - 10% de la production électrique, mais la quasi-totalité de celle de semi-base et de pointe - va devoir être agrandi, mais surtout modernisé, à marche forcée. A un moment où l'Union européenne impose des normes environnementales entraînant des investissements considérables évalués à plus de 1,5 milliard d'euros, et alors que les prix du fioul et du gaz naturel atteignent des sommets, rendant aléatoire la rentabilité de la plupart des projets.

La limitation des émissions d'oxydes de soufre, d'oxydes d'azote et des poussières concerne toutes les installations de combustion, réparties en l'occurrence par la directive 2001/80/EC en six catégories (une pour les nouvelles et cinq pour les anciennes). Et

Dans une énergie dominée par le nucléaire...

Production électrique française en 2004 (en TWh par an) : **546,6**, dont :

- Nucléaire : **426,8**
- Hydraulique et autres énergies renouvelables : **64,5**
- Thermique : **55,3**

... les besoins devraient encore progresser...

● Consommation électrique française en 2004 (en TWh par an) : **477,2**

● Consommation estimée en 2010* : **540**

... et les ressources se diversifier

- Nucléaire : pas de variations
- Economies d'énergie : gain de 30 TWh
- Hydraulique et autres renouvelables** : 33 TWh
- Thermique : à déterminer selon les fermetures d'installations et l'apport des nouveaux opérateurs

* scénario « maîtrise » de l'Ademe

** dans l'épure des 21% suggérés par l'Union européenne.

SOURCE : L'USINE NOUVELLE

trois autres directives s'appliquent également au thermique avec leur cortège de contraintes.

Les réactions à ce dispositif complexe et non négociable ont été, depuis deux ans, brutales du côté d'EdF (10 000 MW de puissance thermique installée en pointe et semi-

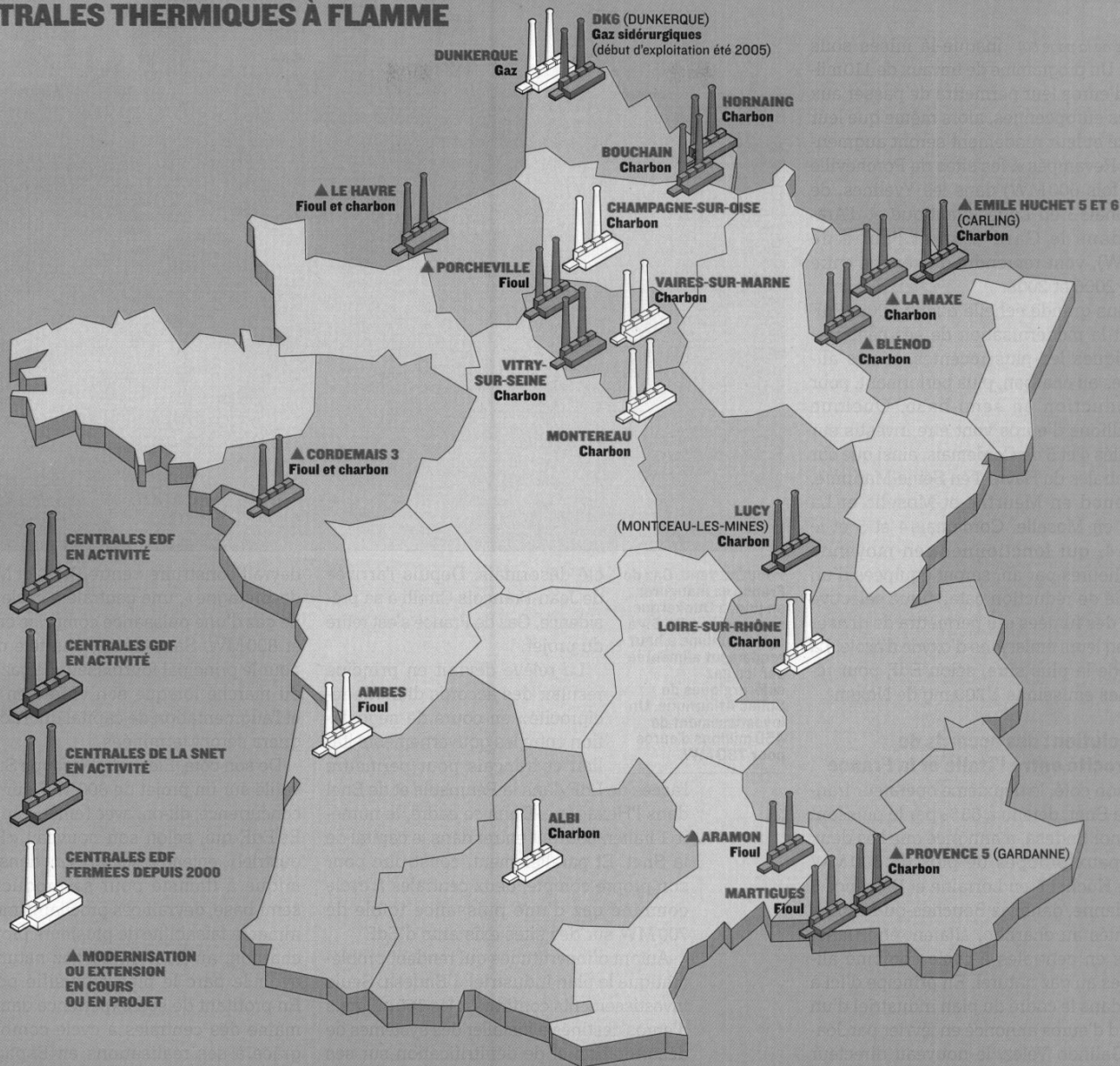
base), à l'époque présidé par François Rousely comme de la Snet (2 600 MW), alors filiale de Charbonnages de France, les deux grands opérateurs traditionnels. Avant même les textes européens transposés, EdF a décidé de mettre à l'arrêt six centrales thermiques de 250 MW « arrivées en fin de cycle industriel » et incapables de se conformer aux nouvelles exigences environnementales. Les installations de Champagne-sur-Oise, Montereau et Vaires-sur-Marne en Seine-et-Marne, Loire-sur-Rhône près de Lyon, Ambès en Gironde et Albi dans le Tarn ont ainsi été fermées. Toutes construites dans les années 60 et alimentées au fioul (le combustible jugé le plus adapté à la production de pointe). De même que les deux unités DK3 et DK4 de 125 MW de Dunkerque, alimentées par du gaz de haut fourneau. Des fermetures qui correspondent à l'équivalent de deux tranches nucléaires de première génération (900 MW).

Le retour préparé de centrales mises sous cocon

Dans le même temps, dans son immeuble ultramoderne de Cap Ampère à Saint-Denis au nord de Paris, l'état-major de la division Enerthy (thermique et hydraulique) d'EdF Production et Ingénierie préparait le retour sur le réseau de trois centrales plus puissantes, également au fioul, (suite page 61) / / /

Un outil de production concentré et renové...

CENTRALES THERMIQUES À FLAMME



... soumis à des contraintes croissantes

Quatre directives s'appliquent aux centrales thermiques à flammes (dites « GIC » pour grandes installations de combustion) d'une puissance thermique de plus de 50 MWth. Par étapes, leurs émissions annuelles ne devront pas dépasser, dès janvier 2008, certaines valeurs limites d'émission (VLE). Et les plus anciennes ne pourront fonctionner plus de 20 000 heures

entre janvier 2008 et décembre 2015. Si elles n'ont pas été mises en conformité, elles devront fermer avant 2015.

Les textes applicables sont :
 ● La directive 2001/80/EC limite les émissions d'oxydes de soufre, d'oxydes d'azote et de poussières. Elle distingue les « nouvelles » centrales (autorisées après le 27/11/2002), les « anciennes récentes » (autorisées entre le 01/07/1987

et le 27/11/2002) et les « anciennes » (autorisées avant le 01/07/1987), elles-mêmes réparties en quatre catégories. Le texte fixe, par ailleurs, des valeurs limites d'émission spécifiques en fonction des combustibles utilisés et des tranches de puissance.
 ● La directive 96/61 EC dite « IPPC » (prévention et contrôle intégrés des pollutions). Les valeurs limites d'émission sont

basées sur les performances des meilleures techniques disponibles (à compter d'octobre 2007, en particulier, pour les installations existantes).

● La directive 2003/87/EC instituant un système d'échange d'émission de CO₂.
 ● La directive 2001/81/EC dite « NEC » (plafonds nationaux d'émission) en cours de révision qui fixera des limites nationales d'émissions de polluants.

/// (suite de la page 60) jusque-là mises sous cocon. Un programme de travaux de 110 millions d'euros leur permettra de passer aux normes européennes, alors même que leur fiabilité et leur rendement seront augmentées. « Revampés », les sites de Porcheville (deux fois 600 MW) dans les Yvelines, de Cordemais 3 en Loire-Atlantique et d'Aramon dans le Gard (l'un et l'autre de 700 MW), vont reprendre du service entre l'hiver 2006 et 2008.

A plus grande échelle d'ici à 2008, EdF prévoit la modernisation de ses centrales thermiques les plus récentes, toutes alimentées au charbon, plus performant, pour la production en semi-base. Quelque 400 millions d'euros vont être investis sur les unités 4 et 5 de Cordemais, ainsi que sur les centrales du Havre 4 en Seine-Maritime, de Blénod en Meurthe-et-Moselle et La Maxe, en Moselle. Cordemais 4 et 5 et le Havre 4, qui fonctionnent en moyenne 5 000 heures par an, seront équipées d'un procédé de réduction catalytique sélective (SCR) des fumées qui permettra de diviser par cinq leurs émissions d'oxyde d'azote. La méthode la plus sûre, selon EdF, pour réduire les émissions à 200 mg de Nox/m³.

Une solution : des accords de réciprocité entre l'Italie et la France

De son côté, le deuxième opérateur français, la Snet, détenu à 65 % par le puissant espagnol Endesa, a annoncé que ses deux principaux groupes de plus de 600 MW (Emile Huchet 6 en Lorraine et Provence 5 à Gardanne, dans les Bouches-du-Rhône), alimentés au charbon, allaient être transformés en centrales à cycle combiné alimentées au gaz naturel. En principe d'ici à 2009, dans le cadre du plan industriel d'un milliard d'euros annoncé en février par Joaquín Galindo Vélez, le nouveau directeur général de l'entreprise de Rueil-Malmaison. La Snet doit ainsi disposer de 2000 MW supplémentaires, sans compter 165 MW d'origine éolienne prévus d'ici à 2009. En revanche, ses petites centrales de 250 MW, celle d'Hornaing, de Lucy et Emile Huchet 5, fonctionneront moins de 20 000 heures par an après 2008. Directive européenne oblige.

Toutefois, ce programme a été rendu public alors que Gaz de France à l'époque présidé par Pierre Gadonneix (aujourd'hui président d'EdF) devait acquérir les 35 % restants de la Snet encore détenus par EdF et CdF. Et devenir, du même coup, le fournisseur principal, voire unique, de ses futures centrales à cycle combiné. Rien n'est bou-



NOUVEAU VENU. Gaz de France va inaugurer en juin à Dunkerque sa centrale « DK6 » à cycle combiné à haut rendement alimentée par les gaz sidérurgiques de Soliac Atlantique. Un investissement de 450 millions d'euros pour 790 MW.

clé désormais. Depuis l'arrivée de Jean-François Cirelli à sa présidence, Gaz de France s'est retiré du projet.

La relève devrait en principe résulter des accords dits « de réciprocité » en cours de négociation entre les gouvernements italien et français pour permettre

l'accès de EdF dans la Péninsule et de Enel dans l'Hexagone. Dans ce cadre, le numéro 1 italien pourrait entrer dans le capital de la Snet. Et parallèlement, construire pour son propre compte, deux centrales à cycle combiné gaz d'une puissance totale de 700 MW sur des sites existants d'EdF.

Autant d'incertitudes qui rendent problématique le plan industriel d'Endesa. Seuls investissements confirmés : les 160 millions d'euros destinés à installer des systèmes de désulfuration et de dénitrification sur ses grosses centrales de Emile Huchet 6 et de Provence 5, et qui permettront d'allonger leur durée de vie, jusqu'en 2021 pour la première et 2025 pour la deuxième.

Peu de projets et beaucoup d'incertitudes

Pour l'avenir, peu de projets confirmés et beaucoup d'inconnues. Certes Gaz de France, nouveau venu dans l'électricité, va mettre en service sa centrale « DK6 » à cycle combiné à haut rendement (près de 50 %) alimentée par les gaz sidérurgiques de Soliac Atlantique (investissement : 450 millions d'euros pour 790 MW). Mais l'entreprise gazière est plus discrète sur ses autres projets. On sait seulement qu'avant 2010, elle

devrait construire « entre Brest et Montoir-de-Bretagne », une centrale à cycle combiné gaz d'une puissance comprise entre 400 et 800 MW. Sans doute, une tête de série pour le principal fournisseur de gaz naturel du marché lorsque son entrée en Bourse et l'augmentation de capital qui l'accompagnera seront terminées.

De son côté, Electrabel (groupe Suez) travaille sur un projet de 800 MW sur Fos (en concurrence, dit-on, avec l'américain Sysco). Et EdF, qui, selon son nouveau « Plan industriel », entend rester présent dans le thermique à flamme pour sa production de semi-base, devrait ces prochains mois examiner la faisabilité de plusieurs projets. Au charbon, au fioul ou au gaz naturel pour avoir le parc le plus diversifié possible. En profitant de son expérience dans le domaine des centrales à cycle combiné gaz grâce à ses réalisations en Espagne, en Italie et plus récemment au Mexique, au Vietnam et au Brésil.

Reste, pour tous les opérateurs, d'énormes incertitudes sur la fiscalité (notamment le maintien de la taxe sur le gaz naturel), le niveau des quotas d'émission CO₂ après 2008, et, plus encore, l'ampleur des fluctuations des prix du brut. « A 15-16 euros le MWh, le niveau actuel du prix spot de l'électricité à Zeebrugge, aucun projet n'est rentable, souligne l'un des entrants possibles sur le marché français, Il faudrait qu'il atteigne au moins 50 euros le MWh. Et même à 56 euros, avec le coût du permis CO₂. » De quoi faire hésiter plus d'un candidat. ●

ALAIN JEMAIN

Renouveau en vue pour l'hydroélectricité

Mise au ban politique et judiciaire depuis la fin du grand programme d'équipement de l'après-guerre, l'hydroélectricité (95 % des énergies renouvelables en France) se prend à espérer. Mais il faudra encore attendre l'élaboration définitive par le Parlement des lois sur l'eau et sur l'énergie.

Après plus de deux décennies de calme plat, EdF, la Compagnie nationale du Rhône (CNR), la Shem (Société hydro-électrique du Midi) – deux sociétés dans l'orbite du groupe Suez – et les quelque 1 630 autres plus petits exploitants de la filière hydro-électricité retrouvent confiance. En raison des récents amendements parlementaires aux projets de loi d'orientation de l'énergie et de loi sur l'eau, mais aussi des rumeurs du prochain appel d'offres, pour de nouvelles capacités, que le ministère de l'Industrie lancerait d'ici à la fin de cette année et qui pourrait porter sur 400 à 500 MW. Soit le quart des capacités actuelles de la « petite » (moins de 12 MW) hydraulique ou encore la moitié du potentiel exploitable en France métropolitaine.

L'eau officiellement reconnue comme source d'énergie, la géographie du potentiel hydraulique évaluée, les politiques nationales ou locales coordonnées, des procédures administratives simplifiées, de nouvelles modalités pour les débits réservés et les classements des rivières: ces dispositions contenues pour l'instant dans les deux textes législatifs en discussion polarisent les espoirs des industriels. Elles devraient, pour les plus pessimistes d'entre eux, permettre d'atténuer les effets différés de la loi sur la pêche de 1984 (une diminution de la production de 3,5 TWh ramenée à 1,5 TWh). Et peut-être, affirment les plus optimistes, de produire 4 à 6 TWh de plus d'ici à cinq ans. Par la mise en service de sites non exploités, des réhabilitations per-

L'hydroélectricité en France

- > **EdF** : 45 TWh (dont 3 à 4 TWh en petite hydraulique)
- > **CNR** : 15,3 TWh
- > **Shem** : 1,8 TWh (en pointe)
- > **Petite hydraulique indépendante** : 4 TWh
- > **EdF exploite 530 centrales hydroélectriques** (dont 220 de moins de 12 MW) et **200 barrages**, soit une capacité de 20 000 MW.
- > **La CNR compte 19 centrales** (2 937 MW).
- > **La Shem, 49 centrales** (773 MW).
- > **Les 1 630 petites installations indépendantes de moins de 8 MW** représentent une capacité d'environ 1 000 MW.

mettant des augmentations de puissance sur certains ouvrages et de multiples investissements de moindre ampleur.

11 % de la consommation française d'électricité

Par ailleurs, les contrats d'obligation d'achat pour la filière hydraulique, approuvés par le ministre de l'Industrie le 12 mars 2003, prévoient que les petits producteurs autonomes devront investir au moins 1 000 euros par kW installé en travaux de rénovation (avec une liste de matériels spécifiés) s'ils veulent pouvoir bénéficier des tarifs d'achat destinés aux installations neuves (59 euros en moyenne par MWh). Que ce soit par EdF et par une quinzaine des 160 entreprises locales d'électricité (ELE), comme Electricité de Strasbourg et Electricité de Grenoble.

Dans un pays qui dispose, avec la Suède,

du plus gros potentiel européen, le petit monde discret des hydrauliciens a le sentiment d'être – enfin – considéré comme utile à la collectivité nationale. Tant pour lutter contre l'effet de serre (6 millions de tonnes équivalent de pétrole économisées par an), qu'en apportant une contribution à la production française d'électricité: 11 % du total de la production. « Et avec une énergie maîtrisée et peu chère, comme le justifie Anne Penalba, vice-présidente du Groupement des producteurs autonomes d'énergie hydroélectrique (GPAE) et gérante de la société Hydro C. Avec aussi des installations amorties depuis longtemps, réparties sur l'ensemble du territoire et susceptibles d'être mises en service, lors des pointes de consommation électrique, en quelques minutes contre une demi-journée pour le thermique et une journée pour le nucléaire. »

Les projets qui dorment dans les cartons depuis l'épopée des barrages des années 1945-1972 vont-ils cette fois ressortir ? Depuis l'édification de son dernier grand barrage de Puylaurent (Lozère), les investissements d'EdF en France métropolitaine ont évolué chaque année entre 50 et 100 millions d'euros. Essentiellement sur des installations de débit de restitution comme à Gamsheim en Alsace (400 kW). Ces prochaines années, des développements plus importants sont d'ores et déjà décidés. Principalement à Gavet dans l'Isère (92 MW, voir page suivante), mais aussi à Baigts dans les Pyrénées (900 kW), à Jousseau dans le Massif Central (1,2 MW). à Echi-

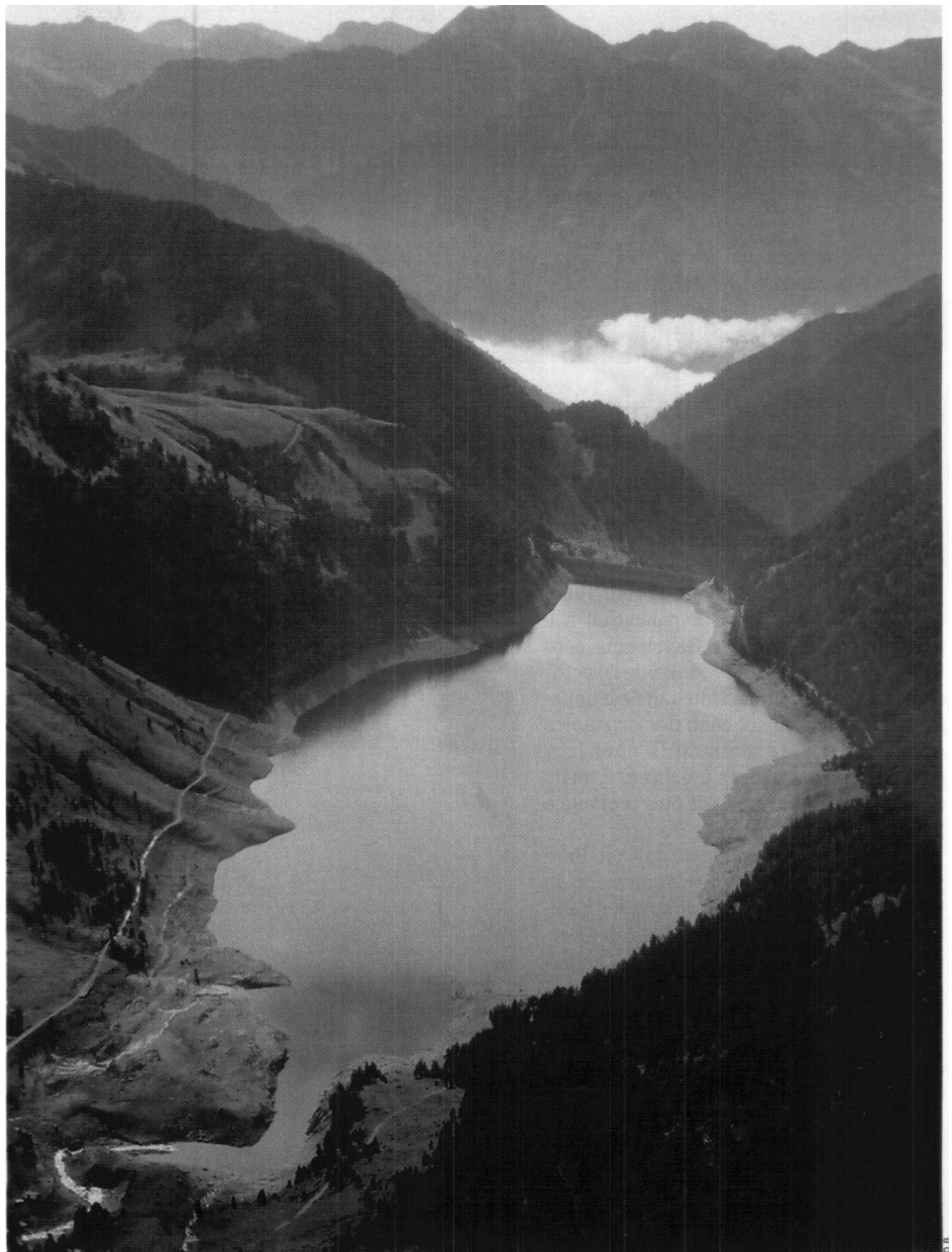
rolles près de Grenoble (2,7 MW) et à Montrigon en amont de Bourg-Saint-Maurice (1,3 MW) et à Rizzanese en Corse (15 MW). Une dizaine de projets de turbinage des débits réservés sont aussi programmés. Du coup, les investissements annuels oscilleront autour de 100 millions d'euros.

Le deuxième plus gros opérateur, la CNR, qui a, elle aussi, peu investi depuis la construction de Sault-Brenaz (Ain) en 1986, relance un important programme de qualification (turbinage des débits réservés) et de suréquipement de ses installations existantes. En particulier, d'ici à septembre, sur les deux ouvrages de Belley et de Chautagne dans l'Ain, où 25,4 millions d'euros devraient être investis pour porter leur production totale à 56,7 TWh. Des projets comparables devraient suivre à Péage-de-Roussillon, Montélimar et Donzère Mondragon sur le bas Rhône. Dans le même temps, l'ouvrage de Chancy-Pougny, à la frontière franco-suisse (30 % CNR, 7 % Service industriel de Genève) est en cours de réhabilitation pour être, par étapes, porté de 38 à 50 MW. D'ici à 2020, 92,4 millions d'euros y seront investis. Et la CNR se prend à espérer de mettre en chantier les deux grands barrages qui avaient été étudiés, puis abandonnés, à la fin des années 80 à Loyettes (45 MW) et celui des « Portes-du-Rhône » (110 MW) à Caluire. De même que les ouvrages qui avaient été envisagés sur la Loire et ses affluents.

Les Pouvoirs publics ont encore beaucoup à faire

Après la rénovation d'Olhadoko dans le pays Basque (une machine neuve de 9,7 MW), la Shem, de son côté, travaille sur la modernisation d'aménagement de ses petits ouvrages de Capdenac et de Licq sur le Lot et étudie quelques projets de réhabilitation dans les Pyrénées et sur le versant atlantique du Massif central.

Impossible, en revanche, de connaître et plus encore de chiffrer les projets de petits investisseurs qui exploitent aujourd'hui des moulins ou des barrages au fil de l'eau. Le GPAE (Groupement des producteurs autonomes d'énergie hydroélectrique) qui rassemble 300 de ces exploitants, estime prudemment à 1 000 MW le potentiel technique exploitable en petite hydraulique et à 7 TWh



POTENTIEL. Il resterait 1 000 MW exploitables en petite hydraulique en France (ici, le barrage de l'Oule dans les Hautes-Pyrénées de la Shem).

le potentiel de production. Sur la base des inventaires EdF et du Cler (Comité de liaison énergies renouvelables), des études régionales de l'Ademe et de certaines agences de l'eau, le GPAE chiffre, sans fixer de date, à

2 TWh ce qui pourrait venir de la rénovation de l'existant. Auxquels s'ajoutent 4 TWh provenant de la construction ou de la réhabilitation de 18 petites centrales de 30 MW et de 8 microcentrales de 30 MW. Enfin, 1 TWh pourrait être apporté par l'exploitation des 30 000 moulins encore existants.

Classement de la majorité des rivières interdisant d'y installer des turbines, durée d'obtention des permis de construire et d'exploitation, coûts et délais des multiples expertises..., il reste, de toute façon, beaucoup à faire du côté des Pouvoirs publics, pour que les objectifs de l'actuel PPI (Plan pluriannuel des investissements qui guide les démarches de Bercy), pour l'instant très approximativement arrêtés entre 400 et 2 000 MW d'ici à 2010, soient sinon atteints, du moins approchés. Le prochain PPI sera soumis au Parlement avant l'été.

Depuis la loi sur le déve- (suite page 66) ///

///(suite de la page 65) loppement des territoires ruraux, adoptée le 25 février dernier, l'Administration – en l'occurrence chaque préfet – ne dispose plus que d'un délai de deux ans pour faire connaître sa décision d'autorisation pour les ouvrages de moins

de 4,5 MW. Mais pour faire aboutir un projet plus important, il faut toujours de fortes doses de persévérance. Sans compter les actions en justice, quasi systématiques, des associations de pêcheurs ou de mouvements écologistes. Ou encore les

procédures lourdes et onéreuses de raccordement au réseau. La France, une fois encore, risque fort pendant cette décennie de faire cavalier seul alors que l'hydroélectricité est en plein boom dans le monde et aussi en Europe. ● A. J.

Un projet EdF dans l'Oisans

En remplacement de six vieux ouvrages, la construction pour 160 millions d'euros par EdF, d'un barrage souterrain et d'une nouvelle centrale près de Grenoble devrait relancer l'ancienne vallée industrielle de la Romanche.

A quinze kilomètres au sud de Grenoble, entre Le Bourg-d'Oisans et Vizille, EdF projette de construire, sur la moyenne Romanche en aval de la chute de Gavet, une centrale au fil de l'eau qui produira de l'électricité de façon continue. L'ouvrage est appelé à remplacer les six centrales existantes dont les titres administratifs pour leur concession sont arrivés à échéance, mais dont l'exploitation pouvait être prolongée jusqu'en 2015.

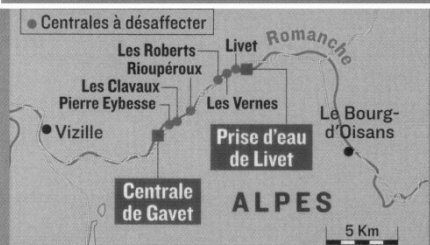
Souterraine, la centrale devrait produire 540 millions de kWh soit l'équivalent de l'alimentation d'une ville de 280 000 habitants. Bénéficiant de lâchers d'eau des barrages de Grand'Maison et de Saint-Guillaume, situés en amont, elle pourra aussi produire de l'électricité de pointe. Montant de l'investissement envisagé: 160 millions d'euros dont le financement, bouclé en principe cette année, serait assuré, pour l'essentiel, par EdF. Le reste par des fonds publics, notamment européens au titre des énergies renouvelables. Le département de l'Isère s'est engagé, pour sa part, à financer les équipements annexes.

La mise en service interviendrait après 2013

Le projet est en cours d'instruction auprès des ministères concernés et l'enquête publique devrait être lancée à la fin de cette année. La mise en service de la nouvelle centrale n'interviendrait qu'après 2013, après cinq ans de travaux (trois années sont prévues pour l'instruction). L'avant-projet détaillé de la chute est achevé depuis l'été 2000. Le dossier de la demande de concession a été déposé au printemps 2001.

Sur cinq ans, 200 emplois, liés à la construction de l'ouvrage, seraient créés et vien-

Aussi capitalistique que le nucléaire



EdF projette de construire, sur la moyenne Romanche en aval de la chute de Gavet, une centrale au fil de l'eau. Le montant de l'investissement est estimé à 160 millions d'euros.

Très variable d'un projet à l'autre, le coût de construction d'une centrale hydroélectrique varie entre 1 500 et 1 700 euros le kW. Du même ordre, par conséquent que le nucléaire. Certains projets dépasseraient, dit-on, les 3 000 euros. Hors coût de développement, l'investissement dans l'hydroélectricité (grosso modo, 50 % de génie civil et 50 % en matériels, principalement les turbines)

se situe dans une fourchette comprise entre 5 et 10 fois le chiffre d'affaires annuel. Sans aides publiques, il s'amortirait ainsi le plus souvent sur une durée de dix à vingt ans. Les trois types de turbines utilisées, Kaplan pour les basses chutes (5 à 10 mètres), Francis pour les chutes moyennes (10 à 100 mètres), Francis et Pelton pour les hautes chutes (100 à 400 mètres) ne sont plus fabriquées que par cinq constructeurs, dont pour les plus de 500 kW par VA Tech (Siemens) et Voigt Hydro (ex-Esac, associé avec Siemens).

Pour la mini-hydroélectricité: une vingtaine de concurrents se dispute le marché dont trois entreprises françaises, Mecamidi (puissance de 200 kW à 15 MW) basée à Toulouse, THEE (détenue à 50 % par le fonds belge Ecowatt) à Toul pour petite puissance (de 10 à 500 kW) et Labarthe à Rodez (de 500 à 2 000 kW). Alstom Mini Hydro (autrefois installé à Grenoble, aujourd'hui à Barcelone en Espagne) a disparu du paysage hexagonal. La grosse hydroélectricité d'Alstom est basée à Grenoble, au Brésil et en Chine.

draient revitaliser cette vallée qui porte les empreintes de son passé industriel, chimique et électrometallurgique. Le programme comprendrait plusieurs ouvrages d'importance. Le barrage, proprement dit, d'une retenue de 55 000 mètres cubes de capacité, serait construit à Livet. Cette prise d'eau serait desservie par une galerie en charge de 4,40 mètres de diamètre, enterrée sur 9 200 mètres, qui restituerait le débit à Gavet, avec une cheminée d'équilibre souterraine.

Sur ce même site, serait édifiée l'usine souterraine équipée de deux turbines Francis de 46 MW chacune (les appels d'offres

ne sont pas encore lancés). L'évacuation de l'énergie serait réalisée en 63 kV, par des câbles enterrés sur une longueur de 6 kilomètres.

Par ailleurs, EdF s'est engagée à supprimer les ouvrages actuels vétustes et inesthétiques: conduites, canaux, lignes et usines comme Les Roberts, Rioupéroux, Les Clavaux, Pierre Eybess et en sauvegarder d'autres, comme la façade de l'usine de Livet et la centrale Les Vernes, classées monuments historiques. Près de 3,5 millions d'euros, souligne EdF, seront consacrés à des investissements de protection de l'environnement. ● A. J.

L'éolien plus encadré

Les amendements déposés à l'Assemblée nationale comme au Sénat au projet de loi d'orientation sur l'énergie vont, s'ils sont adoptés le mois prochain, contraindre les différents acteurs de l'éolien à rebattre leurs cartes.

“Quelque 95 % des projets actuels qui totalisaient 2 500 MW sont voués aux oubliettes parce qu'ils portaient sur des parcs éoliens de moins de 12 MW, le seuil jusqu'alors fixé pour pouvoir bénéficier de l'obligation d'achat de leur électricité», estime l'un des principaux opérateurs. Avec le seuil de 20 MW du projet de loi sur l'énergie qui passera en deuxième lecture au Sénat du 2 au 4 mai prochains, s'annonce la disparition des projets émanant de petits investisseurs, agriculteurs, développeurs ou collectivités locales. Face à des parlementaires depuis peu hostiles au développement anarchique des «moulins à vent», l'éolien est, en France, à un tournant capital de sa courte et chaotique histoire (seulement 386 MW installés fin 2004 contre 16 629 MW en Allemagne et 8 263 en Espagne, pour une production moyenne de 23 TWh par an).

Les 2 000 à 6 000 MW prévus pour janvier 2007 ne seront sûrement pas au rendez-vous. A fortiori les 10 000 MW annoncés pour 2010. Pour une double raison qui figure dans le projet de loi sur l'énergie amendée par trois parlementaires UMP visant à «privilégier les grandes structures et protéger les paysages» dans l'Hexagone (la Corse et les DOM-TOM ne sont pas concernés).

Première raison: ce «plancher» de 20 MW pour les installations en service après 2008, qui conditionne l'obligation d'achat à tarif avantageux de l'électricité (83 euros par MWh les cinq premières années, contre un coût de production par le nucléaire de 34 euros) par EDF ou les entreprises locales de distribution (ELD). En dessous de ce seuil, EDF et les ELD ne seraient plus obligées d'acheter l'électricité produite, à l'exception des toutes petites éoliennes de moins de 300 kW. Pour les installations existantes, l'obligation d'achat



COUP D'ARRÊT. En portant à 20 MW le seuil fixé pour pouvoir bénéficier de l'obligation d'achat de l'électricité, 95 % des projets (soit 2 500 MW) seraient voués aux oubliettes.

serait maintenue ainsi que celles «pour lesquelles un dossier complet de demande de permis de construire a été déposé et un certificat d'obligation d'achat a été délivré au plus tard deux années après la publication de la présente loi». Autant dire, quelques

dizaines d'éoliennes tout au plus, compte tenu des durées aléatoires d'obtention des documents indispensables et du raccordement aux réseaux.

Deuxième raison du coup d'arrêt: l'implantation qui deviendrait obligatoire, des éoliennes dans des «zones de développement éolien» (ZDE) identifiées par les préfets «à l'initiative des communes». Sous leur seule responsabilité après un simple avis des communes limitrophes et des Commissions des sites et des paysages des

départements. «Une définition, constate André Antolini, président du Syndicat des énergies renouvelables, qui prendra trois, quatre ou cinq ans. Entre-temps, les entreprises auront fermé.»

Des dispositions qui pourraient avoir des conséquences considérables

Ces deux nouvelles dispositions aussitôt qualifiées de «catastrophiques» par la quasi-totalité des professionnels de l'éolien –qui militent au contraire pour l'abaissement du seuil d'obligation d'achat à 10 MW– auraient des conséquences considérables.

Des disparités géographiques tout d'abord. Des régions ventées et à populations concentrées, comme le Languedoc-Roussillon, la Drôme, l'Ardèche, la Picardie, la Champagne et les Ardennes, seront peu affectées. En revanche, de nouveaux projets

seront plus difficilement acceptables dans les régions à habitat dispersé comme la Bretagne, le Nord-Pas-de-Calais ou la Normandie. « Il faut s'interroger sur le mécanisme de décision des préfets pour décréter si les zones seront ou non à potentiel éolien. Sur la base de quelles convictions, sous quelles pressions, dans quels délais et au profit de qui, le feront-ils ? », s'interroge Philippe Gouveneur, directeur d'Enertag France.

Deuxième conséquence: la concentration des opérateurs parce que le seuil des 20 MW, s'il reste dans la loi, implique obligatoirement, au minimum, quatre ou cinq aérogénérateurs de nouvelle génération, d'une puissance comprise entre 4 et 5 MW. Ce qui entraînerait pour ces modèles, aujourd'hui proposés par Repower, Enercon, GE ou Vestas, une mise de fonds, sur terre, de 1 000 à 1 200 euros du kilowatt installé et, pour l'offshore, de 1 500 à 2 500 euros, voire plus.

Le poids financier tranchera

D'où un avantage, a priori incontestable, pour les opérateurs liés à de grands énergéticiens comme EDF (EDF Energies nouvelles et sa filiale SIIF Energies), le franco-belge Electrabel (Suez), les espagnols Endesa (via la Snet) et Iberdrola (qui prévoyait d'installer 32 MW en France en 2005 et 100 autres MW avant 2007). Ou encore Eoles Res (détenu à 100% par le britannique RES) et la Compagnie du Vent (50% appartenant au groupe espagnol EHN). La surface financière, finalement, tranchera. A moins que ne soit retenu, au terme d'une procédure de conciliation entre les deux assemblées parlementaires, l'amendement déposé, début avril, par le sénateur Henri Revol. Lui, propose de créer des planchers par zones, en laissant les communes décider seules des critères de puissance qu'elles seraient prêtes à accepter. Ce qui, une nouvelle fois, remettrait tout en cause. ● A. J.

Un appel d'offres en suspens

La plus grande incertitude plane sur l'appel d'offres portant sur 500 MW pour l'éolien offshore lancé par le ministère de l'Industrie. Clos l'été dernier, les résultats devaient être connus début 2005. Douze candidats, dit-on, y auraient participé. En raison du cahier des charges adopté par les Pouvoirs publics et validé par la CRE – il impose notamment des pondérations très précises pour la sélection finale des candidatures, dont 12 sur 20 pour le facteur prix –, les projets les moins et les mieux disants n'émaneraient pas, dit-on, d'opérateurs assez solides financièrement.

L'Allemagne veut miser sur l'offshore

Alors que l'implantation d'installations marque le pas, l'Allemagne se tourne vers l'éolien offshore. En 2006, les premiers parcs devraient entrer en service dans la Baltique.

L'Allemagne parviendra-t-elle à relever le défi qu'elle s'est fixé: abandonner le nucléaire en 2020 et monter d'ici là à 20% le taux d'éolien dans sa production globale d'électricité? Les tempêtes de l'hiver, qui sont désormais le cauchemar des parcs éoliens et... du gouvernement allemand, rendent l'objectif problématique. Les installations éoliennes doivent, en effet, être impérativement déconnectées et le réseau d'électricité doit alors puiser dans ses réserves classiques: les polluantes centrales thermiques.

Déjà obligée de supporter les plus lourdes factures d'électricité d'Europe, l'Allemagne peut-elle se permettre d'y ajouter un surcoût estimé par l'institut Dena, l'Agence de l'énergie allemande, de 16 euros par an et par ménage pour promouvoir le développement de l'éolien? Non, répond le président du BDI (le Medef allemand), Jürgen Thumann, qui parle de «black-out» à propos du coût des énergies renouvelables. C'est effectivement cher payé chaque tonne de dioxyde de carbone qui sera ainsi évitée: entre 41 et 77 euros, soit dix fois plus qu'actuellement! Et ce n'est pas tout. Le développement de l'éolien nécessite une extension du réseau de transport: 845 kilomètres supplémentaires de lignes à haute tension. Soit 1,1 milliard d'euros d'investissements.

En dehors de ces arguments financiers, l'éolien s'essouffle déjà sur le continent. L'implantation des parcs marque le pas: 1 700 MW de capacités supplémentaires seront créés cette année, contre 2 000 en 2004. Et si l'Allemagne reste en tête des pays producteurs avec plus de 16 000 MW installés, son dynamisme est aujourd'hui talonné par l'Espagne. Une saturation géographique et une population de moins en moins coopérante en sont la cause. L'éolien trouve même des détracteurs du côté des Verts...

Et si l'avenir de l'éolien se trouvait en haute mer... Plus précisément, à 40 kilomètres des côtes, la distance minimum



TECHNICITÉ. L'Allemagne a choisi d'implanter ses parcs en haute mer à 40 kilomètres des côtes contrairement à la Grande-Bretagne et au Danemark (ici, le parc danois d'Horns Reef).

choisie par l'Allemagne à la différence du Danemark et de la Grande-Bretagne. Ce qui suppose davantage de technicité (maintenance difficile, risques de tempêtes plus fréquents, pose de câbles en haute mer) et de démêlés administratifs. Pas moins de huit instances sont nécessaires avant l'autorisation de mise en service! Néanmoins, l'Allemagne va tout miser sur cet éolien offshore: en 2006, les premiers parcs devraient être mis en service dans la Baltique.

Une activité industrielle à part entière

Le gouvernement de Gerhard Schroeder, qui jouera au poker sa prochaine carte électorale le 22 mai dans son fief, la Rhénanie du Nord-Westphalie, a tout intérêt à reprendre le leadership sur ce domaine peu contesté. Car, si le marché éolien peine à tenir ses promesses, le développement de ces technologies a le mérite de constituer un pôle d'excellence allemand au niveau mondial. L'éolien, qui emploie 60 000 personnes, devient une branche d'activité industrielle à part entière, avec un taux à l'export de 60% et l'implication de groupes comme Siemens. L'éolien vient même, à l'instar des autres énergies renouvelables, d'être classé par l'hebdomadaire économique «Die Wirtschaftswoche», au premier rang des secteurs industriels porteurs d'avenir. ●

D'ALLEMAGNE, MARIE LUGNSLAND

CONCURRENCE



EDF veut céder sa filiale argentine Edenor

ATTENTION - REVOICI complété avec déclaration du chef de cabinet argentin, communiqué d'EdF et éléments de background ///

PARIS, 27 avr 2005 (AFP) - **EDF** compte céder sa filiale argentine Edenor, le plus grand distributeur d'électricité du pays, dans le cadre de son recentrage sur l'Europe, a indiqué mercredi à l'AFP un porte-parole du groupe français.

"**EDF** a saisi la banque d'affaires JP Morgan sur le dossier Edenor. On est dans un processus de cession", a déclaré ce porte-parole, rappelant que "**EDF** n'a jamais caché sa volonté de se recentrer sur l'Europe".

Le groupe public français n'a cependant pas fait de commentaire sur d'éventuels repreneurs. "Il est beaucoup trop tôt pour dire combien Edenor sera valorisé", a ajouté le porte-parole.

Dans un communiqué transmis à la Bourse de Buenos Aires, **EDF** souligne vouloir "évaluer différentes alternatives stratégiques" pour sa filiale argentine. Le groupe y reconnaît avoir engagé "des conversations préliminaires avec les tiers intéressés, sans que celles-ci aient un caractère exclusif ou engageant".

Le chef du cabinet argentin Alberto Fernandez a affirmé que cette décision "ne préoccupait pas" le gouvernement. "C'est une décision de l'entreprise. J'ai compris qu'elle ne va pas entraîner une dégradation du service. J'espère que l'entreprise qui la reprendra fournira un service comparable ou meilleur", a souligné le coordinateur de l'action gouvernementale sur Radio America.

EdF détient 90% de l'entreprise argentine, le solde étant détenu par les employés. Le principal candidat à une reprise serait le fonds d'investissement Dolphin, dirigé par l'homme d'affaires argentin Marcelo Mindlin, qui vient de prendre plusieurs participations dans le secteur électrique.

Mais la presse argentine de mercredi cite également les fonds d'investissements argentin Pegasus et américain Leucadia parmi les acheteurs potentiels.

EDF avait acquis Edenor en 1992, alors que le président de l'époque Carlos Menem était engagé dans une vaste privatisation des services publics.

Edenor est retombé dans le rouge en 2004, avec une perte nette de 89,9 millions de pesos (23 millions d'euros), succédant à un bénéfice de 210,6 millions de pesos l'année précédente. La société compte 2,3 millions de clients. Elle est active à Buenos Aires et dans les prospères banlieues nord de la capitale argentine.

Nombre d'entreprises françaises ont quitté l'Argentine depuis la grande crise de 2001/02, parmi lesquelles le Crédit Agricole, la Société Générale, Gaz de France, France Télécom et Vivendi (aujourd'hui Veolia). Selon la presse locale, Suez a donné jusqu'à vendredi à la province de Santa Fé pour se prononcer sur l'avenir de la concession qu'elle y détient dans l'eau et l'assainissement.

blb-fga/de

AFP «271708 AVR 05



ÉNERGIE EDF met en vente sa filiale argentine Edenor

■ **Le premier distributeur d'électricité d'Argentine accumulait les pertes.**

■ **Après France Télécom, c'est le deuxième opérateur français de service public qui jette l'éponge dans le pays.**

EDF a mis en vente la participation de 90 % qu'il détient dans Edenor, premier distributeur d'électricité d'Argentine. Edenor a indiqué mardi dans un communiqué adressé à la Bourse de Buenos Aires que son actionnaire majoritaire a donné mandat à la banque d'affaires JP Morgan de rechercher des « *alternatives stratégiques* » pour cet investissement. Il est par ailleurs précisé que des conversations préliminaires « *avec des tiers ayant manifesté leur intérêt* » ont déjà été engagées.

La cession d'Edenor était envisagée depuis que le groupe français avait annoncé l'an dernier son re-

centrage sur l'Europe et le Chine. C'en était dès lors fini de la politique d'expansion internationale qui l'avait conduit en Amérique latine. En Argentine, outre Edenor, en charge de la distribution d'électricité de la partie nord de Buenos Aires (2,4 millions de clients), EDF s'était intéressé à un distributeur provincial, revendu il y a quelques mois, ainsi qu'à une centrale qu'il possède toujours.

En attendant Suez. Pour Edenor, la situation s'est gâtée avec la dévaluation du peso en janvier 2002. Comme pour tous les concessionnaires de services publics, ses tarifs ont alors été bloqués et « *pesifés* », c'est-à-dire réduits au tiers de leur valeur en dollars. Mais ses dettes, contractées en devises durant la décennie où la monnaie argentine était liée au dollar par un système de parité fixe, n'ont pas bougé.

Les pertes cumulées sur les trois dernières années atteignent 354 millions de pesos (122 millions de dollars), pour un chiffre d'affaires de 1,1 milliard (381 mil-

lions de dollars) en 2004. A comparer avec un endettement de 512 millions de dollars, qui ne peut être restructuré faute de visibilité sur les ressources futures de l'entreprise. Car, dans la négociation engagée depuis trois ans avec le gouvernement au sujet des tarifs, tout semble avoir été fait pour décourager l'opérateur, qui s'est vu proposer la semaine dernière une augmentation de 15 % pour les seuls clients industriels, offre rejetée d'avance par Edenor.

Sans doute les autorités préféreraient-elles qu'un investisseur local succède à EDF. Comme ce fut le cas il y a dix-huit mois, quand France Télécom a cédé sa participation dans Telecom Argentina, premier opérateur téléphonique du pays, au groupe Wertheim. En attendant sans doute que le troisième gros investisseur français dans les services publics, Suez, soumis au même traitement, jette l'éponge pour sa filiale de gestion d'eau Aguas Argentinas et ses dix millions de clients.

**Jean-Louis Buchet,
à Buenos Aires**



La crise argentine fait fuir EDF

Faute de pouvoir augmenter ses tarifs, le groupe vend sa filiale.

Buenos Aires de notre correspondant
La vente par EDF de 90% du capital de sa filiale argentine Edenor, annoncée hier matin, clôtura trois ans de relations houleuses avec le gouvernement argentin. EDF a également annoncé son retrait du Brésil en raison du fort taux d'impayés. La semaine dernière encore, Edenor qui compte sept millions de clients dans le Grand Buenos Aires, avait refusé la proposition des autorités d'une augmentation graduelle des ta-

rifs bloqués depuis janvier 2002 puis d'une renégociation du contrat en 2006. Le repli d'EDF de l'Argentine et du Brésil intervient dans le cadre d'une stratégie plus globale de l'entreprise qui vise l'abandon des marchés émergents pour se concentrer sur l'Europe. Les affaires d'EDF, installée depuis 1992 en Argentine, allaient bon train jusqu'à la dévaluation de 70% du peso début 2002. Depuis, avec des tarifs parmi les plus bas d'Amérique latine, l'entreprise a accumulé 100 millions d'euros de pertes mais traîne surtout une dette de près de 400 millions d'euros. Comme une trentaine d'autres compa-

gnies étrangères installées en Argentine, EDF a porté plainte devant le Cirdi (Centre international pour le règlement des différends relatifs aux investissements) pour tenter d'obtenir des Argentins une compensation financière après la dévaluation brutale du peso et une loi interdisant toute augmentation des tarifs des services publics. Le gouvernement a toujours conditionné la possibilité d'une augmentation de tarifs à la décision d'EDF de retirer sa plainte, ce qu'elle refuse. Le repli de l'entreprise française du marché argentin est également une conséquence du climat politique. A quelques

mois des élections législatives, une augmentation du prix de l'électricité dans un pays où 40% des habitants vivent en dessous du seuil de pauvreté était hautement improbable.

EDF n'est pas la seule société française à avoir quitté l'Argentine depuis la crise qui a ravagé le pays en 2002. Ces dernières années, Gaz de France, France Télécom, Vivendi Universal, mais aussi le Crédit agricole et la Société générale, ont préféré jeter l'éponge, confrontés à une récupération économique aléatoire. ♦

ANTOINE BIGO



EDF veut céder sa filiale argentine Edenor

EDF a indiqué hier avoir l'intention de vendre sa filiale argentine Edenor, le plus grand distributeur d'électricité du pays, dans le cadre de son recentrage sur l'Europe. « *EDF a saisi la banque d'affaires JP Morgan sur le dossier Edenor. On est dans un processus de cession* », a précisé l'entreprise publique. En Argentine et – surtout – au Brésil, EDF reste sur plusieurs exercices difficiles, après l'effondrement des monnaies locales. Au titre de l'ensemble de ses filiales déficitaires, le groupe avait d'ailleurs enregistré dans ses comptes plus d'un milliard d'euros de pertes en 2003. L'année dernière, Edenor est retombé dans le rouge, avec une perte nette de 89,9 millions de pesos (23 millions d'euros), succédant à un bénéfice de 210,6 millions de pesos l'année précédente. Aujourd'hui, même si l'exploitation d'Edenor est saine, comme le rap-

pelle EDF à intervalles réguliers, l'entreprise française veut sortir de ce pays avec le moins de dégâts possibles. Hier, EDF n'a fourni aucun commentaire sur d'éventuels repreneurs d'Edenor. « *Il est beaucoup trop tôt pour dire combien Edenor sera valorisé* », a souligné un porte-parole d'EDF. Selon la presse argentine, EDF envisage de céder sa participation de 90 % dans l'entreprise (le solde étant détenu par les employés). Le principal candidat serait le fonds d'investissement Dolphin, dirigé par l'homme d'affaires Marcelo Mindlin, qui vient de prendre plusieurs participations dans le secteur électrique.

Pendant ce temps, en Europe, EDF continue à négocier avec les autorités italiennes pour prendre le contrôle dans les meilleures conditions de sa filiale transalpine Edison.



Polémique à la centrale EDF

Les syndicats inquiets à Cordemais. Des dépliantes « en roumain et en polonais », selon la CGT, ont été édités pour les ouvriers du chantier de rénovation de la centrale EDF, dont le gros œuvre démarre demain. Y participeront « entre 400 et 600 employés » permanents pendant trois ans, précise la direction. La CGT craint d'ores et déjà « une mise en concurrence

des ouvriers français et étrangers, qui va reposer sur le moins-disant social ». « On a l'expérience des Indiens aux Chantiers de l'Atlantique, qui étaient payés beaucoup moins que le Smic », fait valoir son secrétaire départemental, Serge Doussin. Pour le responsable syndical, « la centrale EDF est un outil public qui doit être utilisé par les autorités pour lutter contre le chômage ». Notamment

celui des « sous-traitants des chantiers navals, actuellement sur le carreau ».

De son côté, la direction de la centrale confirme l'emploi d'ouvriers étrangers, mais affirme déjà qu'ils seront « ultraminoritaires ». Tout au plus « 10 à 15 % », précise Patrick Simon, directeur du projet de rénovation. « Nous sommes obligés par la loi de passer par un appel d'offres euro-

péen », rappelle-t-il. Et, sur les devis, « on regarde le prix en dernier », assure Patrick Simon. L'édition de guides en polonais (« il n'y en a pas en roumain ») s'intègre donc dans une volonté de « sécurisation » du chantier. « Des chefs d'équipe bilingues » ont ainsi été embauchés pour faire passer les consignes de sécurité auprès des ouvriers étrangers. **Guillaume Frouin**



L'Elysée décide de reporter l'ouverture du capital de GDF

• Jacques Chirac ne veut pas prendre de risque avant le référendum • Bercy met aussi en avant les conditions défavorables de marché • L'opération pourrait avoir lieu à l'automne

HIER, À L'ISSUE du Conseil des ministres, Jacques Chirac et Jean-Pierre Raffarin se sont entretenus au sujet de l'ouverture de capital de Gaz de France. Selon plusieurs sources, le président de la République a préféré reporter l'opération après le référendum. Seule une victoire du « oui » peut désormais permettre l'ouverture du capital de Gaz de France avant l'été. Sinon, en raison de la publication des comptes semestriels au mois de septembre, rien n'est envisageable avant l'automne. Cette

reculade de l'exécutif était redoutée par l'ensemble des acteurs du dossier. Si le Premier ministre a souvent « différé » ses décisions, ce report contredit les déclarations répétées du ministre de l'Economie, Thierry Breton. Du côté de Bercy, on invoquait hier des « conditions de marché défavorables » pour justifier cette décision. Les dirigeants de Gaz de France, de leur côté, vont essayer de maintenir les troupes sous pression.

ÉNERGIE

En marge du Conseil des ministres, le président de la République a décidé hier de reporter l'ouverture du capital de Gaz de France. En cas de victoire du « non » au référendum, l'opération n'aura pas lieu avant l'automne.

Gaz de France : Jacques Chirac reporte l'ouverture de capital

Seul un miracle peut désormais permettre l'ouverture du capital de Gaz de France avant l'été. Et ce miracle serait la victoire du « oui » au référendum sur le Traité constitutionnel européen. Difficile, dans le cas contraire, de « surfer » sur la vague. Hier, à l'issue du Conseil des ministres, Jacques Chirac et Jean-Pierre Raffarin se sont entretenus au sujet de l'ouverture de capital du gazier tricolore et, selon plusieurs sources, le président de la République a préféré reporter l'opération. Interrogés par « Les Echos » hier après-midi, ni l'Elysée ni Matignon n'ont souhaité faire de commentaires.

La nouvelle a vraisemblablement été accueillie avec consternation par les équipes de GDF qui travaillaient depuis de longues semaines sur l'opération (elles espéraient commencer la phase de souscription le 9 mai), ainsi que par les banquiers-conseils de l'entreprise et de l'Etat. D'ailleurs, sans doute est-ce parce qu'il avait senti le vent tourner que l'un des quatre banquiers retenus pour réaliser l'opé-

ration était déjà parti en vacances.

« Il y a de quoi être sidéré par le manque de courage du gouvernement ! s'exclamait hier un observateur privilégié du dossier. Vous annoncez il y a six mois une opération qui ne suscite aucun rejet, ni des salariés, ni des syndicats, ni du marché, ce qui, entre parenthèses, ne sera pas le cas de l'ouverture de capital d'EDF. Il n'y avait plus qu'à annoncer une date et affirmer que, comme toujours, tout dépend des conditions de marché. »

Qu'y a-t-il à gagner à remettre toujours au lendemain ? Si le Premier ministre a souvent « différé » ses décisions, cette nouvelle reculade porte atteinte également à l'image du ministre de l'Economie, Thierry Breton, même si, à Bercy, on estime que les conditions de marché n'étaient pas réunies. A peine le nouveau ministre de l'Economie était-il arrivé, qu'il avait multiplié les déclarations sur l'ouverture de capital des entreprises publiques énergétiques, choisissant de différer celle d'Areva pour mieux se concentrer sur celles de Gaz de France

et d'EDF. Sauveur de Bercy après la démission d'Hervé Gaymard, Thierry Breton était arrivé en position de force fin février. Depuis, celui que l'on a parfois présenté comme un mélange de Francis Mer (le sens industriel) et de Nicolas Sarkozy (l'habileté politique) montre surtout son souci de ne déplaire ni à l'Elysée ni à Matignon. Il y a encore quarante-huit heures, un des protagonistes du dossier résumait ainsi la situation : « Si Thierry Breton parvient à réaliser l'opération avant le référendum, il surprendra tout le monde et marquera des points au moment où l'on dit partout qu'il ne parvient pas à s'imposer. »

Comment rebondir ?

On cherche en vain comment les dirigeants de Gaz de France pourraient rebondir après ce report, d'ailleurs toujours officieux, de l'opération. En interne, il va falloir remobiliser les troupes autour d'une date hypothétique qui sera l'après-référendum. Un après qui, en cas de victoire du « non », se situera au mieux à

l'automne. Or, en raison de la publication des comptes semestriels, rien n'est envisageable au mois de septembre.

Il n'en faut pas plus pour que, au sein de Gaz de France, certains redoutent désormais de passer après EDF. « Je me demande s'il n'est pas plus facile de réaliser une opération quand l'entreprise affiche un bilan fragilisé, comme

EDF, après avoir acheté des actifs partout dans le monde, que quand on affiche une gestion rigoureuse, comme c'est le cas de Gaz de France, déclare un consultant. *Résultat : on se demande presque ce que fait Gaz de France de tout son argent et pourquoi il lui en faudrait davantage. Tandis que, côté EDF, certes l'entreprise a si-phonné l'argent public, souvent à tort, mais elle occupe désormais*

des positions majeures dans d'importants pays européens, et a besoin d'argent pour restaurer ses fonds propres. »

En effet, les fonds propres de Gaz de France sont supérieurs à ceux d'EDF. Le seul côté positif de l'affaire est peut-être que ce délai supplémentaire permettra à Gaz de France de peaufiner sa stratégie de développement.

RENAUD CZARNES

Les chiffres clefs d'EDF et GDF

(En milliards d'euros)	EDF	GDF
Chiffre d'affaires	46,9	18,13
Résultat net	1,34	1,04
Endettement net	19,7	4,4
Fonds propres	8,43	10,6

Source : sociétés

Bercy confirme la hausse des prix de 7 à 8 % au 1^{er} juillet

Examen du dossier. La facture des 10 millions de particuliers abonnés au gaz augmentera de « 7 à 8 % » au 1^{er} juillet. Confirmant les informations parues dans « Les Echos », le ministre de l'Economie et des Finances, Thierry Breton, a justifié hier cette hausse par l'envolée des cours du brut et une révision sous-évaluée en novembre dernier. Le gouvernement a soumis sa demande à la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Thierry Breton a souligné dans un communiqué qu'« en

fonction de l'avis de la CRE et de l'évolution des prix du pétrole d'ici mi-juin, permettant ainsi de tenir compte d'une éventuelle baisse du prix du baril à cet horizon, le gouvernement arrêtera l'évolution précise des tarifs du gaz ». Bercy envisage aussi d'augmenter les tarifs du gaz pour les particuliers de 2,5 % au 1^{er} septembre et à nouveau de 2,5 % au 1^{er} décembre. La Commission de régulation de l'énergie, qui se réunissait hier, devrait poursuivre l'examen du dossier aujourd'hui.

L'entrée en Bourse de GDF repoussée après le référendum

► Le gouvernement a renoncé à lancer l'ouverture du capital de Gaz de France avant le 29 mai, date du référendum sur la Constitution européenne.

► L'opération était prévue pour la mi-mai, mais Bercy invoque la situation défavorable des marchés pour justifier la décision.

► Le gazier devrait pouvoir augmenter ses tarifs de 7% à 8% à compter du 1^{er} juillet.



Bercy retarde l'entrée en Bourse de Gaz de France

■ **Préparée pour la première quinzaine de mai, l'ouverture du capital de Gaz de France n'aura lieu qu'après le 29 mai.**

■ **Raison invoquée, la situation des marchés ne serait pas favorable à l'opération.**

Depuis un mois, la question était au cœur des débats sur la mise en Bourse de Gaz de France : avant ou après le référendum sur la Constitution européenne ? Selon des sources proches du dossier, Bercy a finalement tranché hier. En renon-

çant à donner le coup d'envoi à la privatisation avant le 29 mai. Soucieux de trouver « le bon timing », et préoccupé par un télescopage entre les deux événements, le gouvernement a donc jugé le moment plus opportun après qu'avant. « *Les pouvoirs politiques ont eu peur que la mise sur le marché de Gaz de France ne suscite de larges mouvements sociaux et que cette contestation n'alimente les arguments des opposants à la Constitution* », note un observateur. A Bercy, sans confirmer officiellement l'information, on admet qu'« *à ce stade, le ministre considère que la situation des marchés est moyennement favorable* » à l'opération.

Grain de sable. Pour Bercy, officiellement, il n'y a pas de report. Le ministre de l'Économie,

des Finances et de l'Industrie avait déclaré que l'opération serait réalisée « *avant la fin de l'été* ». Le calendrier sera donc respecté. Sauf que, depuis le début du mois d'avril, tout semblait indiquer que la mise sur le marché serait lancée rapidement, dans les délais souhaités par Jean-François Cirelli, président de Gaz de France. Soit avant la mi-mai, pour une première cotation quelques jours avant le référendum. Preuve en est : le 4 avril, l'opérateur gazier franchissait une étape importante, préalable à toute introduction en Bourse. Il réunissait les analystes financiers pour leur présenter le document de base visé par l'Autorité des marchés financiers (AMF), ce document qui sert de support à l'ouverture du capital. Et il les soumettait à un

calendrier précis : jusqu'au 22 avril pour rédiger l'étude qui sert de support au prémarketing des sociétés de Bourse auprès des investisseurs institutionnels, et jusqu'au 27 avril pour la rendre publique. A partir de là, s'ouvrirait une période de « black-out », pendant laquelle les analystes s'interdisent toute communication sur la valeur.

C'est jeudi dernier que le premier grain de sable est venu gripper la machine si bien huilée. Selon *le Figaro*, le ministre des Finances devait désigner le syndicat de banques chargé de placer les titres de la société auprès des investisseurs. Or, vendredi après-midi, les analystes financiers, qui devaient envoyer comme prévu leurs études au cabinet d'avocats Linklaters pour validation, recevaient un courrier électronique leur demandant de reporter leur envoi. Raison invoquée : la non-désignation du syndicat bancaire. Un nouveau point devait être organisé lundi matin pour arrêter

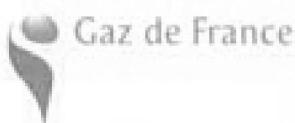
un nouveau calendrier. Mais il était alors repoussé de jour en jour, d'abord à mardi, puis à mercredi. Comme si le gouvernement tentait de lancer l'opération in extremis, avant d'être coincé par les délais techniques : entre le lancement de l'opération et la première cotation, il s'écoule en effet en général, au moins un délai d'un mois. Mercredi, dans la journée, les banquiers apprenaient que l'opération n'aurait pas lieu rapidement. Et dans la soirée, les analystes auraient reçu un courrier leur demandant de détruire leur recherche.

L'introduction en Bourse de Gaz de France aura donc lieu, au mieux, juste après le référendum, à la mi-juin, pour une première cotation début juillet. Sauf qu'en cas de victoire du non, une mise sur le marché du groupe gazier risque d'être épineuse. Ce non pourrait en effet provoquer une crise politique et reléguer toute mise sur le marché au second plan des priorités du gou-

vernement.

« Techniquement prêts. »
Chez Gaz de France, contacté hier par *La Tribune*, on se refusait à commenter le nouveau calendrier décidé par Bercy, tout en soulignant que l'entreprise se conformerait aux décisions de l'Etat. « *Gaz de France s'est préparé, soulignait un porte-parole. Nous sommes techniquement prêts, tout le monde est mobilisé.* » Reste que le décalage de l'opération par rapport aux souhaits de Jean-François Cirelli ne peut que décevoir le président de GDF. Lui qui se plaisait à souligner ces derniers temps que, contrairement aux idées reçues, l'ouverture de capital de l'entreprise emportait l'adhésion d'une majorité des salariés. Et que 80 % d'entre eux étaient intéressés par les perspectives d'actionnariat salarial.

Laurence Boisseau,
avec Béatrice d'Erceville



Jean-François Cirelli,
PDG de Gaz de France.

UN BILAN FINANCIER PROBANT

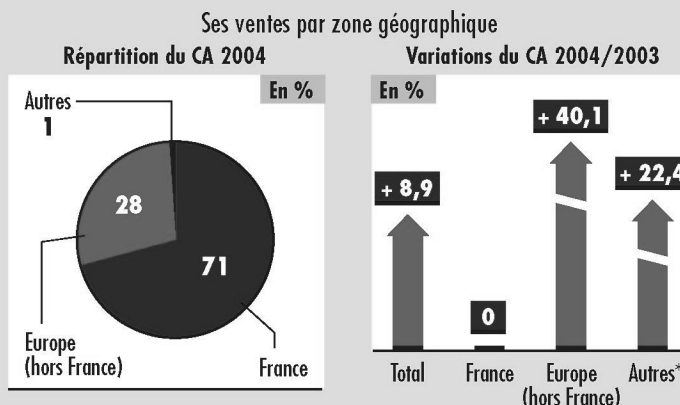
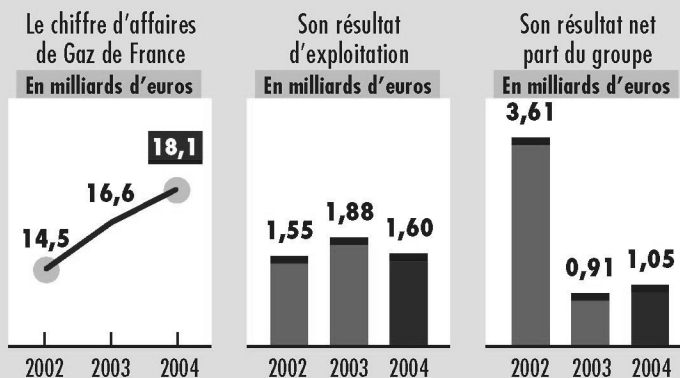


Photo : Réa

* Et éliminations

Source : Gaz de France

La Tribune

analyse FACE AUX PARTISANS DU NON QUI FUSTIGENT LES DÉRIVES DE L'EUROPE LIBÉRALE

L'Etat prudent à l'approche du référendum

■ Le gouvernement a-t-il décidé de reporter l'introduction en Bourse de Gaz de France pour ne pas donner aux défenseurs du non au traité constitutionnel de nouveaux arguments de campagne ? L'affaire semble entendue même si Matignon et l'Elysée ont beau jeu de préciser qu'aucun engagement n'avait été pris de mettre sur le marché une partie du capital de GDF avant le 29 mai. Officiellement donc parler de « report » ou de « recul » dans un contexte politique délicat, alors que le non s'est installé durablement dans les sondages relèverait du procès d'intention. Il est vrai que Bercy s'est toujours refusé à donner un calendrier précis sur l'ouverture partielle du capital d'EDF-GDF. Toutefois, le précédent ministre de l'Economie, Hervé Gaymard, avait annoncé le 8 février que, « *si les conditions* » étaient « *réunies* », Gaz de France serait introduit en Bourse « *d'ici à l'été* » et Electricité de France « *d'ici à la fin de l'année* ». Des propos confirmés par son successeur dès son arrivée à Bercy, avec la même prudence. Interrogé sur un éventuel report de l'ouverture du capital de GDF en raison du référendum du 29 mai, Thierry Breton avait écarté, début mars, tout revirement du gouvernement. « *Une loi a été votée, je suis là pour la faire appliquer [...]. Je déciderai quand je jugerai le moment venu, j'espère que ce sera avant l'été* », avait-il déclaré.

Limiter les risques. Le gouvernement a finalement estimé, si l'on en croit les informations recueillies hier par les banquiers, que le moment n'était donc pas venu. A un mois du référendum, le chef de l'Etat a préféré jouer la prudence. Souhaitant limiter les risques alors qu'aujourd'hui les Français sont majoritaires à se déclarer favorables à un rejet du projet de Constitution, l'Elysée et Matignon ont

pressenti que la mise sur le marché du capital d'une entreprise publique aussi emblématique que GDF, dénoncée avec force par les organisations syndicales, risquait d'envenimer le climat social. Le président Chirac, exposé en première ligne dans la consultation référendaire du 29 mai, n'a sans doute pas voulu déclencher les hostilités à un mois du vote et donner ainsi aux partisans du non une nouvelle occasion de dénoncer les dérives de l'Europe libérale et les risques de démantèlement des services publics. Ces thèmes au centre de la campagne constituent la pierre angulaire de l'argumentaire en faveur du rejet de la Constitution. Pour les adversaires du traité, l'ouverture du capital des entreprises publiques menace l'avenir des services publics et illustre le principe, qu'ils rejettent, d'« *économie sociale de marché hautement compétitive* », inscrite dans la Constitution.

Ce n'est pas le premier revirement de la politique gouvernementale depuis que le non s'est installé dans les sondages. Grâce au référendum, les fonctionnaires ont bénéficié fin mars d'une rallonge salariale que Bercy leur avait refusée trois mois auparavant. Reste à espérer pour les dirigeants de GDF que le oui finira par l'emporter. Car une victoire du non le 29 mai augurerait mal de l'introduction en Bourse de l'entreprise publique...

Delphine Girard

focus D'AUTRES RELÈVEMENTS POURRAIENT

SUIVRE SUR LES DEUX PROCHAINES ANNÉES

Thierry Breton approuve une hausse de 7,5 % des tarifs du gazier

■ Les temps changent. Alors que Nicolas Sarkozy n'avait accordé en novembre à Gaz de France que la moitié de la hausse de tarifs que l'entreprise avait sollicitée, cette fois Thierry Breton avalise sans broncher les demandes du gazier. Le ministre de l'Economie et des Finances a confirmé hier matin sur France Info que Gaz de France avait sollicité de la part de son autorité de tutelle une hausse de 7 % à 8 % de ses tarifs à compter du 1^{er} juillet. Celle-ci a transmis début avril cette demande à la Commission de régulation de l'énergie, qui devrait rendre son avis d'ici juin. On est loin du bras de fer qui a opposé l'hiver dernier Bercy à Gaz de France. Au final, l'entreprise n'avait été autorisée à relever ses tarifs que de 5,2 % (en moyenne) alors qu'elle réclamait une hausse de 10,4 %.

Aujourd'hui, le signal envoyé aux marchés financiers est très différent. D'une part, Bercy met un point d'honneur à dépolitiser le sujet, en se contentant de jouer la courroie de transmission. D'autre part, et surtout, le

nouveau contrat de service public, en cours de signature pour la période 2005-2007, prévoit une nouvelle « *formule tarifaire* » qui devrait permettre à GDF de s'affranchir encore plus de sa tutelle pour la fixation de ses tarifs. A l'occasion, ceux-ci seraient d'ailleurs revus tous les trimestres et non plus tous les semestres.

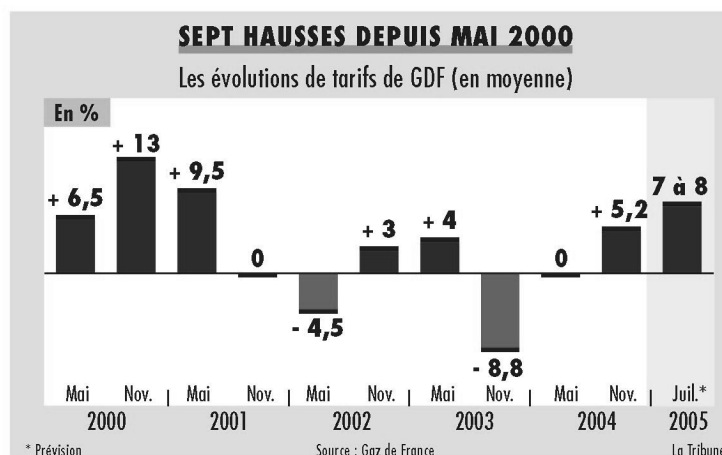
Ainsi, la hausse de 7,5 % prévue pour juillet devrait être suivie de plusieurs autres relèvements sur les deux prochaines années. « *Le contrat de service public prévoit l'alignement des tarifs de GDF sur ceux de ses concurrents européens, ce qui annonce une augmentation de 20 % d'ici 2007* », indique Olivier Barault, administrateur CGT de l'entreprise.

Alibi. En effet, Gaz de France réclame à cor et à cri de pouvoir répercuter sur ses prix de vente le renchérissement de ses coûts d'approvisionnement. Le prix du gaz sur les marchés internationaux étant indexé sur celui du pétrole, l'entreprise rappelle que

le baril a bondi de 38 % depuis mai 2004. Or, GDF dépend des producteurs de gaz étrangers pour 90 % de ses ventes. Le groupe entend donc rattraper rapidement le manque à gagner puisque, sur la période, ses prix n'ont progressé que de 5,2 %.

« *C'est un alibi* », s'indigne la CGT. « *Entre 2001 et 2003, Gaz de France a dégagé une marge de 850 millions d'euros sur ses tarifs régulés. Il n'a pas répercuté le recul des prix du pétrole après leur envolée de 2000* », ajoute le syndicat qui chiffre à 30 % la majoration de la facture d'un particulier entre 1999 et 2004. Sur la même période, Gaz de France affirme que son prix moyen a progressé de 18 % contre 32 % pour les autres gaziers européens non producteurs. Quoi qu'il en soit, le gouvernement précise qu'il tiendra compte d'une éventuelle baisse du prix du baril d'ici la mi-juin, pour arrêter l'évolution tarifaire du 1^{er} juillet. Or, le pétrole a perdu 8 % à New York depuis le 1^{er} avril.

Marie-Caroline Lopez



focus ISSUE DU SCRUTIN OU REPORT DE LA PRIVATISATION

La splendide indifférence des marchés d'actions

■ Ainsi, il y aurait un référendum en France sur la Constitution européenne ? Autour des tables de marché, la question laisse de marbre. « *Si la main invisible a toujours raison, alors c'est que le oui l'emportera ou que le non n'entraînera aucune conséquence* », ironise Pierre-Yves Gauthier, stratège chez Oddo.

Certes, les économistes des grandes maisons se sont sentis obligés d'analyser les conséquences d'un non français à la Constitution. Deux étonnements naïfs ressortent à la lecture de ces études. D'abord, elles se consacrent aux répercussions d'un plébiscite contraire à l'adoption de la Constitution. Aucune ne se penche sur celles d'un vote favorable. Ensuite, elles concluent dans un bel ensemble à

un impact plutôt limité. Aucune ne qualifie de « très probable » le scénario d'un non français massif suscitant une contagion européenne. Certains se distinguent en alertant que la victoire du non provoquerait une course au « dumping » fiscal entre États membres de l'Union. La quasi-totalité souligne que le fonctionnement de la politique économique et monétaire européenne ne serait pas remis en cause.

Les marchés actions ne sont pas concernés. Les rares remous sont à la marge : sur les monnaies des pays entrants à plus ou moins long terme, du zloty

polonais à la livre turque, ou encore sur les emprunts de la Grèce ou de l'Italie qui se tendraient par rapport au bund allemand. Une prime de risque pour l'euro n'est pas exclue, mais elle aurait déjà dû être appliquée sur des marchés qui par nature anticipent. Enfin, souligne Renaud Cavallier, chef économiste

au Crédit Agricole, le non était donné vainqueur quelques semaines avant l'adoption du traité de Maastricht... Quant au report de la privatisation partielle de GDF après le référendum, il est qualifié de « non »-événement, l'opération étant jugée éphémère par rapport à la taille des marchés.

Paradoxalement, cette indifférence des marchés souligne l'im-

puissance politique et économique de l'Europe. Contrairement aux États-Unis où le politique influe, avec l'appui de la Fed, sur l'économie, l'Europe est dépourvue de tout pouvoir d'initiative, se contentant d'être un géant monétaire... dans sa seule zone euro. Aujourd'hui comme naguère, c'est le ralentissement du rythme de la croissance américaine, marqué hier par la chute des commandes de biens durables, qui inquiète les investisseurs, en Europe comme ailleurs dans le monde.

Marie Lafourcade

TOUTES LES ÉTUDES
CONCLUENT DANS
UN BEL ENSEMBLE
À UN IMPACT PLUTÔT
LIMITÉ DE LA VICTOIRE
DU NON.

Grogne sur les salaires

Les arbitrages sur le calendrier de l'ouverture de capital de Gaz de France coïncident avec la montée du mécontentement dans l'entreprise – comme chez EDF – sur le thème des salaires. Au vu des « excellents résultats financiers » dégagés par les entreprises des industries électriques et gazières (IEG), les syndicats de la branche estiment que les propositions salariales de la direction sont très largement insuffisantes : une première augmentation du salaire de base de 0,3 % au 1^{er} juillet 2005

et une seconde de 0,5 % au 1^{er} octobre 2005, « soit 0,24 % en masse », pour les rémunérations et pensions des quelque 300.000 actifs et inactifs du secteur. De leur côté, les syndicats exigent une mesure immédiate d'augmentation de 5 % du salaire national de base pour maintenir le pouvoir d'achat en 2005 et rattraper le pouvoir d'achat sur les années antérieures. Ils souhaitent également une mesure particulière pour les agents en bas de grille et pour les basses pensions. Pour

marquer leur détermination dans les négociations qui s'annoncent, les fédérations CGT, FO, CFTC et CFE-CGC des mines et de l'énergie ont déposé « à titre conservatoire » un préavis de grève de vingt-quatre heures pour le 12 mai, courant du 11 mai à 21 heures au lendemain à la même heure. Ceci dans la perspective de la prochaine réunion de négociation qui doit se tenir le 10 mai.

BdE

Du « non » dans le gaz

Le chemin qui mène au référendum du 29 mai est déjà suffisamment parsemé d'embûches et de mines, pas la peine d'en rajouter. Gaz de France et son président qui espéraient faire leur entrée en Bourse en mai devront patienter. Après avoir longuement hésité, l'Elysée et Matignon ont jugé que le moment était mal venu pour donner leur feu vert à une opération qui n'aurait pas manqué d'être exploitée par les partisans du « non » à la Constitution européenne sur le thème du « on vous l'avait bien dit, le démantèlement du service public est en marche... ». Sagement, et parce qu'ils étaient pleinement conscients de la sensibilité du sujet aux yeux de l'opinion, Bercy et le gouvernement s'étaient d'ailleurs bien gardés d'avancer le moindre élément de calendrier précis. Ce qui les autorise à prétendre, en toute bonne foi, que la décision de différer la mise en Bourse d'une partie du capital de GDF est un non-événement. Aucune date n'ayant été annoncée, il n'y a donc pas de report à proprement parler, CQFD ! Imparable. D'autant que, en cas de besoin, il sera aussi possible d'invoquer des « conditions de marché » peu favorables, la Bourse n'étant pas

ces jours-ci au mieux de sa forme. Pourtant, ce n'est pas un mystère, le scénario d'une introduction accélérée comptait quelques chauds partisans chez GDF, à Bercy et bien entendu parmi les banques chargées du placement. L'idée étant que ce qui pouvait être fait avant le référendum ne serait plus à faire après. Dans les hautes sphères de l'Etat, on a jugé inutile une précipitation qui pouvait être interprétée comme une provocation par les défenseurs du service public qui sont nombreux. Mais, compte tenu des incertitudes entourant le résultat de la consultation du 29 mai, toutes les hypothèses sont désormais envisageables. Y compris que les portes de la Bourse se referment pour longtemps devant GDF mais aussi devant EDF qui attend son tour. Techniquement et pratiquement, le calendrier flou de Thierry Breton – une cotation en Bourse de GDF « avant l'été » – peut encore tenir. Politiquement, c'est moins sûr en cas de victoire du « non » – que rien ne permet d'exclure à ce stade – au référendum. Un gouvernement post-29 mai, quel qu'il soit, pourra-t-il se permettre de feindre l'amnésie et de « passer en force » comme s'il ne s'était rien passé ?



GDF float delayed

By Renaud Czarnes in Paris

French President Jacques Chirac yesterday announced that the initial public offering of energy group Gaz de France would be delayed until the autumn, Les Echos, French sister company to the FT has learnt.

The IPO will only go ahead this spring if French voters approve the new European constitution in a referendum

scheduled for May 29. Company executives had planned to launch the sale on May 9.

Mr Chirac is understood to be concerned that the IPO of a state-owned utility might prove unpopular with voters, causing additional difficulty for his centre-right government, should his campaign for approval of the new European constitution be rejected by the public, as opinion polls suggest.

**CRIBLE**

Grain de sable politique

Quand la politique s'en mêle, les politiques parfois s'emmêlent. L'ouverture du capital de **Gaz de France** était d'une simplicité biblique comparée à celle de beaucoup de ses voisins du secteur public de l'énergie. Pour avoir trop tergiversé quand un boulevard s'ouvrait à l'opération depuis des mois, les protagonistes « découvrent » in extremis que le lancement programmé pour la fin de la semaine aurait pour conséquence une première cotation de GDF le jeudi ou le vendredi précédant le référendum sur la Constitution européenne. A l'heure où tous les prétextes sont bons au gouvernement pour escamoter les sujets qui pourraient

fâcher, il n'en fallait pas plus à Jean-Pierre Raffarin et à Jacques Chirac pour se transformer en champions du non... à l'ouverture. Quitte à désavouer presque publiquement le ministre des Finances qu'ils ont récemment appelé en sauveur, tout comme le président de GDF, qui fut l'un de leurs proches collaborateurs à l'Elysée, puis à Matignon. Ce nouvel épisode des incohérences françaises paraîtrait seulement dérisoire s'il ne risquait de décaler le programme de privatisations de l'année, d'amoinrir les recettes de l'Etat et de déstabiliser le meilleur élève de la classe, qui était fin prêt et se retrouve sans boussole sur une mer agitée.



RTE : séparation « à l'été », selon Patrick Devedjian

La séparation entre le gestionnaire français du réseau de transport d'électricité RTE et sa maison mère EDF se fera « à l'été », a indiqué hier le ministre délégué à l'Industrie Patrick Devedjian, lors d'une visite du Centre national d'exploitation d'électricité (Cnes) du gestionnaire du RTE. Le dossier « est sur la bonne voie », avait indiqué mardi Rupert Krietemeyer, porte-parole du commissaire européen à l'Energie, Andris Piebalgs.



ÉLECTRICITÉ

**Feu vert de l'UE
à l'achat de SE par Enel**

La Commission européenne a approuvé mardi l'acquisition par l'électricien italien Enel du groupe slovaque Slovenske Elektrarne (SE), estimant que l'opération ne soulevait pas de problèmes de concurrence. Enel a annoncé le rachat à l'Etat slovaque de 66% de SE pour 840 millions d'euros. Les 34% restants demeureront la propriété de l'Etat slovaque (*cf. Enerpresse n° 8767*).

MARCHE



» Bulgarie: quatre offres pour la privatisation de centrales thermiques
ATTENTION - RECTIFICATION au 3e para, merci de lire 71 M EUR pour la centrale de Bobovdol et non 100,6 M EUR comme écrit par erreur. Revoici version corrigée ///

SOFIA, 27 avr 2005 (AFP) - L'italien Enel (Italie), le tchèque CEZ, le russe RAO (Unified Energy Systems) et le grec PPC ont déposé des offres pour la privatisation des trois principales centrales thermiques bulgares, a annoncé l'agence des privatisations mercredi.

La privatisation de ces centrales, qui produisent 20% de l'énergie du pays, fait suite à la privatisation l'an dernier des sept centrales de distribution du pays.

RAO a déposé l'offre la plus élevée pour les centrales thermiques de Varna (est, 390 millions d'euros), et de Roussé (nord, 120 M EUR). PPC a fait la meilleure offre pour la centrale de Bobovdol (ouest, 71 M EUR) malgré l'opposition de mineurs à sa privatisation.

Un millier de mineurs ont manifesté mercredi devant l'agence des privatisations, exprimant leur crainte que 11.000 emplois soient supprimés si la centrale de Bobovdol recourait à l'avenir au gaz et non plus au charbon comme c'était le cas jusqu'à présent.

Le directeur de l'agence des privatisations Atanas Bangatchev a déclaré que les dossiers devaient encore être analysés et que les contrats devaient être signés dans quelques mois.

L'année dernière, la Bulgarie avait vendu ses sept compagnies de distribution d'énergie à CEZ, EVN (Autriche) et EON (Allemagne). La valeur globale des contrats pour l'achat de 67% des sept compagnies s'était élevé à 693,2 M EUR.

<org idsrc="ISIN" value="IT0003128367">ENEL</org>

<org idsrc="ISIN" value="CZ0005112300">CEZ</org>

<org idsrc="ISIN" value="DE0007614406">E.ON</org>

vs/phs/liu

AFP «272005 AVR 05



ÉTATS-UNIS Bush veut plus de nucléaire et de raffineries

■ Le président américain prône deux voies pour garantir aux Etats-Unis un « avenir énergétique plus sûr ».

■ Celle du nucléaire et celle du développement des raffineries.

Un « avenir énergétique plus sûr aux Etats-Unis doit inclure plus de nucléaire » : c'est ce qu'a lancé hier soir le président américain, George W. Bush, lors d'un discours contre la dépendance énergétique américaine. Cela a eu pour effet immédiat d'accélérer le recul des prix du pétrole (voir page 24).

« Le nucléaire fournit environ 20 % de l'électricité aux Etats-Unis sans pollution atmosphérique ni émission de gaz à effet de serre », a-t-il lancé devant les membres de l'Association des PME américaines, ajoutant que « le nucléaire est l'une des sources d'énergie les plus sûres et les plus propres au monde, et il nous en faut plus ici aux Etats-Unis ».

Malgré l'antagonisme entre les deux pays lors de la guerre en Irak, le président américain a même cité la France, qui tire les trois quarts de son électricité de l'énergie nucléaire, comme exemple à suivre dans ce domaine pour son pays. Il a rappelé le plan « Energie Nucléaire 2010 » lancé il y a trois ans par son administration et par l'industrie énergétique : « un plan sur sept ans de 1,1 milliard de dollars, destiné à la construction de nouvelles centrales nucléaires d'ici à la fin de la décennie. »

Deuxième axe du discours de l'hôte de la Maison-Blanche : « la construction et l'expansion des raffineries de pétrole américaines ». Il a rappelé qu'aucune raffinerie nouvelle n'a été construite aux Etats-

Unis depuis 1976, alors que « notre demande en essence croît, ce qui signifie que nous dépendons de plus en plus des importations de produits raffinés ».

Un propos qui intervient en pleine concentration du secteur. Le troisième raffineur américain, Valero, vient ainsi de se hisser à la première place aux Etats-Unis devant ExxonMobil et ConocoPhillips en rachetant son concurrent Premcor pour 8 milliards de dollars (voir « La Tribune » du 26 avril).

Bush propose notamment de fabriquer des raffineries sur d'anciens sites militaires abandonnés. « Pour encourager l'expansion des sites existants, le ministère de l'Environnement simplifie les règles et réglementations », a-t-il ajouté.

Le président américain a enfin de nouveau appelé le Congrès à approuver son projet de loi sur l'énergie, déjà recalé plusieurs fois et qui prévoit notamment l'exploitation de gisements d'hydrocarbures dans une réserve naturelle d'Alaska.

O. P. (avec AFP)

Nucléaire. Dans un discours prononcé hier, George W. Bush s'est déclaré favorable à une relance du programme nucléaire aux Etats-Unis afin de faire face à la montée des prix du pétrole. *Lire page 19*

DERNIÈRE HEURE

Etats-Unis : Bush propose de relancer l'énergie nucléaire

DE NOTRE BUREAU DE NEW YORK.

AU COURS D'UN DISCOURS consacré aux questions énergétiques prononcé à Washington hier, George W. Bush a demandé au Congrès de faciliter l'obtention de l'autorisation de construire de nouvelles centrales nucléaires. Alors que la dernière commandée aux Etats-Unis date de 1973, le président des Etats-Unis a demandé de mettre en place un système fédéral d'assurances afin de prendre en charge les coûts de retard de construction dus aux problèmes réglementaires. « *Le nucléaire fournit 20 % de l'électricité aux Etats-Unis sans pollution atmosphérique ni émission de gaz à effet de serre, il nous en faut plus ici aux Etats-Unis* », a lancé George W. Bush, citant en exemple la France.

La facture et l'indépendance énergétiques du pays inquiètent de plus en plus aux Etats-Unis car les prix à la pompe, en forte augmentation, affectent le moral des consommateurs. Le président cherche à mettre la pression sur le Congrès pour qu'il adopte un projet de loi énergétique que la Maison-Blanche défend depuis 2001.

Nouvelles raffineries

Une nouvelle mouture du projet a récemment été validée par la Chambre des représentants mais elle doit encore franchir la barrière du Sénat, où les républicains devront batailler ferme. Selon le président du comité énergétique de la Chambre haute, le président souhaiterait que la loi soit adoptée le 1^{er} août.

En plus de ces mesures concernant

le nucléaire, le président propose que de nouvelles raffineries soient construites sur des bases militaires fermées. La dernière construction aux Etats-Unis remonte à 1976. Pour de nombreux observateurs, étendre les capacités des raffineries existantes pour alléger la pression sur le prix à la pompe ne suffit plus.

George Bush demande par ailleurs au Congrès de donner à la Federal Energy Regulatory Commission le dernier mot pour autoriser la construction de terminaux d'import de gaz naturel liquéfié. Il n'y en a que 4 et 32 projets sont examinés. Enfin, le président propose de rendre plus avantageuse la fiscalité affectant les acheteurs de véhicules hybrides, moins consommateurs d'énergie.

NICOLAS MADELEINE



China Revs Up Energy Oversight

By MATT POTTINGER

BEIJING—China has created a powerful new agency tasked with safeguarding the country's energy security, as Beijing moves to address spiraling energy costs and a growing dependency on foreign oil.

While yet to be formally announced, the tentatively named State Energy Office has been established and has begun taking charge of matters previously handled by lower-level regulators, an official at the National Development and Reform Commission said yesterday. He said the director of the new energy agency is Ma Kai, a senior official who also heads the

Like the commission's energy bureau that it is replacing, the State Energy Office will regulate the country's state-owned oil companies and manage a strategic petroleum reserve that is under development. But the new office will have greater clout, reporting directly to a State Council, or cabinet, task force headed by Vice Premier Huang Ju, the NDRC official said.

That means it will have a mandate to formulate and execute a comprehensive energy strategy. This could cover every-

thing from securing foreign gas and oil to resolving bottlenecks in the supply and transportation of domestic coal, resolving chronic electricity shortages, and forcing factories to raise efficiency and reduce pollution.

Since China became a net importer of oil about a decade ago, Beijing has made the pursuit of overseas crude and gas supplies one of the main focuses of its foreign policy. This goal has prompted China to seek closer relations with countries including Iran, Sudan, Russia and Venezuela. It also has put China in increasing competition with its Asian neighbors as well as with the U.S. and Europe.

"The strategy must pay attention to other countries' demands for energy; otherwise China will face mounting disputes with nations like Japan and India," said Han Xiaoping, an energy expert whose consulting firm, Falcon Power Ltd., advises the Chinese government.

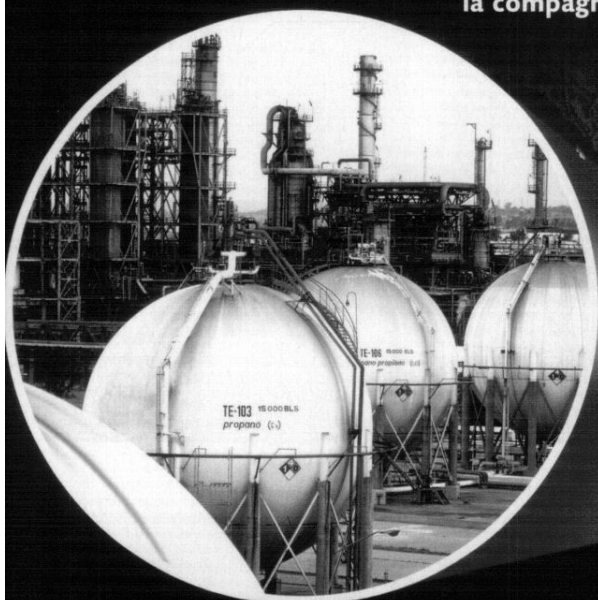
On the home front, Beijing so far has responded to rising energy and coal prices by stepping up exploration of gas and oil and by tapping new mines.

Qiu Hairu contributed to this article



Le regain de nationalisme pétrolier

Lieu : Mexique.
Acteurs français : Total, Technip.
Enjeu : accéder aux vastes
gisements d'hydrocarbures
jalousement protégés par
la compagnie nationale Pemex.



La ruée vers les gisements d'avenir

ÉNERGIE Les majors françaises en première ligne

La pénurie s'annonce. Pour repousser l'échéance, les géants du secteur ouvrent de nouveaux fronts. Dans cette partie planétaire à grosse mise, la France compte ses atouts.



Lieu : golfe de Guinée.
Acteur français : Total.
Enjeu : affronter la
nouvelle concurrence
anglo-saxonne, dans
un contexte politique
risqué.

La dépendance énergétique

La surenchère technologique

La seconde vie du nucléaire

L'émergence de rivaux

Lieu : Russie.
Acteurs français : Gaz de France, Suez, Total.
Enjeu : rester maîtres de nos approvisionnements en gaz.

Lieu : Chine.
Acteurs français : Alstom, Areva, EDF.
Enjeu : anticiper la montée en puissance des groupes chinois.

Lieu : mer Caspienne.
Acteurs français : Total, Technip.
Enjeu : tirer profit des progrès techniques pour exploiter des champs d'hydrocarbures autrefois inaccessibles.

Lieu : Australie.
Acteur français : Areva.
Enjeu : sécuriser la fourniture en uranium en rachetant les principaux gisements.

L'Expansion

Roxby Downs, 4 000 âmes, un trou paumé en plein milieu de l'outback australien. Sous ce désert rouge situé à 600 kilomètres au nord d'Adélaïde sommeille l'énorme gisement d'Olympic Dam, exploité depuis une quinzaine d'années : du cuivre, de l'or, de l'argent reposent ici en quantités phénoménales. De l'uranium aussi. Beaucoup d'uranium : le tiers des réserves planétaires, affirment les géologues. Assez pour satisfaire la demande mondiale pendant soixante ans, au moins. Durant tout l'hiver, des délégations d'hommes d'affaires empressés se sont succédé ici, au pays de *Mad Max*, pour visiter les mines, la fonderie et tout le reste. L'objet de leur convoitise : la Western Mining Corporation, propriétaire des lieux, décidée à se vendre au plus offrant. Pour plus de 5 milliards d'euros, l'anglo-australien BHP Billiton a finalement emporté le gros lot, coiffant au poteau les Chinois, les Suisses, et bien sûr les Français d'Areva. Une somme colossale, même pour un gisement d'une telle richesse. Mais la grande bagarre autour des trésors d'Olympic Dam n'a pas cessé pour autant. Dans les semaines qui ont suivi, Areva a multiplié les appels du pied, offrant implicitement à BHP son savoir-faire, sa technologie et une montagne de dollars pour développer en coopération le vaste réservoir d'uranium.

L'opération a brutalement réveillé une industrie minière léthargique. Une pareille ruée vers l'uranium ne s'était pas vue depuis la guerre froide et la course aux armements entre grandes puissances nucléaires. Pour nombre d'observateurs, l'acquisition à prix d'or d'Olympic Dam n'est que le premier fait d'armes des nouvelles grandes batailles que s'approprient à livrer, sur toute la planète, les géants mondiaux de l'énergie. Avec une obsession : sécuriser leurs approvisionnements en pétrole, gaz ou uranium, sous peine de disparaître. « Nous sommes sortis d'un âge d'abondance pour entrer dans un siècle qui craint la pénurie », résume un dirigeant de Total. Sur tous les fronts, les champions français se retrouvent évidemment en première ligne. Areva et EDF

affûtent leurs armes au moment où s'ouvre une ère prometteuse pour le nucléaire. Total concentre une partie de ses forces sur de nouveaux gisements de pétrole à hauts risques – spécialité du groupe d'ingénierie Technip – tout en défendant son pré carré africain. Suez et Gaz de France, de leur côté, luttent féroce pour résister à l'invasion du gaz russe.

Le plus gros enjeu est bien sûr pétrolier. La soif d'or noir est plus grande que jamais. En 2003, l'Agence internationale de l'énergie avait initialement prévu une consommation mondiale en hausse de 1 million de barils par jour pour 2004. La demande s'est finalement accrue de plus de 2,6 millions de barils par jour, du fait, notamment, des énormes besoins indiens et chinois ! Au point que, depuis trois ans, les capacités excédentaires de production ont été réduites à zéro. Parallèlement, l'instabilité politique grandissante au Moyen-Orient, où reposent 70 % des réserves de pétrole et 30 % des réserves de gaz, marque la fin du pétrole facile à produire et bon marché. Aucune nation industrialisée n'est certes en mesure de renoncer aux hydrocarbures du golfe Persique.

Mais, de Pékin à Washington, les gouvernements n'ont plus qu'une idée en tête : diversifier leurs fournisseurs.

Ce contexte géopolitique et la flambée des prix ouvrent une nouvelle ère pour les majors de l'or noir que sont Exxon-Mobil, BP, Shell, ChevronTexaco et Total. « Avec un baril à plus de 50 dollars, la plupart des gisements deviennent exploitables et rentables », s'exclame Christian Besson, conseiller scientifique à Schlumberger. Aucune compagnie ne prendra le risque de lancer un projet en se fondant sur des cours aussi élevés. Toutes travaillent plutôt sur des hypothèses d'un baril entre 20 et 25 dollars. Et, même à ce prix, les gisements les plus complexes à exploiter deviennent abordables. Dans les années 90, les ingénieurs de Total ont été les premiers à croire aux vertus des sables bitumineux, un brut ultralourd, mélange de sable, d'argile et de bitume. Les concurrents ont beaucoup ri... au début. Depuis quelques années, grâce aux progrès techniques dans le raffinage, cette huile visqueuse et nauséabonde peut être transformée en kérosène ou en gazole. En 2010, selon les spécialistes, ce brut « non conventionnel » pourrait représenter 5 % de la production planétaire, l'équivalent de trois ans de consommation mondiale supplémentaire. De quoi attiser l'intérêt pour les immenses réserves découvertes il y a plus d'un siècle au Canada, ainsi qu'au Venezuela, où Total s'est engagé pour trente-cinq ans dans un projet à 4 milliards d'euros : l'exploitation des 2 milliards de barils de réserves de Sincor, dans la ceinture de l'Orénoque.

Ces vastes projets à hauts risques incitent parfois les combattants à déposer les armes et à unir leurs forces pour mieux se partager le butin. C'est avec les autres majors que les hommes de Total se sont aventurés sous la mer Caspienne, à la découverte de l'immense gisement de Kashagan. Il y a dix ans, aucun géologue n'aurait parié un kopeck sur cette huile enfouie à 4 000 mètres, mélangée à des gaz très toxiques, dans une mer peu profonde, peu salée et gelée en hiver. Surenchère technologique et pétrole cher ont changé la donne. Moyennant 25 milliards d'euros d'investissements et quelques prouesses techniques, les premières gouttes de pétrole de la Caspienne arriveront sur le marché d'ici trois à quatre ans.

Pour les équipes d'exploration de Total, les grands défis se situent également bien plus au nord, sous les glaces de l'océan Arctique. Et pour une autre ressource : le gaz, sans doute l'énergie promise au plus bel avenir dans les prochaines décennies. Aucune campagne d'exploration n'a ►►

pu à ce jour déterminer précisément la richesse des sous-sols. Une vaste zone d'ombre de dizaines de milliers de kilomètres carrés pour les géologues, qui devinent pourtant sous les eaux d'énormes réserves de gaz. Seul problème : l'homme n'est pas le bienvenu sous ces latitudes. Le froid, les grandes profondeurs, les icebergs et l'éloignement ont longtemps interdit toute exploitation géologique de la région. Les Norvégiens de la compagnie Statoil ont été les pionniers. Au milieu des années 90, ils ont découvert le premier d'une série de vastes champs de gaz sous la mer de Barents. Nom de baptême : Snøvit, « Blanche-Neige » en norvégien. A une centaine de kilomètres des côtes, quelque 500 mètres au-dessous du niveau de la mer, une usine entièrement automatisée a été posée. Elle est reliée à la terre par un énorme pipeline. Il y a encore quelques années, l'industrie ne maîtrisait pas la technologie qui permet de transporter de tels mélanges sur une telle distance. Aujourd'hui Blanche-Neige et ses Norvégiens font rêver les équipes d'exploration des cinq majors.

Côté russe notamment, d'immenses gisements d'hydrocarbures s'offrent aux compagnies, toujours plus complexes et difficiles d'accès. Le 7 avril, Jan Petersen, ministre norvégien des

MISHA JAPARIDZE/AP

Affaires étrangères, a été reçu en grande pompe à Moscou par Alexeï Miller, le tout-puissant président du géant Gazprom, Etat dans l'Etat russe, qui dispose aujourd'hui du tiers des réserves mondiales de gaz. Au menu du jour, la mise en valeur de l'immense gisement de Stockman, en mer de Barents, localisé à plus de 200 kilomètres des côtes russes. De nouveaux records en perspective. Car les Russes donneraient cher pour accéder à ce réservoir géant : premier fournisseur de gaz à l'Union européenne, Gazprom a désespérément besoin de développer de nouveaux gisements. L'enjeu est vital pour l'Europe occidentale. La Russie assure le quart de ses approvisionnements en gaz, et la barre des 40 % devrait être franchie d'ici à 2020.

Mais tous les pays ne sont pas logés à la même enseigne. Si en France le gaz russe demeure peu compétitif face au norvégien ou à l'algérien, il submerge depuis plusieurs années le marché outre-Rhin. « Les Allemands ont compris qu'ils devaient composer avec les Russes », explique Guy Nossent, directeur de la stratégie de Suez. C'est pourquoi en Allemagne tous les grands électriciens mènent actuellement une politique d'expansion agressive à l'est en faisant main basse sur des compagnies locales en Slovaquie, en Hongrie, en Roumanie... Là où passent les pipelines acheminant vers l'ouest le gaz russe. Et certains experts prédisent déjà une offensive massive des groupes allemands en Ukraine, par où transitent 90 % du gaz du grand voisin. Pour nombre de spécialistes, cette nouvelle dépendance énergétique évoque celle des années 70, lorsque l'omnipotence de l'Opec avait déstabilisé tout l'Occident.

Face aux grandes manœuvres des énergéticiens allemands, les français Suez et Gaz de France éprouvent des sentiments mêlés d'envie et de perplexité. Ruhr-gaz est ainsi le seul groupe étranger à posséder une participation dans Gazprom, à hauteur de 5 %. Mais pour combien de temps ? Le Kremlin a décidé de restreindre par la loi l'accès des compagnies étrangères à ses ressources naturelles. Le premier pétrolier mondial, ExxonMobil, qui avait investi des dizaines de millions de dollars dans le gisement de Sakhaline 3, ne jouera finalement qu'un rôle de second

plan dans le développement de ce projet. Pour le britannique BP, l'affaire est plus corsée. Son investissement de quelque 8 milliards de dollars dans TNK-BP, dont il détient 50 % du capital, ne lui permettra pas plus d'accéder au sous-sol. Et pour compliquer encore les choses, l'administration russe vient d'infliger à la société un redressement fiscal de 935 millions de dollars.

Total, très prudent en Russie, se concentre sur quelques gisements techniquement très complexes plutôt que d'investir dans des compagnies. Cette stratégie se révèle finalement payante. Car, pour les Français, ce regain de nationalisme pétrolier est une tendance lourde dont il faut s'accommoder. « Quand le pétrole et le gaz sont chers et que les caisses sont pleines, les pays producteurs n'ont aucun intérêt à investir pour accroître la production », confie un dirigeant du groupe.

Abattre ces barrières protectionnistes et séduire les gouvernements afin de développer de nouveaux gisements demeurent des combats essentiels pour les prochaines décennies. Retranchés derrière leur Constitution, les Mexicains tiennent fermement les compagnies étrangères à l'écart de leurs puits de pétrole. Pemex, la compagnie nationale, ne dispose d'aucunes ressources financières propres. L'Etat décide de ses investissements et de sa stratégie. Résultat, les campagnes d'exploration se font rares, tout comme le développement de nouveaux gisements.

Les géants du pétrole choisissent donc de placer leurs pions ailleurs, en Afrique, notamment. L'ancien pré carré du Groupe Elf attire les compagnies du monde entier, malgré les coups de théâtre politiques que peut réserver le continent. La bataille est particulièrement acharnée dans le golfe de Guinée, où les gisements en eaux très profondes sont devenus exploitables grâce aux progrès technologiques. ExxonMobil a pris la tête de l'un des plus ambitieux projets de la région : 3,7 milliards de dollars pour construire un pipeline de plus de 1 000 kilomètres reliant le sud du Tchad à l'Atlantique via le Cameroun. Les Chinois ne sont pas en reste. « On les voit partout racheter des droits d'exploitation de gisements », confie un cadre de Total. Leur percée est notamment visible au Soudan, où d'importants gisements de gaz ont été découverts.

L'arrivée en force de nouveaux poids lourds chinois comme PetroChina ou Sinopec va rendre encore plus sanglantes les batailles énergétiques. Le savoir-faire technologique devrait permettre aux vieilles majors occidentales de garder quelque temps encore de l'avance. Mais les nouveaux venus ont les dents longues. Areva, EDF et Alstom, très engagés dans la construction de centrales nucléaires et

thermiques en Chine, le savent bien. Compte tenu des exigences de Pékin en matière de transferts de technologies, leurs partenaires locaux d'aujourd'hui seront leurs rivaux de demain. « Les royalties que nous percevons nous permettent d'évoluer plus vite que nos camarades en investissant en recherche et développement », assure Philippe Joubert, vice-président d'Alstom.

Les équipes d'Areva font le même pari, sans oublier la quête inlassable de nouveaux gisements d'uranium. Les Français n'ont pas dit leur dernier mot en Australie, et, depuis quelques mois, le groupe français a repris ses campagnes d'exploration dans les montagnes nigériennes. Cette fois-ci, gare à ne pas se faire damer le pion par les Chinois ! **Gilles Fontaine**

Horizon 2030 : tout est écrit, sauf si...

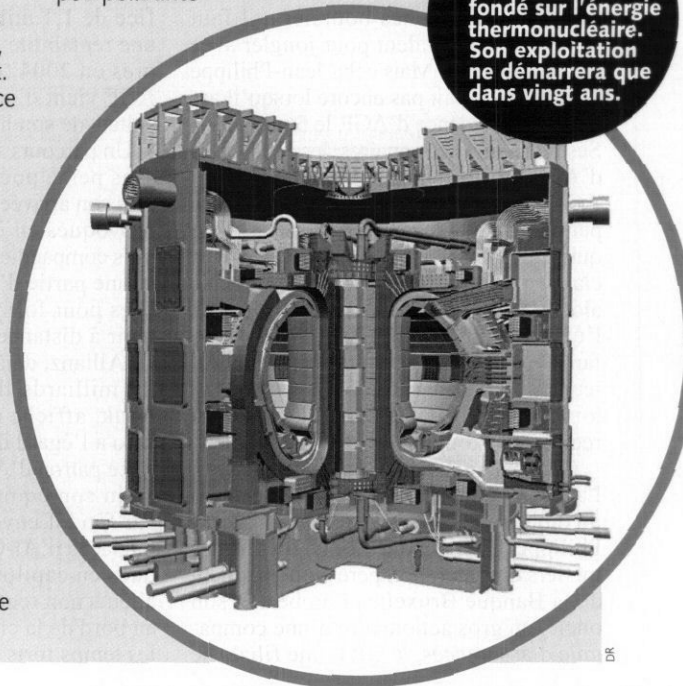
Même si les experts estiment que l'avenir énergétique du monde n'a jamais été aussi incertain, ils s'accordent toutefois sur quelques tendances lourdes à l'horizon 2030. Dans un monde qui comptera environ 8,2 milliards d'habitants, contre 6 aujourd'hui, la demande mondiale atteindrait plus de 15 000 milliards de tonnes équivalent pétrole, contre 9 000 aujourd'hui. Une augmentation imputable pour moitié à l'Inde et à la Chine. Les habitudes de consommation changeront peu, et l'offre restera très largement dominée par les trois grandes énergies fossiles, disponibles en quantités suffisantes pour le siècle à venir et sans doute au-delà. Le **pétrole** continuera à satisfaire près de 40 % de nos besoins et le **charbon** 25 %, comme actuellement. Le **gaz naturel**, parce qu'il émet moins de gaz à effet de serre, sera la vedette du prochain demi-siècle. Il comblera presque 30 % de la demande mondiale d'énergie, contre 23 % aujourd'hui. Le **nucléaire**, qui ne rejette aucun gaz polluant, pourrait connaître un regain d'intérêt, malgré l'opposition des écologistes. Toutes les énergies renouvelables ne se développeront que lentement.

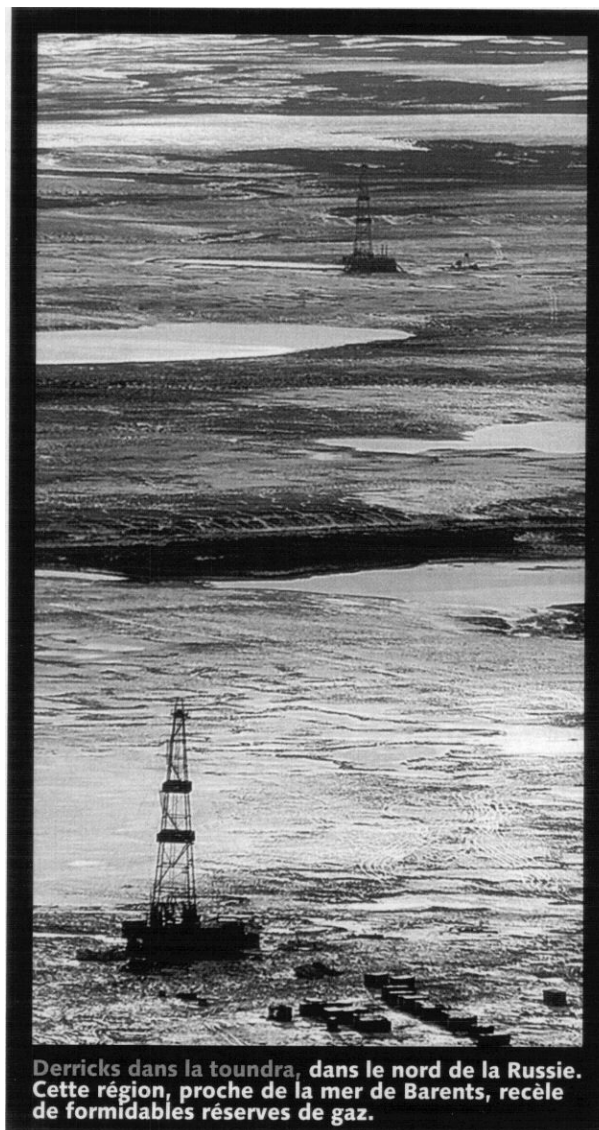
Les **ressources hydrauliques**, y compris celles de la mer (des vagues aux marées en passant par les différences de température entre la surface et les profondeurs) sont gigantesques. Mais les technologies pour les exploiter toutes sont trop coûteuses... ou loin d'être au point. Les **éoliennes**, les **capteurs solaires**, la **biomasse** ou la **géothermie** sont prometteurs sur le papier, mais ne trouveront leur place qu'à coups de politiques volontaristes... et coûteuses. Ces énergies ont l'avantage de ne pas polluer, mais l'inconvénient d'être beaucoup plus chères et moins génératrices de profits, donc d'investissements, que le gaz ou le pétrole. Idem pour les **biocarburants**. La **pile à combustible**, peu polluante

(elle ne rejette que de la vapeur d'eau) et d'un bon rendement énergétique, doit encore surmonter de nombreux obstacles pour être utilisée à grande échelle, notamment le coûteux approvisionnement en hydrogène, qui n'existe pas à l'état naturel. Quant à la **fusion thermonucléaire**, la source d'énergie des étoiles telles que le Soleil, son avenir repose sur le succès du projet international de réacteur Iter, dont l'exploitation ne démarrera, au mieux, que dans vingt ans. Reste un gisement très prometteur : la chasse au gaspi ! Il serait en effet possible aujourd'hui de consommer 20 % d'énergie en moins sans rien perdre en qualité de vie.

Emmanuel Lechypre

Projet européen du réacteur Iter (coupe verticale), fondé sur l'énergie thermonucléaire. Son exploitation ne démarrera que dans vingt ans.





Derricks dans la toundra, dans le nord de la Russie. Cette région, proche de la mer de Barents, recèle de formidables réserves de gaz.

La montée en puissance des Français

Pétrole et gaz : des mastodontes en voie de consolidation

Réserves d'hydrocarbures en milliards de barils équivalent pétrole au 31 décembre 2004

1 ^{er} ExxonMobil (Etats-Unis)	22,12
2 ^e BP (Royaume-Uni)	18,58
3 ^e Shell (Pays-Bas, Royaume-Uni)	12,6
4 ^e ChevronTexaco (Etats-Unis)	11,25
5 ^e TOTAL (France)	11,15
6 ^e ConocoPhillips (Etats-Unis)	8,5
7 ^e ENI (Italie)	7,22
8 ^e Repsol (Espagne)	5,4
9 ^e Statoil (Norvège)	4,3
10 ^e Encan (Canada)	2,4

Uranium : trois groupes représentent 50 % de la production mondiale

Production 2004 de concentrés d'uranium, en tonnes

1 ^{er} Cameco (Canada)	7 910
2 ^e AREVA (France)	6 125
3 ^e ERA-Rio Tinto (Royaume-Uni)	4 360
4 ^e WMC-ODM (Australie)	3 740
5 ^e TVEL (Russie)	3 280
6 ^e Kazatomprom (Kazakhstan)	3 100
7 ^e Rössing-Rio Tinto (Royaume-Uni)	3 040
8 ^e Navoi (Ouzbékistan)	1 600
9 ^e VostGOK (Ukraine)	900
10 ^e Nucfor (Afrique du Sud)	760

1924

Création de Total

La Compagnie française des pétroles, ancêtre de Total, a pour mission de « développer une production de pétrole sous contrôle français », selon l'expression du président du Conseil, Raymond Poincaré. Après la chute de l'Empire ottoman, elle récupère la part allemande de la Turkish Petroleum Company et met la main sur d'immenses gisements au Moyen-Orient.

1941

Naissance d'Elf

La Société nationale des pétroles d'Aquitaine – deuxième compagnie pétrolière française et futur Elf – est fondée avec des capitaux mixtes publics et privés. Elle se développe sur les vastes gisements de Lacq et de Pau, avant de s'attaquer à l'Afrique, qui demeurera longtemps son pré carré.

1946

EDF entre en piste

L'Etat français se lance dans la construction de grands ouvrages hydroélectriques dans les Alpes. Durant les années 60, ces barrages produiront la moitié de l'électricité en France. En un demi-siècle, l'électricien public français s'est hissé au rang de premier producteur mondial de courant.

1974

Lancement du programme nucléaire

Après le premier choc pétrolier et au nom de notre « indépendance énergétique », le gouvernement engage un vaste programme de construction de centrales nucléaires. En vingt-cinq ans, sous la bannière de Framatome et d'Alstom, 54 centrales seront bâties. En 1976, la Cogema est créée. Ses missions : l'exploitation minière, l'enrichissement d'uranium et le traitement des combustibles usagés.

1999

Total rachète Petrofina et Elf

La société belge avait été fondée en 1920 par des investisseurs anversois pour produire du brut en Roumanie. Dans la foulée, TotalFina rachète Elf et devient le cinquième pétrolier mondial.

2001

Formation d'Areva

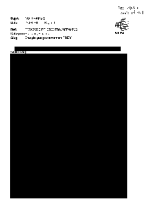
Secrètement élaboré durant un an et créé le 3 septembre, le nouveau géant français du nucléaire, n° 1 mondial, regroupe CEA Industrie, la Cogema et Framatome.

2004

Areva reprend un pôle d'Alstom

Areva s'oppose aux pressions du gouvernement et des banques d'affaires pour lui faire acheter la totalité d'Alstom, en grande difficulté financière. Il n'en reprend que les activités transmission et distribution (T&D).





La facture de gaz des particuliers augmentera de 7,5% au 1er juillet (PAPIER

Par Béatrice LE BOHEC

PARIS, 27 avr 2005 (AFP) - La facture des 10 millions de particuliers abonnés au gaz augmentera de l'ordre de 7,5% au 1er juillet, une hausse justifiée mercredi par le ministre de l'Economie Thierry Breton par l'envolée des cours du pétrole et par la révision sous-évaluée des tarifs en novembre dernier.

La demande du gouvernement a été soumise à l'approbation de la Commission de régulation de l'énergie (CRE), dont l'avis n'est que consultatif. En novembre, le gouvernement avait passé outre l'avis négatif de la commission qui avait jugé insuffisante l'augmentation des tarifs de 5,2%.

L'avis de la CRE, dont les membres sont essentiellement issus du secteur de l'énergie n'est normalement rendu public qu'au moment de la parution de l'arrêté sur la hausse des tarifs. Interrogée par l'AFP, la CRE n'a fait mercredi aucun commentaire.

La demande de hausse substantielle du prix du gaz, "qui devait être acceptée en novembre dernier" et ne l'avait pas été, a été réitérée après une décision prise par Gaz de France en conseil d'administration il y a un mois, a expliqué le ministre de l'Economie Thierry Breton sur France Info.

Le ministre a justifié une augmentation des tarifs de GDF "de l'ordre de 7,5%" par le fait que le prix du gaz est indexé sur celui du pétrole, dont les cours mondiaux ont fortement augmenté dans les derniers mois, approchant les 60 dollars le baril.

En novembre 2004, la révision des tarifs de gaz pour les particuliers avait donné lieu à un bras de fer entre Bercy et Matignon, le ministre de l'Economie de l'époque Nicolas Sarkozy s'étant refusé à demander au Premier ministre Jean-Pierre Raffarin une augmentation "extravagante" des tarifs.

Gaz de France, qui réclamait une hausse de 10,4%, avait finalement été autorisée à augmenter ses tarifs de 5,2%.

Selon le quotidien Les Echos publié mercredi, Bercy envisage en outre d'augmenter les tarifs de gaz pour les particuliers de 2,5% au 1er septembre et à nouveau de 2,5% au 1er décembre. Dans ce cas, la facture des Français aura augmenté au total de 12,5% au cours de l'année 2005.

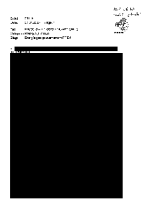
"Pour faire passer la pilule, Bercy sera peut-être tenté de communiquer sur le montant de la hausse destinée aux professionnels à partir du 1er juillet", qui serait de l'ordre de 16%, écrivent les Echos.

Gaz de France attend la signature par le ministère de l'Economie d'un contrat de service public avec l'Etat fixant les principes de la révision des tarifs de gaz. Ce contrat, approuvé le 22 mars par le conseil d'administration de Gaz de France, précise que les mouvements tarifaires interviendront désormais tous les trois mois, et non plus deux fois par an.

Le PDG de GdF Jean-François Cirelli a toujours demandé que la révision des tarifs permette de couvrir les coûts d'approvisionnement de l'entreprise en gaz naturel. "Il est hors de question pour moi qu'on ne passe pas nos coûts dans les tarifs", avait-il martelé lors de la présentation des résultats annuels en février.

blb/gam/bb

AFP «271223 AVR 05



Hausse des tarifs gaz: Breton veut éviter le psychodrame politique de 2004

Par Delphine TOUITOU

PARIS, 27 avr 2005 (AFP) - En annonçant mercredi, plus de deux mois avant l'échéance, une hausse des tarifs du gaz, Thierry Breton a voulu éviter le psychodrame politique de l'an passé sur les augmentations des prix de l'énergie, mesures toujours impopulaires que les ministres préfèrent généralement ne pas endosser.

Contre toute attente, le ministre de l'Economie a déclaré que la facture des 10 millions de particuliers abonnés au gaz augmenterait de "7 à 8%" au 1er juillet, une hausse justifiée selon lui par l'envolée des cours du brut et une révision des prix sous-évaluée en novembre 2004.

La demande de hausse substantielle du prix du gaz "qui devait être acceptée en novembre dernier" avait été bloquée par le locataire de Bercy de l'époque, Nicolas Sarkozy, a expliqué l'ancien patron de France Télécom.

Mais elle avait été réitérée après une décision prise par Gaz de France en conseil d'administration il y a un mois, a-t-il ajouté.

Les tarifs de gaz sont révisés tous les six mois, traditionnellement les 1er novembre et le 1er mai. La révision devrait à l'avenir intervenir tous les trois mois.

La révision des tarifs de l'énergie suit une procédure en trois temps: les entreprises, en l'occurrence **EDF** et **GDF**, déposent une demande à Bercy. Le ministre de l'Economie et des Finances fait alors une proposition au Premier ministre, qui la valide ou non. Si la proposition est rejetée, Bercy doit reformuler sa proposition.

Enfin, la **Commission** de régulation de l'énergie (CRE), saisie par Bercy, donne un avis consultatif avant la décision finale de Matignon.

L'an dernier, le ministre de l'Economie Nicolas Sarkozy et le Premier ministre Jean-Pierre Raffarin s'étaient opposés pendant des semaines sur le montant de l'augmentation à répercuter sur les particuliers à l'automne.

Le bras de fer était d'autant plus musclé que la révision à la hausse intervenait après une stabilité des prix en mai 2004 et surtout, une baisse de 8% au 1er novembre 2003.

Nicolas Sarkozy, alors à quelques semaines de son départ de Bercy, avait fait des déclarations tonitruantes, jugeant "extravagante" l'hypothèse d'une proposition de hausse de 8,2%. Matignon affirmait de son côté ne pouvoir prendre de décision faute de proposition de Bercy.

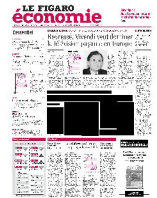
Les deux parties s'étaient finalement entendues le 5 novembre sur une hausse de 3,8% alors que Gaz de France avait initialement tablé sur 17%.

Mercredi, M. Breton a émis des réserves de forme. "En fonction de l'avis de la **Commission** et de l'évolution des prix du pétrole d'ici mi-juin, permettant ainsi de tenir compte d'une éventuelle baisse du prix du baril à cet horizon, le gouvernement arrêtera l'évolution précise des tarifs du gaz", a-t-il souligné dans un communiqué.

Côté électricité, **EDF** entendait l'année dernière obtenir une augmentation de ses tarifs de 7,5% en trois ans. Mais Jean-Pierre Raffarin avait décidé de repousser la révision des tarifs d'**EDF** en raison de l'approche de l'hiver.

Dt/jlb/bma

AFP «271856 AVR 05



ÉNERGIE *Gaz de France va répercuter l'augmentation des cours du pétrole*

Hausse de 7 à 8 % du prix du gaz en juillet

Frédéric de Monicault

Toujours en attente du feu vert du gouvernement pour lancer l'ouverture de son capital – qui devrait intervenir après le référendum sur la constitution européenne –, Gaz de France a appris une bonne nouvelle, pour lui au moins, hier : la société devrait pouvoir augmenter ses tarifs de 7 à 8 % à compter du 1^{er} juillet prochain. La fourchette a été communiquée par le ministre de l'Economie lui-même, Thierry Breton, dont les services ont transmis cette proposition tarifaire à la Commission de régulation de l'énergie (CRE), pour avis consultatif. Parallèlement, Bercy a précisé dernières évolutions des cours du pétrole – sur lesquels sont indexés les prix du gaz –, pour arrêter le montant exact de la hausse. Actuellement, le baril est solidement installé au-dessus de 50 dollars.

Depuis plusieurs semaines, la direction de Gaz de France mili-

taut pour une majoration significative de ses tarifs. En marge de la répercussion de la flambée du pétrole, elle ne souhaitait surtout pas revivre l'épisode de l'automne dernier, quand Bercy et Matignon s'étaient tour à tour renvoyé le dossier, aucun des deux ne souhaitant assumer aux yeux de l'opinion publique une décision jugée impopulaire. A l'arrivée, les prix du gaz avaient été d'autorité réappréciés par Nicolas Sarkozy dans le bas de la fourchette (+ 5,2 %), alors que Gaz de France réclamait 8 % minimum. Cette fois, l'entreprise n'a pas été désavouée, Thierry Breton soulignant que la fourchette de 7 à 8 % correspond au montant de la répercussion estimée par Gaz de France. Pour le consommateur, cela implique donc une hausse significative, forcément impopulaire.

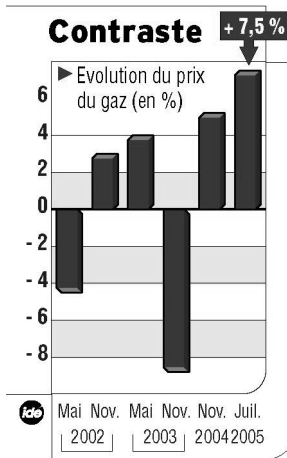
Parallèlement, à compter de cette année, les prix du gaz devraient être revus, non pas deux fois par an mais tous les trimestres. Pour cela, un contrat de

service public, approuvé en mars par le conseil d'administration de Gaz de France, doit encore être paraphé par Bercy.

Cette modification du calendrier tarifaire n'a rien d'anodin. L'entreprise a souvent dit et répété combien les investisseurs intéressés par l'achat de ses

titres ne sauraient accepter des mouvements de prix liés à des contingences politiques. Un resserrement des dates de révision des tarifs doit donc permettre de tenir compte de manière beaucoup plus précise des dernières évolutions du baril.

Reste que, pour sa mise sur le marché, Gaz de France se trouve toujours dans le flou. Longtemps, l'entreprise a espéré que l'opération puisse se dérouler au début mai, mais la proximité du référendum et la montée en puissance du non ont, semble-t-il, clairement décidé le gouvernement à repousser cette échéance, l'été faisant alors figure de date butoir. Certes, les deux dossiers ne sont pas indissolublement liés, mais le gouvernement craint beaucoup qu'une telle évolution des tarifs pour une entreprise publique ne soit exploitée par les opposants au projet de Constitution européenne.



**ÉNERGIE****Gaz, plus 7,5 % au 1^{er} juillet**

La facture des 10 millions de particuliers abonnés au gaz augmentera de l'ordre de 7,5 % au 1^{er} juillet, a annoncé le ministre de l'Économie, Thierry Breton. La demande du gouvernement a été soumise à l'approbation de la Commission de régulation de l'énergie (CRE), dont l'avis n'est que consultatif. En novembre, le gouvernement avait passé outre l'avis négatif de la commission, qui avait jugé insuffisante l'augmentation des tarifs de 5,2 %. Le ministre a justifié une augmentation des tarifs de GDF « de l'ordre de 7,5 % » par le fait que le prix du gaz est indexé sur celui du pétrole, dont les cours mondiaux ont fortement augmenté ces derniers mois, approchant les 60 dollars le baril. Selon le quotidien *les Échos* publié hier, Bercy envisage en outre d'augmenter les tarifs de gaz pour les particuliers de 2,5 % au 1^{er} septembre et à nouveau de 2,5 % au 1^{er} décembre. Dans ce cas, la facture des Français aura augmenté au total de 12,5 % au cours de l'année 2005.



Le chiffre du jour

7,5% L'augmentation prévue des tarifs de gaz à partir de juillet

Les tarifs du gaz devraient augmenter au total «de l'ordre de 7,5%» début juillet si la Commission de régulation de l'énergie (CRE) donne son aval à la demande de Gaz de France, selon le ministre de l'Economie et des Finances, Thierry Breton. Le ministre a justifié cette hausse par le fait que le prix du gaz est indexé sur celui du pétrole, dont les cours mondiaux ont fortement

augmenté ces derniers mois. Le prix du gaz a même atteint des records historiques le mois dernier, approchant les 60 dollars le baril.

Cette hausse s'ajoute à celle de l'an dernier. En novembre, la révision des tarifs de gaz pour les particuliers avait donné lieu à un affrontement entre Bercy et Matignon, le ministre de l'Economie de l'époque, Nicolas Sarkozy,

s'étant refusé à demander au Premier ministre Jean-Pierre Raffarin une augmentation «extravagante» des tarifs. L'entreprise, qui réclamait une hausse de 10,4%, avait finalement été autorisée à augmenter ses tarifs de 5,2%. Le groupe attend la signature par le ministère de l'Economie d'un contrat de service public avec l'Etat fixant les principes de la révision des tarifs de gaz. (AFP)



Bercy a transmis hier sa demande

Le gaz en hausse

■ **D'ici la fin de l'année, l'augmentation pourrait atteindre les 12,5%**

Les dix millions de foyers qui se chauffent au gaz risquent de prendre froid au porte-monnaie. Hier matin, le ministre de l'Economie et des Finances Thierry Breton a annoncé que les tarifs du gaz pour les particuliers devraient augmenter « de l'ordre de 7,5% » début juillet, si la Commission de régulation de l'énergie (CRE) donne son accord à la demande de Gaz de France. Ce serait la plus forte hausse des tarifs gaziers enregistrée en quatre ans. En fait, le ministre a transmis une demande de hausse comprise entre 7 et 8 %, laissée à l'apprécia-

tion de la CRE. Une démarche impopulaire et risquée à quelques semaines du référendum.

Les deux tiers de cette augmentation, soit 5 des 7,5 % prévus, seraient imputables à la stratégie tarifaire de GDF. Le quotidien *Les Echos* a révélé hier que Bercy avait en effet soumis à la CRE un « projet d'arrêté relatif aux prix de vente du gaz ». Ce document prévoit une augmentation de 10 % du prix du gaz en trois fois. D'abord une première hausse de 5 % dès juillet, suivie de deux augmentations supplémentaires de 2,5 % chacune en septembre et décembre prochains. Si le projet était avalisé par la CRE, ces 10 % en trois fois correspondraient selon *Les Echos* à un « rattrapage de la hausse qu'aurait dû obtenir GDF en novembre 2004 ».

À l'époque, la révision des tarifs avait donné lieu à un bras de fer entre Bercy et Matignon, le ministre de l'Economie d'alors Nicolas Sarkozy s'étant refusé à demander au Premier ministre Jean-Pierre Raffarin une aug-

mentation « extravagante » des tarifs. GDF réclamait une hausse de 10,4 %, mais l'entreprise n'avait obtenu « que » la moitié, soit 5,2 %.

Quant au tiers restant, soit 2,5 des 7,5 % d'augmentation, il relève d'ajustements inhérents au marché du gaz. Le prix du gaz est indexé sur celui du pétrole. Or les cours mondiaux du brut ont tutoyé les sommets ces derniers mois, jusqu'à frôler la barre historique des 60 dollars le baril en mars dernier. Une flambée qui a entraîné mécaniquement une envolée du coût de la matière première exploitée par GDF.

Reste que si les orientations arrêtées par GDF étaient avalisées par la CRE, les deux hausses de 2,5 % que son projet tarifaire prévoit pour septembre et décembre 2005 viendraient s'ajouter aux 7,5 % susceptibles de s'appliquer aux particuliers dès le 1^{er} juillet. En clair, un bond total de 12,5 % du prix du gaz pour la seule année 2005...

Mathieu Mabilie



Le prix du gaz augmentera encore de 7 à 8 % début juillet

■ La facture des dix millions de particuliers abonnés au gaz augmentera «*de l'ordre de 7 à 8 %*» au 1^{er} juillet prochain. Le ministre de l'économie, Thierry Breton, a justifié hier cette hausse par le fait que le prix du gaz est indexé sur celui du pétrole en hausse, pour Gaz de France, de 50 % depuis un an. La demande du gouvernement a été soumise à la Commission de régulation de l'énergie, dont l'avis n'est que consultatif. En novembre 2004, le ministre de l'économie de l'époque, Nicolas Sarkozy, s'était refusé à demander à Jean-Pierre Raffarin une augmentation «*extravagante*» des tarifs : Gaz de France, qui réclamait une hausse de 10,4 %, avait finalement été autorisé à augmenter ses tarifs de 5,2 %.



Tackling bottlenecks

Bush's oil background blinds him to demand measures

In making innovation its habitual answer to all problems relating to energy and climate change, the Bush administration usually means technological inventions, such as clean coal, so as to avoid Americans having to take any cut in their standard of living. **But President George W. Bush deserves a bit of credit for innovation of the policy kind.** Yesterday he came up with interesting new ways to try to overcome the taboos that Americans have developed about new nuclear plants, oil refineries and terminals for the import of liquefied natural gas (LNG). Whether this will be enough to get the first comprehensive energy bill through Congress since 1992 is, however, another matter.

Ever since he came to office five years ago Mr Bush has trumpeted his support for nuclear power. But the federal government is not in the power business. In spite of tighter electricity capacity, the power cuts of 2003 and much improved operational safety, the private US utilities have not embarked on a single new reactor for the past 30 years. The problem is that a reactor can take five years to plan as well as another five years to build before it earns a cent. So Mr Bush is now proposing aid with the first phase: to help insure utilities against the financial loss involved in regulatory delay.

Over the same 30 years, the US also failed to add a single new oil refinery. Companies have expanded existing refineries or bought them on the stock market – as Valero did this week with

its \$8bn (€6.2bn) acquisition of Premcor – because this is easier or cheaper than trying to fight public and regulatory resistance to putting a smelly cracker on a greenfield site. Mr Bush suggests bypassing this problem by putting refineries on closed military bases. The third bottleneck concerns terminals for LNG tankers, widely feared after September 2001 to be floating bombs but also considered a vital new source of supply. The US has long had four such terminals, but recently received requests for 32 more. Mr Bush would give federal authorities the right to override states in granting these requests.

The president's proposals go some way to reciprocate the oil supply assurances he got this week from Crown Prince Abdullah of Saudi Arabia, who laid out his country's plans to take its output capacity up to 12.5m barrels a day. But this level is not far short of what the US alone already sucks out of the world market every day. Expanded drilling in Alaska will not change this. Sadly lacking in administration and congressional proposals is any real move to cut demand, such as tightening car fuel efficiency standards that, like so much on the US energy scene, have been untouched for 30 years.

Therefore – in spite of, or maybe because of his Texan oil background – the president's proposals on fossil fuels remain as fatally flawed as his plans for electricity reform are sound. Yet it is US policy on oil, not electricity, that most affects the rest of the world.

ENVIRONNEMENT



ACCOUNTING FOR EMISSIONS

A tangle of assets and liabilities

Companies are in a quandary as to how to deal with emissions allowances on financial statements, writes Sarah Murray

As the world's first large-scale carbon trading programme – the European Union Emissions Trading Scheme – gets under way, participating companies face plenty of operational challenges. As well as monitoring their carbon emissions, they will also eventually have to weigh the cost of buying allowances against that of investing in technology to cut emissions.

However, there is a further challenge in the EU-ETS for which many companies are unprepared – how to treat emissions allowances in financial statements.

The need to record transactions relating to the assets and liabilities created by the scheme will create a vast amount of new work for accountants. However, progress is being hampered by uncertainty surrounding the proposed treatment of emissions allowances.

Part of the challenge is that the scheme has given a monetary value to pollution, a commodity that previously carried no charge.

"An emission allowance is almost a hybrid between a compliance instrument and a financial instrument. And it hasn't really been dealt with before on this scale," says Robert Casamento, head of climate change services in Deloitte's UK energy market team.

Under the EU-ETS, member states set an emissions cap for each industrial installation covered, and businesses can either sell any carbon allowances they do not use or buy the extra allowances they need on an open market. This "cap and trade" approach creates assets and liabilities that must be captured in financial statements and could represent a significant figure for some companies.

Treatment of these new assets and liabilities was set out in the International

Financial Reporting Interpretations Committee guidance on emissions trading, or IFRIC 3, issued in December last year.

However, the interpretation has created an accounting headache for companies. At issue is an accounting mismatch between assets and liabilities. Under the interpretation, allowances to emit a certain amount of carbon dioxide are to be recognised as intangible assets, while actual emissions are treated as liabilities.

The problem is that IFRIC 3 measures these liabilities – or the obligation to deliver allowances to cover emissions – at the end of the compliance period at market value through the profit and loss account. By contrast, the intangible asset is measured at cost or at the revalued amount, with changes in the value of allowances being reported in reserves.

"The interpretation says that as you emit CO₂, you have a liability to remit a certain number of allowances to the environmental agency in your country," explains David Coulon, senior manager in the energy, chemical and utilities group at Ernst & Young in London. "The problem is that this liability is not recorded on the same basis – it's actually recorded on the spot price, the market price, at the reporting date."

He cites the example of a company that has been granted allowances for 1m tons of carbon when the market price was €7 (\$9) a ton. Over the financial year, it records a profit in the P&L of €7m. But if that company produces 1m tons of emissions, at year-end those will be measured as a liability and valued at the year-end market price. If the price for allowances has doubled, the company will have to record an expense of €14m.

"So even if you are hold-

ing enough emission allowances to cover your liability, you may still be left with a big hole in your balance sheet simply because the price of emission allowances has gone through the roof

and your liability is showing something far greater in financial terms than the assets that you have been granted," says James Emanuel, a London-based EU carbon broker at Evolution Markets, which provides advisory and brokerage services for coal and environmental markets.

What worries many in the accounting community and the emissions trading market place is that the impact of carbon trading on financial reporting is being shaped by financial reporting regulations and does not necessarily reflect the performance of the business.

"As a result of this mismatch you can have volatility in reported profits that results from changes in prices for EU allowances," says Richard Gledhill, head of climate change services and emissions trading at PwC in London.

Mr Casamento says that if a company has a material exposure to the emissions trading allowances and there is a mismatch in the accounting, this must be explained to an investor "who might not know that it is effectively a numbers change, not a material change".

Because of concerns over the issue, the European Financial Reporting Advisory Group has not yet decided whether to recommend to the European Commission that the IFRIC 3 interpretation be endorsed for use in EU countries using international financial reporting standards.

The mismatch is all the more critical, states EFRAG in a open letter, because of the economic interdepen-

dency between the assets and liabilities in the scheme. "Emission rights are granted to allow entities to settle their liability for emissions made up to an authorised level; and emission rights are the only assets eligible for settlement of the liability for emissions made."

Another concern is that one of the principal references for IFRIC 3 is the accounting treatment set out for government grants, the IAS 20, a standard now under review by the International Accounting Standards Board. Some observers question the wisdom of issuing the guidance before the changes are finalised.

If, in the absence of endorsement of the new treatment, companies look to apply existing international financial reporting standards to their emissions allowances, they are faced with the same treatment.

"It's a catch-22 situation," says Mr Casamento. "The most obvious solution is that the IASB needs to finalise the planned programme to amend government grant accounting and make changes to IAS 38 [the intangible asset standard] to fix the mismatch. Once done, shareholders will be in a much better position to assess the impact of emissions trading schemes."

Until then, companies will have to soldier on in the face of uncertainty. "It is pretty challenging for companies to comply with a moving target like this," says Mr Coulon.

THE WEEK IN BUSINESS LIFE

MONDAY Management

TUESDAY Creative Business

WEDNESDAY Entrepreneurship

THURSDAY The Professions

FRIDAY Science & Technology

KEY ACCOUNTING CONCERNS FOR COMPANIES

- Artificial volatility in the income statement

- While the value of emission rights is recorded on the balance sheet, the loss related to revaluing the liability would be recorded in the P&L account

- A loss in the value of emission rights is recorded against previous gains recognised in equity, but the gain related to revaluing the liability would be recorded in the P&L account

- The IASB plans to amend IAS 20, the accounting treatment set

out for government grants, to preclude the recognition of deferred credits. However, the consequences of the amendments, and the related amendments to IFRIC 3, are not yet known

Sectors currently covered by the EU-ETS

Electricity generation
Heat and steam production
Mineral oil refineries
The production and processing of ferrous metals
The manufacture of cement, bricks, glass and ceramics
The pulp and paper sector



ENTRETIEN



JEAN-CLAUDE GAZEAU: «LES PAYS PAUVRES NOUS ATTENDENT AU TOURNANT»

X-Ponts, Jean-Claude Gazeau connaît les rouages des administrations de l'Équipement, de l'Industrie et de l'Environnement. Un savoir qui le prédestinait à prendre la présidence de la Mies. C'est chose faite depuis le 6 avril.

Où en est le Plan Climat 2004 ?

Il est en cours de déploiement. Il concerne toute la palette des émetteurs de GES et la mise en oeuvre de certaines mesures peut être beaucoup plus longue que d'autre. Mais que l'on se rassure, les choses sont en cours. Le Premier ministre l'a confirmé, lors du séminaire gouvernemental du 23 mars dernier, en annonçant le renforcement de plusieurs mesures du Plan : l'affichage plus lisible pour le consommateur des performances énergétiques des véhicules et le déblocage de 50 M€ pour promouvoir les projets MDP.

Lors des Assises de l'Énergie, en février dernier, le ministère de l'Écologie a annoncé le lancement des Plans Climat Territoriaux. Où en est ce dossier ?

Avec l'Ademe, Énergie Cités et les collectivités ayant déjà mis en place des programmes d'actions sur leurs territoires, nous concevons comme prévu dans le plan Climat un Guide qui devrait être diffusé dans le courant du second semestre. Cet ouvrage est destiné à montrer aux décideurs des villes, des syndicats intercommunaux, des départements ou des régions comment intégrer, dans leurs politiques locales de façon globale ou sectorielle, la problématique du changement climatique. L'implication des collectivités est fondamentale pour la réussite du Plan Climat : à la fois en tant qu'émettrices et surtout par leur capacité à influencer sur l'habitat, avec les politiques d'urbanisme, ou sur les transports, elles peuvent ainsi entraîner dans un cercle vertueux de nombreux acteurs, qui sont aussi des émetteurs de gaz à effet de serre, comme les citoyens, les bailleurs, etc.

La réduction de l'impact climatique des collectivités passe par des actions à long terme. N'est-ce pas difficile de motiver des élus sur des sujets qui vont bien au-delà de la durée de leur mandat ?

Le développement durable, c'est le long terme. Mais lutter contre le changement climatique, c'est aussi se doter d'outils de planification, c'est aussi améliorer la mobilité des administrés ou leur habitat. Tout cela est de la responsabilité des élus.

Il appartient aux décideurs locaux de décider de se lancer dans un PCT ; lorsqu'ils le feront ils pourront bien évidemment le décliner de la façon la plus adaptée qui soit au tissu local.

Voilà deux semaines que votre nomination a été rendue publique. Quel est votre agenda ?

Il y a, bien sûr, le séminaire d'experts gouvernementaux de Bonn, qui se tiendra les 16 et 17 mai. Il s'agira de bien y appréhender les grandes questions en gestation, comme l'après 2012 ou le futur de nos relations avec les pays qui n'appartiennent pas à l'Annexe 1. C'est une nécessité et en plus le calendrier officiel nous oblige, cette année, à ouvrir ces débats. Les pays riches, qui vont débattre du changement climatique et du développement, lors du prochain sommet du G8, à Glencages, en juillet, sont-ils en bonne position pour « rappeler » à l'ordre les pays en développement ?

Les pays riches, qui vont débattre du changement climatique, lors du prochain sommet du G8, sont-ils en bonne position pour rappeler à l'ordre les pays en développement ?

Il est clair que les pays « non Annexe 1 » sont très attentifs aux objectifs des pays industrialisés. Il nous faudra bientôt démontrer que nous avons fait des progrès démontrables dans la maîtrise des émissions de gaz à effet de serre. Voilà pourquoi nous devons faire vivre le marché européen du carbone et développer les projets entrant dans le cadre du MDP.

Que peut-on attendre du sommet du G8 ?

Je pense que les pays les plus riches vont reprendre à leur compte les conclusions de la conférence d'Exeter. À savoir qu'il faut tout faire pour que la température moyenne du globe ne croisse pas de plus de 2°C par rapport à une situation pré-industrielle. Concrètement, cela signifie que nous allons peut-être pouvoir avancer sur certains dossiers épineux, comme la prise en compte des émissions des transports, notamment maritimes et aériens.

De quelle façon ?

Cela n'est pas tranché. Mais on peut imaginer intégrer ces modes de transport dans le marché européen des quotas d'émissions ou mettre en place des dispositions fiscales.

Propos recueillis par Valéry Laramée

La santé, une question d'environnement

La consultation publique sur le plan régional Santé Environnement 2005-2008 vient de s'ouvrir.

Déclinaison de la version nationale, ce document propose une série de vingt-neuf actions pour améliorer la qualité de l'environnement et de fait, la santé de la population du Midi-Pyrénées. Dans le monde du travail, cela passera par une meilleure prévention contre les substances provoquant des cancers ou encore des mutations de gènes. « C'est aussi veiller à la réduction des émissions dans l'atmosphère de substances reconnues pour leur toxicité », note Laurent Midrier de la direction régionale de l'industrie, la recherche et l'environnement, en charge d'agir auprès de la vingtaine d'entreprises qui en émet. Pour réduire par exemple les dioxines émises par les incinérateurs, une des solutions retenues est la mise en place de filtres à la sortie des fours. Cette opération est déjà en cours sur celui des ordures ménagères du Mirail. Autre objectif : faire baisser de 50 %, d'ici 2008, les cas de légionel-

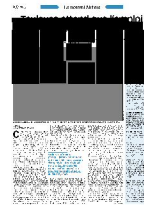
L'incinérateur de Toulouse près de Saint Simon.



lose, due à une bactérie que l'on retrouve dans les tours aéro-réfrigérantes. Ces dernières (298 recensées sur la région) font l'objet « de contrôles renforcés. Grâce à eux on s'attend à une réduction du taux de contamination », poursuit Laurent Midrier.

débat En plus du débat public organisé le 1^{er} juin à l'école des Mines d'Albi, le plan peut être consulté sur le site <http://midipyrenees.sante.gouv.fr>

RECHERCHE ET DEVELOPPEMENT



Gilles de Robien insiste sur l'efficacité de pôles de compétitivité entre l'industrie et la recherche

«Les grands projets sont les emplois de demain»

Gilles de Robien

Ministre de l'équipement, des transports et de l'aménagement du territoire

La région de Toulouse a profité du programme d'Airbus en termes d'emplois (*lire page précédente*). Est-ce, pour vous, un modèle de ce que pourraient être les futurs «pôles de compétitivité»?

Gilles de Robien: Cet exemple est effectivement très riche d'enseignements. Il illustre parfaitement le rôle que l'État et l'Europe ont à jouer pour créer, avec les industriels, les conditions de leur développement, tout en ancrant leurs activités sur le territoire. Et, dans le cas d'Airbus, cette dynamique est réelle non seulement à Toulouse, mais aussi dans les autres sites de production en France et chez nos voisins allemands, anglais et espagnols.

– La réussite d'Airbus ne souligne-t-elle pas la nécessité de relancer les grands projets industriels ?

– Les grands programmes tirent toujours vers le haut un grand nombre d'entreprises, comme l'a notamment montré le TGV. Mais, aujourd'hui, si nous voulons pouvoir lancer des projets d'envergure et lutter efficacement contre nos grands concurrents (États-Unis et Japon), cela passe nécessairement par des projets à l'échelle européenne: c'est le cas de Galileo, le programme de positionnement par satellite, ou du réacteur nucléaire de nouvelle génération Iter. À l'échelle nationale, l'Agence de l'innovation

industrielle, annoncée par le président de la République, accompagnera des grands projets de demain en partenariat avec des industriels et des centres de recherche. Ces grands projets sont les emplois de demain.

– En quoi l'aide de l'État est-elle nécessaire à l'industrie ?

– Les programmes ambitieux de conquête de marchés comportent des risques que des industriels ne peuvent pas toujours assumer seuls sans mettre en péril leur existence même et donc l'emploi de leurs salariés. Il faut donc que l'État sache

«Les pôles de compétitivité sont efficaces contre les délocalisations: ils ancrent l'activité dans le territoire.»

être un partenaire pour partager ces risques, quand les programmes sont ambitieux et le justifient. C'est ce que nous faisons aujourd'hui avec Airbus ou Ariane, et ce que nous ferons demain avec l'Agence de l'innovation industrielle.

– Que doivent apporter les pôles de compétitivité ?

– En France, la part des emplois industriels est stable depuis de nombreuses années: il n'y a pas de désindustrialisation. Cela dit dans une économie mondiale, il existe toujours le risque de voir un industriel décider de transférer tout ou partie de son activité de production ailleurs: une chaîne de production est facile à délocaliser. C'est plus difficile si elle fait partie d'une filière installée sur un terri-

toire. Et c'est presque impossible si elle a développé des synergies avec un centre de recherches et un centre de formation situés à proximité, car alors sa force provient des synergies que ses employés ont su créer avec des chercheurs ou des enseignants. C'est en cela que les pôles de compétitivité constituent une arme efficace contre les délocalisations: ils ancrent l'activité dans le territoire.

– Comment vont-ils être choisis ?

– Les analyses des candidatures sont en cours. Les experts vérifieront la solidité des trois piliers du pôle (entreprise, recherche et enseignement), la qualité des projets communs présentés et enfin leur visibilité internationale. Notre objectif, dans cette politique des pôles de compétitivité, n'est pas de soigner ou de récompenser, mais de donner à chaque territoire porteur d'un projet solide les moyens de donner le meilleur de lui-même.

– Une région ne prend-elle pas un risque en se spécialisant dans une technologie, comme l'a montré la «télécom valley» dans les Côtes-d'Armor ?

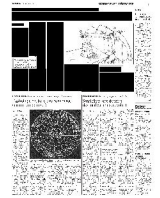
– Les spécialistes s'accordent à dire que, dans l'économie d'aujourd'hui, la spécialisation est le chemin à emprunter pour être au meilleur niveau mondial. Quand on y parvient, on a la capacité de saisir toutes les occasions, mais surtout d'anticiper sur les évolutions. L'excellence permet de saisir les opportunités.

RECUEILLI PAR

ANNE-BÉNÉDICTE HOFFNER

Sur www.la-Croix.com

Participez au forum sur la politique du gouvernement Raffarin



PHYSIQUE Des chercheurs américains ont trouvé

un nouveau procédé pour faire fusionner des atomes

La fusion nucléaire tient dans la poche

Cyrille Vanlerberghe

« Nous avons construit un petit appareil, d'une taille de seulement quelques centimètres cubes, qui est capable de produire des réactions de fusion nucléaire quand on le réchauffe en le tenant simplement dans ses mains », s'émerveille Seth Putterman, professeur à l'université de Californie à Los Angeles (UCLA), et l'un des auteurs de cette étonnante découverte publiée aujourd'hui dans la revue britannique *Nature* (1). En ce moment, l'expression « fusion nucléaire » évoque plutôt une tout autre échelle : celle du projet de réacteur thermonucléaire Iter, un monstre de 30 mètres de haut, et d'un coût de 10 milliards d'euros.

Dans le passé, quand des scientifiques ont prétendu avoir réussi à maîtriser la fusion nucléaire sur un coin de table, la communauté s'est immédiatement mise en émoi, criant à la fraude ou à la manipulation. En 1989, les physiciens américains Stanley Pons et Martin Fleischmann avaient provoqué un immense scandale, en prétendant avoir produit des réactions de « fusion froide », dans un liquide à température ambiante. Plus récemment, en 2002, le physicien indien Rusi Taleyarkhan a ravivé la polémique en affirmant créer des réactions de fusion nucléaire dans des minuscules bulles de gaz qui éclatent dans un liquide (voir encadré).

Cette fois-ci, le sérieux de la

découverte n'est pas remis en doute. Premièrement, parce que, comme l'admettent les auteurs, le système consomme intrinsèquement plus d'énergie qu'il n'en produit par fusion nucléaire. Cette découverte ne peut donc prétendre servir de source d'énergie miracle, simple et inépuisable, comme l'annonçaient au contraire les précédentes « inventions ». D'autre part, « cette technique utilise un type de fusion nucléaire qui est très facile à produire, et qui se fait très facilement en laboratoire. Il n'y a rien de mystérieux là-dedans », commente Michael Saltmarsh, physicien longtemps responsable de la fusion au très célèbre Oak Ridge National Laboratory, dans le Tennessee. En effet, le principe de la fusion obtenue

par l'équipe californienne est très classique, mais c'est en revanche le moyen de la mettre en œuvre qui est totalement original. La méthode utilisée à UCLA par Seth Putterman, Brian Naranjo et Jim Gimzewski consiste en fait à bombarder une cible avec un flux d'atomes accélérés. Les cibles et les projectiles sont ici du deutérium, une forme lourde de l'hydrogène (noyau avec un proton et un neutron), qui fusionne assez facilement.

De temps à autre, un atome vient percuter de plein fouet un

autre atome de la cible, avec une énergie suffisante pour que leurs deux noyaux fusionnent et donnent naissance à un nouvel atome, plus lourd. C'est une réaction de fusion nucléaire : deux noyaux d'atome fusionnent pour en créer un nouveau. Et comme la masse du noyau final est légèrement inférieure à celle des deux noyaux de départ, conformément à la célèbre formule d'Einstein $E=mc^2$ la différence de masse est convertie en énergie.

Le même principe est au cœur du projet de réacteur thermonucléaire Iter, à la différence majeure qu'il n'y a plus de cibles, mais seulement des atomes libres, chauffés à une température de quelques dizaines de millions de degrés, afin d'augmenter la probabilité pour que deux noyaux viennent se percuter et produisent la fusion tant recherchée. Le coût et la complexité des futurs réacteurs de fusion réside dans le défi extrême qui consiste à conserver un gaz ionisé, un plasma chauffé à plusieurs millions de degrés, dans une sorte de thermos magnétique géant.

En laboratoire, la fusion par bombardement sur une cible est couramment utilisée pour un de ses sous-produits : l'émission de neutrons. D'ailleurs, des générateurs de neutrons utilisant cette technique sont en vente dans le commerce (les neutrons servent à analyser des matériaux en profondeur, dans l'industrie ou pour les douanes par exemple) et certains sont même transpor-

tables. « Ce qui est nouveau, explique Brian Naranjo, c'est que nous arrivons à produire un jet d'ions sans avoir besoin d'alimentation électrique importante, en chauffant simplement un cristal aux propriétés très particulières. » Il s'agit d'un cristal dit pyroélectrique, qui a la propriété étonnante de produire des charges électriques quand on le chauffe. « Cet effet est sans doute connu depuis l'étude de la tourmaline en 314 avant J.-C. par Téophraste », précise Michael Saltmarsh. Mais personne, jusqu'à l'expérience faite par Brian Naranjo, n'avait su exploiter cet effet pour produire un faisceau d'ions assez intense pour réaliser des réactions de fusion dans une cible enrichie au deutérium. En chauffant le petit cristal (composé de tantale et de lithium) de seulement 12°C par minute, les chercheurs obtiennent une tension qui augmente de 50 000 volts dans le même intervalle, et ionise un gaz de deutérium pour le projeter vers la cible avec une très forte énergie.

Les physiciens vont maintenant essayer d'obtenir des réactions de fusion plus nombreuses en améliorant leur dispositif, afin d'en faire une source de neutrons compacte et économique. Autre application, le cristal pourrait servir de micropropulseur pour de petits engins spatiaux.

(1) 28 avril 2005.

Les faux espoirs de la fusion en bulle

Avant de réussir à produire des réactions de fusion avec un cristal bien particulier, Seth Putterman, professeur à l'Ucla, a essayé, sans succès, de retrouver la fameuse « fusion en bulles », annoncée avec fracas en 2002 par le physicien Rusi Taleyarkhan (nos éditions du 7 mars 2002). En excitant un liquide avec des ultrasons, il se crée des bulles de gaz qui s'effondrent très rapidement sur elles-mêmes, s'échauffant assez vite pour émettre des petites lueurs. C'est la sonoluminescence. Taleyarkhan prétend qu'il a réussi à atteindre des températures assez élevées dans les bulles pour faire fusionner des atomes. « Depuis 2002, de très nombreuses équipes ont essayé de reproduire l'expérience, et personne n'a obtenu des preuves de réaction de fusion », commente Michael Saltmarsh, physicien nucléaire.

C. V.