

**L'APPORT DE LA THEORIE ECONOMIQUE
AUX DEBATS ENERGETIQUES**

Jacques Percebois

Cahier n° 99.11.15

Novembre 1999

Jacques Percebois : Professeur à l'Université Montpellier I
Directeur du CREDEN
Doyen de la Faculté des Sciences Economiques

Centre de Recherche en Economie et Droit de l'ENergie

UNIVERSITÉ DE MONTPELLIER I
U.F.R. Faculté des Sciences Economiques
Espace Richter Avenue de la Mer B.P. 9606
34054 MONTPELLIER Cedex 1
Tel (33) 04 67 15 83 32 - Fax (33) 04 67 15 84 78
E-mail : jpcb@sceco.univ-montp1.fr

L'apport de la théorie économique aux débats énergétiques

**Jacques PERCEBOIS, Professeur
Directeur du CREDEN
(Centre de Recherche en
Economie et Droit de l'Energie)**

"Ce qu'on peut dire c'est que la théorie est nécessaire, mais qu'en soi elle n'est pas suffisante. C'est comme une bonne voiture, elle peut vous conduire très rapidement au but que vous désirez si vous savez vous en servir, mais elle peut, vous conduire au fossé si vous l'utilisez mal" "

Maurice ALLAIS

Annales des Mines, avril 1960

Les débats théoriques qui ont retenu l'attention des économistes de l'énergie au cours des cinquante dernières années en France sont naturellement liés aux préoccupations qui furent les leurs tout au long de la période et que l'on peut regrouper un peu arbitrairement autour de quatre thèmes de réflexion

- celui de la reconstruction de l'économie française autour d'un vaste secteur public en charge de missions de "service public", dans un contexte de relative autarcie d'abord, d'ouverture sur le monde extérieur ensuite, lorsqu'entra en vigueur le Traité de Rome en 1958 ;
- celui de la recherche d'une certaine indépendance énergétique au moment des chocs pétroliers et d'une prise de conscience accrue de l'épuisabilité des ressources énergétiques alors dominantes ;
- celui de la recherche d'une meilleure compétitivité au fur et à mesure que s'accroît l'internationalisation des économies et que s'édifie l'Union Européenne donc la possibilité pour chaque consommateur d'accéder un jour au fournisseur de son choix ;
- celui plus récent d'une prise de conscience que la "mondialisation" rend solidaires toutes les économies et qu'elle impose en même temps de se préoccuper d'"effets environnementaux globaux" comme l'effet de serre, la gestion intertemporelle des déchets nucléaires, problèmes qui doivent d'emblée être posés à l'échelle internationale et dans un souci d'équité intergénérationnelle.

A ces quatre thèmes viennent s'articuler quatre questions majeures qui ont trouvé une partie de leur réponse dans les apports de la théorie micro ou macroéconomique :

1) Comment va évoluer la demande mondiale d'énergie, en liaison avec l'activité économique, sachant que l'énergie peut être pour partie substituable au travail et au capital ? Quels sont les déterminants principaux de cette demande, globalement et par formes d'énergie ? Quels sont les rôles

respectifs des prix de l'énergie et des innovations technologiques ? C'est en confrontant l'évolution de cette demande à l'offre disponible, elle-même susceptible de se modifier, que l'on pourra anticiper l'évolution probable du prix directeur de l'énergie. Il y a eu beaucoup de travaux sur la modélisation de l'offre et de la demande d'énergie, les substitutions interénergétiques et la façon dont le changement technique influence les choix énergétiques, surtout après les chocs pétroliers.

Comment le prix directeur de l'énergie (celui du pétrole) va-t-il évoluer à long terme ? Ce prix est-il un prix "économique" ou un prix "politique" ? Comment la structure des marchés et les anticipations des agents influencent-elles ce prix ?

2) Comment répercuter ce prix sur l'utilisateur final, compte tenu de ce que peuvent être les préférences nationales ? Faut-il taxer l'énergie, la subventionner parfois ? Existe-t-il un prix optimal lorsque l'entreprise en charge de produire, transporter et distribuer l'énergie est en situation de monopole ? Le débat sur ce que doit être le prix optimal fixé par une industrie de réseau concessionnaire de service public a été posé dès la création des entreprises publiques comme EDF ou GDF. La théorie de l'optimum de Pareto, celle du monopole naturel ont été sollicitées et, plus récemment avec l'ouverture à la concurrence et l'accès des tiers aux réseaux, la recherche d'une tarification optimale des charges d'accès a relancé le débat. La justification ou l'abolition des subventions croisées entre utilisateurs a été au centre des interrogations des économistes sur ce qu'est une tarification équitable, sachant qu'équité et efficacité ne se rejoignent pas nécessairement.

3) Quelle est la structure optimale d'une industrie de réseau ? Pendant longtemps on a considéré que dans le secteur de l'énergie, soumis à de fortes économies d'échelle, l'intégration verticale (voire dans une certaine mesure horizontale) se justifiait. Les travaux de la "nouvelle économie industrielle" ont montré que ce schéma pouvait se discuter et que des gains d'efficacité pouvaient être obtenus grâce à une certaine dé-intégration des industries de réseaux, ce qui implique que certains segments de l'activité soient soumis à concurrence. Cela a conduit à s'interroger sur ce que doit être le rôle de l'Etat vis à vis des entreprises concessionnaires de service public, que cet Etat "régulateur" soit ou non actionnaire de ces entreprises. La théorie des incitations, celle des asymétries informationnelles entre régulateur et régulé ont été mises à contribution.

4) Comment intégrer dans le calcul économique les externalités locales et globales qui caractérisent le secteur de l'énergie ? A l'échelle mondiale le secteur énergétique doit gérer trois types de risques, en plus des risques traditionnels de marché liés à la fluctuation des prix : le risque de l'épuisement de certaines ressources, le risque de gestion des déchets nucléaires sur une très longue période, le risque d'un réchauffement de la planète dû à un "effet de serre" largement imputable à la production et à la consommation d'énergie. Certains de ces risques sont irréversibles et le principe de précaution impose de

s'en préoccuper dès maintenant. C'est une préoccupation relativement récente et là encore la théorie économique permet d'apporter des éléments de réponse. Selon les cas le recours à la réglementation (normes), à la taxation, la mise en oeuvre de marchés de droits à polluer permettent d'apporter des solutions satisfaisantes. Cela permet en outre de réintégrer dans la décision publique les contraintes des pays en développement à travers notamment ce que l'on nomme les "mécanismes de développement propre"...

C'est autour de ces quatre questions majeures que nous nous proposons de dresser un panorama succinct des apports de la théorie économique ces dernières années. Bien évidemment nous ne prétendons pas faire l'inventaire exhaustif des théories disponibles mais, plus modestement, nous nous efforçons de voir comment les travaux des théoriciens peuvent être utiles pour analyser les enjeux des choix énergétiques.

I - Les débats liés aux relations énergie-croissance et à la modélisation de la demande d'énergie

L'énergie est à la fois un bien de consommation finale et une consommation intermédiaire utilisée dans le processus productif. Le rapport qui existe à un moment donné, dans un pays donné, entre la consommation primaire d'énergie consommée durant l'année et le produit intérieur brut est toutefois très variable dans l'espace et dans le temps car de nombreux facteurs interfèrent : le climat, l'organisation de l'espace, la structure de la production, la technologie utilisée, le prix directeur de l'énergie, la réglementation en vigueur, le comportement des agents etc....

De nombreux travaux d'historiens (cf. DARMSTADTER et alii , E. MEDINA, JM. MARTIN) se sont penchés sur l'évolution et les déterminants de cette intensité énergétique et sur la meilleure façon de modéliser la demande d'énergie en liaison avec l'évolution attendue de l'activité économique. La loi dite de "l'élasticité-unitaire" qui avait pu, dans les années 60, laisser penser que consommation primaire d'énergie et PiB doivent évoluer au même rythme, et qui a soulevé en son temps de nombreuses controverses, a aujourd'hui cédé la place à la thèse selon laquelle, historiquement donc conceptuellement, on peut déconnecter les deux et partant opter pour des élasticité-revenu sensiblement inférieures à 1. Cette déconnexion énergie-PiB a permis, après le premier choc pétrolier, de s'intéresser aux déterminants des mesures de maîtrise de l'énergie, préoccupation qui est demeurée depuis une constante de la politique énergétique française. Une analyse plus fine à travers des tableaux input-output permet d'isoler les "facteurs technologiques" et les "facteurs structurels" de cette relation et de mieux situer les "marges de manoeuvre" pour la politique énergétique. En fait l'énergie n'est jamais consommée pour elle-même mais comme un moyen de faire fonctionner un équipement susceptible de satisfaire un besoin. Il faut donc s'intéresser aux relations énergie-capital et aux substitutions de l'énergie, du capital et du travail au sein de la fonction de

production. On peut, en simplifiant considérer que durant toute cette période trois questions majeures ont particulièrement retenu l'attention des théoriciens :

- la modélisation à moyen et long terme de la demande d'énergie primaire et finale ;
- l'analyse des substitutions énergie-capital-travail au sein de la fonction de production ;
- l'analyse des substitutions interénergétiques au sein du bilan énergétique d'un pays.

§ 1 - Les modèles de prévision de la demande d'énergie

Au moment des chocs pétroliers une controverse s'est développée entre les partisans d'une approche économétrique et les défenseurs d'une vision "technico-économique" de la demande d'énergie. Les premiers s'efforçaient de trouver des relations stables, à partir de séries temporelles, entre la consommation d'énergie et ses principaux déterminants (le prix de l'énergie, la valeur ajoutée, le niveau d'investissement etc...). Les seconds reprochaient à cette approche de ne pas pouvoir anticiper les ruptures dans les évolutions, suite à des chocs, et justifiaient le recours à une modélisation "bottom-up" plus technique. La demande d'énergie est d'abord appréhendée comme étant l'expression d'un besoin d'énergie utile (chaleur, force motrice etc...). La demande d'énergie finale (fuel-oil, gaz, électricité etc...) est déterminée par la satisfaction de ce besoin à travers le recours à des équipements utilisateurs ayant des rendements différents selon leur âge et leur emploi. L'évolution de la demande d'énergie primaire est dès lors conçue comme la résultante de l'évolution de divers paramètres techniques et comportementaux, dont le nombre s'accroît au fur et à mesure qu'augmente le degré de désagrégation auquel on se situe. A l'aide de divers scénarios portant sur les choix technologiques, l'évolution du rendement des équipements, la diffusion des innovations etc... on peut anticiper la demande d'énergie pour les 20 ou 30 ans (cf. modèles du type MEDEE). La réalité a permis de montrer que les deux approches sont complémentaires et le recours à l'économétrie s'est avéré utile pour quantifier certaines relations. Les progrès de l'économétrie ont permis également de mieux appréhender la complexité des relations énergie-croissance et d'introduire dans les relations la prise en compte des chocs. L'utilisation de la technique de cointégration (modèles de ENGLE et GRANGER 1987, modèle de JOHANSEN 1991) permet de trouver des relations d'équilibre à long terme stables et la technique des "mécanismes à correction d'erreur" introduit une dynamisation utile à la prévision. Les travaux de PERRON et VOGELSANG (1992), ZIVOT et ANDREWS (1992), qui proposent d'introduire dans la régression de DICKEY FULLER une variable muette spécifiant l'existence d'une rupture et ceux plus récents de PERRON (1998) qui adaptent les tests de racine unité dans un cas avec plusieurs ruptures, montrent que les approches économétriques sont aujourd'hui tout à fait pertinentes pour analyser et quantifier des relations complexes sur longue période. Il n'en reste pas moins vrai que les économistes sont prudents lorsqu'il s'agit d'anticiper la demande

d'énergie à long terme et le nombre de travaux prospectifs s'est fortement réduit ces dernières années. Il faut dire que le contexte d'une énergie relativement abondante et bon marché éloigne le spectre de la pénurie et rend moins nécessaire l'anticipation des tensions entre l'offre et la demande d'énergie. La primauté du marché sur la planification ne fait qu'accentuer les choses... Cette relative "désaffectation" à l'égard des projections de long terme n'est peut être pas une bonne chose...

§ 2 - L'analyse des substitutions énergie-capital-travail

La fonction de production est l'expression mathématique des relations qui, à un moment donné, peuvent être mises en évidence entre un output (le PiB ou la VA d'une branche) et l'ensemble des facteurs de production nécessaires à l'obtention de cet output. Les principaux facteurs de production (le capital K, le travail L, l'énergie E et les matières premières non énergétiques M) peuvent être combinés dans des proportions variables, dans le temps et dans l'espace, sous l'effet du progrès technique et en fonction du niveau des prix relatifs de chacun d'eux. Certaines fonctions de production postulent une stricte complémentarité entre K, L, E et M, tandis que d'autres admettent une substituabilité partielle voire quasi parfaite entre ces facteurs. Il y eut beaucoup de travaux à la fois théoriques et économétriques autour de ces fonctions KLEM dans les années 70 et 80. Il faut dire que ces fonctions ont en pratique un double intérêt :

- d'une part elles permettent, grâce au concept d'élasticité de substitution, de mesurer le degré de substituabilité entre les facteurs de production, à court terme comme à long terme ;
- d'autre part elles permettent de fonder, sur un plan analytique et statistique, les fonctions de demande de ces divers facteurs. Ainsi la relation entre demande d'énergie et niveau d'activité économique est "médiatisée" par le recours à des équipements plus ou moins économes en travail.

Le recours à des fonctions "putty-putty" (substituabilité ex ante et ex post entre facteurs), "clay-clay" (complémentarité ex ante et ex post) ou "putty-clay" (substituabilité ex ante mais complémentarité ex post), l'utilisation de fonctions à générations de capital ont permis de mieux comprendre et mesurer les relations entre l'énergie et les autres facteurs de production au sein du processus productif, à un niveau agrégé comme au niveau désagrégé.

Une célèbre controverse théorique a opposé à la fin des années 70 BERNDT et WOOD, d'un côté, GREGORY-GRIFFIN de l'autre. Pour les premiers le capital et l'énergie sont avant tout complémentaires ; pour les seconds ils sont largement substituables. Cette controverse a été alimentée par de nombreuses "vérifications empiriques" (cf. J. PERCEBOIS) mais les tentatives de "réconciliation" ont permis de dépasser cette opposition. En utilisant les fonctions de production translog explicitées par W. DIEWERT (1974) et L. CHRISTENSEN, D. JORGENSON et L. LAU (1975) et en tenant compte du

théorème de la dualité de SAMUELSON-SCHEPARD, on peut déterminer une fonction de coût translog de la forme

$$\ln C = \ln a_0 + \ln Y + \sum_i a_i \ln p_i + \frac{1}{2} \sum_i \sum_j b_{ij} \ln p_i \ln p_j$$

où $i, j = K, L, E, M$ et où Y représente l'output et p le prix des facteurs de production (cas d'une fonction de production associée homogène de degré 1). On peut ainsi calculer des élasticités partielles de substitution au sens de ALLEN entre l'input i et l'input j . Elle est égale à l'élasticité croisée de la demande d'input i par rapport au prix de l'input j divisée par la part du coût de l'input j dans le coût total de production :

$$s_{ij} = \frac{h_{ij}}{S_j} = \frac{d \ln q_i}{d \ln p_j} \cdot \frac{\sum p_i q_i}{p_j q_j}$$

Dans le cas d'une fonction translog, UZAWA a montré que l'on obtient

$$s_{ij} = \frac{b_{ij} + S_i S_j}{S_i S_j} \text{ avec } i \neq j$$

$$\text{où } S_i = \frac{p_i q_i}{C} = a_i + \sum_j b_{ij} \ln p_j \text{ avec } \sum_i S_i = 1$$

Les travaux empiriques ont permis de montrer que le capital et le travail peuvent être considérés comme substituables ($s > 0$) dans l'industrie et il en va de même pour l'énergie et le travail. C'est au niveau des relations énergie-capital que les résultats économétriques divergent. Au-delà des explications "statistiques" liées notamment à des approches différentes (time-series ou cross-section, périodes de référence non identiques), BERNDT et WOOD ont proposé une explication "théorique simple" de ces divergences. Ces divergences tiennent à la façon dont a été résolu le problème de la séparabilité au sein de la fonction de production et de la fonction de coût duale qui lui est associée. Il ne faut donc pas confondre la "substituabilité technique brute" et la "complémentarité économique nette". L'énergie et le capital peuvent donc fort bien être des substituts bruts au sens technique du terme ; il n'en demeure pas moins vrai qu'ils sont généralement des compléments nets au sens économique du terme (cf. J. PERCEBOIS 1989).

§3 - L'analyse des substitutions interénergétiques

La mise en évidence des disparités observées dans la structure des bilans énergétiques de pays ayant pourtant atteint des niveaux de vie

comparables conduit à s'interroger sur les raisons des substitutions entre formes d'énergie au cours du temps. Pendant longtemps l'énergie consommée était essentiellement une énergie produite sur place. La disponibilité ou non de ressources énergétiques constitue l'un des facteurs explicatifs parmi les plus importants. Mais ce n'est pas le seul et avec le développement du commerce mondial du charbon puis surtout du pétrole, voire du gaz, il faut tenir compte des prix relatifs, rendus utilisateur final ou au moins port de débarquement, des principales énergies offertes sur le marché. Mais le bilan énergétique est aussi la conséquence des choix faits par le pouvoir politique. La construction d'un vaste programme hydraulique dans les années 50 en France traduit la volonté de lutter contre la pénurie d'énergie dans un contexte de reconstruction et de forte croissance économique. La pénétration rapide du pétrole dans le bilan énergétique français après 1960 (et jusqu'en 1973) s'explique largement par la volonté des pouvoirs publics de profiter d'une source d'énergie abondante et bon marché à un moment où l'économie française s'internationalisait, ce qui exigeait que le coût d'accès à l'énergie fût bas pour les entreprises françaises en situation de forte concurrence. D'où la volonté d'opérer la "régression" du charbon national trop coûteux. Le choix de l'option nucléaire au moment du premier choc pétrolier (Plan MESSMER de 1974) s'explique par la volonté politique de recouvrer une certaine indépendance énergétique, à un moment où le prix de revient du kwh nucléaire commençait à rivaliser avec celui du kwh produit dans les centrales thermiques classiques. Il y a donc eu des périodes où la "planification" du secteur de l'énergie semblait aller de soi, tant les inerties sont fortes et tant les enjeux sont importants pour la collectivité nationale. Cette planification était "indicative" en ce sens qu'elle affichait des préférences collectives fortes mais utilisait en priorité les incitations du marché (à travers les prix, les subventions) pour atteindre les objectifs retenus. Plusieurs débats théoriques ont alors émergé, parmi lesquels nous en retiendrons trois, qui constituent un peu des "questions lancinantes" des choix publics :

1) le choix d'un taux d'actualisation. C'est un vieux débat des choix collectifs intertemporels. Faut-il retenir un taux unique ou différencier le taux en fonction de la nature des activités concernées ? Doit-on retenir le taux d'intérêt réel du marché financier (pour autant qu'il soit aisé de l'identifier) comme taux social de préférence ? Ce taux d'actualisation est en fait le taux de rendement interne minimum que l'on doit attendre des investissements réalisés par la collectivité. Au vu de la rareté des fonds publics, le Commissariat Général du Plan, chargé de proposer un taux, a systématiquement opté en France pour un taux unique relativement élevé (il se situe encore officiellement à 8% en termes réels).

2) le débat sur le financement optimal des investissements publics. Lorsque l'on a affaire à un monopole public en situation de rendements croissants, la théorie nous enseigne que l'entreprise doit opter pour un financement sur le marché financier lorsque le taux d'intérêt réel est inférieur au taux de croissance de l'entreprise à francs constants (taux de croissance de la demande divisé par le degré d'homogénéité de la fonction de production

supposé supérieur à 1 puisque les coûts sont décroissants). Dans le cas contraire, lorsque le taux d'intérêt réel constaté sur le marché financier est supérieur au taux de croissance de l'entreprise il faut autofinancer en totalité l'investissement et éviter le recours au marché financier. En régime de croissance équilibrée le choix du taux d'autofinancement n'a donc aucune incidence sur le niveau du prix de vente de l'entreprise lorsque les deux taux (taux d'intérêt réel et taux de croissance de l'entreprise à francs constants) sont égaux. En conséquence on en déduit que le recours accru au marché financier a pour effet de diminuer le prix de vente si le taux de croissance de l'entreprise est supérieur au taux d'intérêt réel, de l'accroître dans le cas contraire et de laisser la situation indifférente si les taux s'égalisent (cf. théorie de MODIGLIANI-MILLER) (cf. J. BERGOUGNOUX 1987). Mais le recours au marché financier de la part de l'État comme des entreprises publiques peut exercer des "effets d'éviction" sur le secteur privé et accentuer le risque d'un "effet boule de neige" de l'endettement public largo sensu. Le financement de grands programmes énergétiques soulève donc des questions d'essence macroéconomique qui ont conduit parfois les pouvoirs publics à inciter les entreprises du secteur public à recourir au financement sur les marchés internationaux, avec le risque de change que cela comporte ou comportait à l'époque.

3) le débat sur le "coût de régression" de certaines activités.

La substitution rapide du pétrole au charbon, dans les années 60 en France (mais également dans d'autres pays), accélérée souvent par des mesures de politique économique (Plan JEANNENEY en 1960, Plan BETTENCOURT en 1968) a posé le problème du coût macroéconomique et social lié à la fermeture des mines de charbon devenues non rentables. Le "coût technique de régression" est l'économie unitaire moyenne, constante sur la période considérée, que l'on réalise en réduisant la production de charbon ou en fermant la mine aujourd'hui au lieu d'attendre demain. Si ce que l'on économise en moyenne par tonne non extraite est supérieur à ce que l'on peut espérer obtenir comme recette unitaire en vendant ce charbon (prix de valorisation lié au prix international du charbon rendu dans les ports français), alors il vaut mieux renoncer à maintenir la mine en exploitation. Mais la fermeture de la mine a aussi des impacts macroéconomiques : pertes d'emplois dans le bassin minier, effets sur le tissu industriel local etc... Ces effets macroéconomiques négatifs s'ajoutent dès lors aux dépenses dites "non évitables ou évitables à terme", c'est-à-dire aux dépenses qui subsistent après la fermeture, et elles viennent donc en déduction du coût technique de régression. La somme actualisée des économies réalisées a donc tendance à se réduire en cas de fermeture et le coût unitaire social d'une tonne non extraite devient inférieur au coût unitaire technique. La prise en considération de ce coût social incite la collectivité à prolonger l'exploitation de la mine au-delà de la date qui aurait été choisie si le seul coût technique avait prévalu.

Bien d'autres propositions théoriques ont été soulevées au niveau macroéconomique suite aux chocs ou contre-choc pétroliers. Il y eut le débat sur les effets déflationnistes des chocs pour les économies importatrices

nettes de pétrole. Il y eut aussi le débat sur les effets pervers liés à un choc pétrolier pour une économie exportatrice nette de pétrole (ou de gaz). C'est le problème des économies de rente pour des pays où le pétrole constitue la principale voire la seule richesse. C'est la théorie dite du Dutch Disease pour les pays industrialisés qui ont à faire face à un processus de dé-industrialisation suite à un boom pétrolier (ou gazier) qui renchérit le coût de la main-d'oeuvre dans le secteur industriel et opère des transferts de facteurs de production préjudiciables à la compétitivité de ces activités industrielles traditionnelles (cf. CORDEN et NEARY 1982).

II - Les débats liés à la tarification optimale de l'énergie

Trois domaines privilégiés ont fait l'objet de l'attention des économistes durant la période :

- le juste prix d'une ressource épuisable
- la tarification optimale d'un monopole concessionnaire de service public en situation de rendements décroissants et/ou croissants
- la tarification optimale des charges d'accès lorsque l'ATR est autorisé dans une industrie de réseau sur le segment de son activité demeuré en situation de monopole naturel.

§1 - Le juste prix d'une ressource épuisable

Le débat n'est pas nouveau. Il s'était posé avec force dans les années 30, aux États-Unis notamment à une époque où les réserves de pétrole brut semblaient devoir s'épuiser rapidement. Les travaux de H. HOTELLING (1931) avaient alors apporté une réponse à la question de savoir comment doit évoluer, en longue période, le prix d'une ressource épuisable. Ces travaux ont donné lieu à d'amples développements après le premier choc pétrolier fin 1973. L'augmentation sensible du prix du brut et le progrès technique ont ensuite permis d'accroître fortement les réserves prouvées (c'est-à-dire les réserves techniquement exploitables et économiquement rentables) et les travaux sur ce thème ont largement diminué au fur et à mesure que l'échéance de cet épuisement semblait s'éloigner.

Un stock de ressources en terre épuisables et qui bénéficie d'une rente de rareté constitue un actif dont le rendement est égal au gain de capital que procure l'augmentation de sa valeur au cours du temps. Tout ce que peut faire le propriétaire c'est de repousser l'extraction, donc substituer des ventes futures à des ventes immédiates, ou d'accélérer l'extraction, ce qui revient à substituer des ventes immédiates à des ventes futures. En présence de marchés à termes complets, le taux de croissance de la valeur unitaire du stock est donc égal au taux de rendement de tout autre actif, en particulier au taux d'intérêt pris comme taux de préférence sociale. Le prix de marché de la ressource extraite doit tenir compte non seulement du coût marginal d'extraction, mais aussi du

coût d'option que constitue cette valeur en terre sacrifiée. C'est conforme à la théorie de H. HOTELLING qui conduit à deux conclusions essentielles :

- il existe, dans le cas d'une ressource dont la quantité est physiquement limitée, une différence entre la recette marginale et le coût marginal. C'est l'expression d'une rente de rareté qui recouvre en fait un coût d'usage

- le profit marginal du propriétaire de la ressource non renouvelable doit croître au cours du temps au rythme du taux d'intérêt pris comme taux d'actualisation.

On en déduit dès lors le sentier optimal d'évolution d'une ressource épuisable suivant la structure du marché :

- en situation de concurrence pure et parfaite le prix net (des coûts d'extraction) doit croître au rythme du taux d'actualisation. A titre d'exemple si le prix du marché est de 20 \$ le baril, le coût marginal d'extraction de 12 \$, le taux d'intérêt de 8% , alors le prix net soit 8 \$ le baril doit croître de 8% et atteindre 8,64 \$ l'année suivante ce qui, ceteris paribus, donnera un prix de 20,64 \$ sur le marché, soit une hausse de 3,2% pour le consommateur...

- en situation de monopole la recette marginale nette (les coûts d'extraction) doit croître au rythme du taux d'actualisation. Le prix d'équilibre diffère du prix de concurrence par la prise en compte d'une rente de monopole qui est positive, dès lors que l'élasticité-prix de la demande est, en valeur absolue, supérieure à l'unité. Il est de l'intérêt du monopoleur de fixer dès le départ un prix plus élevé et d'accroître ensuite ce prix dans une proportion inférieure au taux d'intérêt du marché. De ce point de vue le monopole est "l'ami de la conservation des ressources".

La théorie de HOTELLING constitue une vision normative de gestion intertemporelle de ressources non renouvelables fondée sur des hypothèses très restrictives : information parfaite, rationalité des agents, marchés financiers parfaits etc... Certains économistes (M. ADELMAN 1980, 1986, H. HOUTHAKKER 1983) considèrent que l'approche en termes de ressources épuisables n'est pas pertinente et qu'en conséquence le prix réel du pétrole est tendanciellement aligné sur son coût marginal en développement. De nombreuses études économétriques s'efforcent de vérifier cette thèse (cf. PINDYCK 1999). D'autres auteurs s'efforcent de lever certaines hypothèses restrictives en montrant que le progrès technique, notamment, permet de dynamiser l'approche hotellinienne. Ainsi grâce à l'activité d'exploration-production, sensible au prix directeur de l'énergie, aux incitations financières ou fiscales et à l'effort d'innovation via la recherche-développement, on peut 1) accroître le volume des réserves prouvées 2) produire de l'information sur les réserves probables ou possibles 3) réduire les coûts d'accès au brut (cf. POUDOU 1997). Les progrès récents de la technologie pétrolière (sismique en trois dimensions, forage horizontal etc....) semblent donner raison aux "optimistes" qui contestent les approches trop "pessimistes" de ceux qui raisonnent sur l'hypothèse d'un épuisement rapide des hydrocarbures. "Si les réserves de pétrole conventionnel peuvent effectivement apparaître comme limitées à moyen terme, ce n'est pas le cas des réserves de pétrole non conventionnel (huiles extra lourdes, sables asphaltiques, schistes bitumineux).

Mais surtout les progrès techniques permettent régulièrement de repousser la frontière entre conventionnel et non conventionnel... En schématisant il n'y a pas limitation des ressources en hydrocarbures, mais il y a et il y aura nécessité de faire appel à des techniques plus complexes au fur et à mesure de l'épuisement des ressources à faibles coûts de revient" (D. BABUSIAUX 1999). A cela s'ajoute le fait que l'hypothèse d'un coût marginal à long terme croissant pour l'accès au brut n'est pas toujours vérifiée et là encore le progrès technique permet d'abaisser sensiblement les coûts.

La thèse de HOTELLING donne également une vision simplificatrice de la structure des marchés. A côté de la concurrence pure et parfaite et du monopole pur (privé ou public) des apports théoriques ont permis d'introduire d'autres configurations plus réalistes : des structures oligopolistiques (avec common pool ou avec droits de propriété bien définis) et des équilibres de type STACKELBERG (avec existence d'un cartel "leader" et d'une frange concurrentielle "follower") (M. HOEL 1983, R. SCHMALENSEE 1980, R. GILBERT 1978, A. ULPH et alii 1992). Mais pour certains économistes la sophistication des structures de marchés ne suffit pas à expliquer les fluctuations des prix du brut. A côté des "fondamentaux" du marché, qui ressortissent du domaine de l'économie, il faut en effet introduire la dimension "politique" des comportements. Le pétrole n'est pas une commodity au sens commun, c'est un produit stratégique qui obéit aussi, voire avant tout diront certains, à des considérations extraéconomiques. Il faut donc tenir compte des variables "politiques" qui interfèrent plus ou moins selon les périodes avec les données technico-économiques (cf. A. AYOUB 1998).

La modélisation des prix du brut et des produits pétroliers a également profité du développement des marchés financiers ("futures"). Les techniques économétriques (comme la cointégration) permettent de voir quels sont les marchés directeurs, dans quelle mesure le marché spot dirige le marché à terme et est dirigé par lui. On peut considérer que les prix à terme apportent une information supplémentaire sur le marché au comptant. A l'aide de tests de causalité au sens de GRANGER on peut montrer, ce que font de nombreux travaux, que le passé des prix à terme a une influence sur le présent du prix spot. De fait les marchés à terme auraient plutôt un effet stabilisateur (et non déstabilisateur) sur les fluctuations à court terme. Mais il ne faut pas sous-estimer les ruptures, les asymétries entre variables corrélées et la modélisation prospective des prix du pétrole se doit d'intégrer les stratégies industrielles et financières des acteurs présents sur le marché autant que les contraintes politiques susceptibles de perturber ces marchés (cf. théorie du chaos).

Il est à noter que depuis près de cinquante ans le prix du pétrole est le prix directeur de l'énergie (ne serait-ce que parce que le pétrole demeure la première source primaire et satisfait de nombreux usages captifs) et que les travaux sur les prix du gaz ou sur ceux du charbon y font une référence obligée. Mais on trouve aussi une littérature abondante sur la façon dont ce prix international du pétrole (et des produits pétroliers qui en découlent) doit être répercuté sur l'utilisateur final, sur les effets pervers liés aux rentes pétrolières pour les économies exportatrices (on retrouve la théorie du Dutch Disease) ou à ceux liés aux subventions accordées à l'énergie dans certaines économies

importatrices. La préoccupation de l'équité a été aussi à l'origine de nombreux travaux : équité intergénérationnelle si l'on parle du prix du brut dans une perspective dynamique, équité intragénérationnelle si l'on se préoccupe des prix rendus utilisateur final. Les subventions croisées entre consommateurs ou entre le consommateur et le contribuable ne sont-elles pas légitimes dans certains cas, lorsqu'il s'agit par exemple de favoriser certains usages ou d'en pénaliser certains autres (ne serait-ce qu'en raison des externalités négatives qu'ils induisent, au niveau de la pollution par exemple) ?

§2 - La tarification optimale des entreprises concessionnaires de service public

La vague de nationalisations qui, après la seconde guerre mondiale a concerné en priorité les industries de réseaux (l'électricité, le gaz), a conduit très vite à s'interroger sur ce que doit être le comportement d'une entreprise publique intégrée en charge de la production, du transport et de la distribution. Les services publics sont en France d'autant plus publics qu'ils sont le plus souvent assurés par des entreprises publiques bénéficiant d'un statut particulier, celui d'EPIC (établissements publics à caractère industriel et commercial). Quel doit être en particulier le système tarifaire à adopter pour l'usager final ? Les "juristes" ont rappelé les grands principes du droit administratif : égalité de traitement des usagers, continuité et adaptabilité du service public. A ce titre une tarification au coût moyen impliquant tout à la fois une péréquation temporelle et une péréquation spatiale des tarifs doit être mise en oeuvre. Les "économistes" s'appuyant sur la théorie de l'optimum de PARETO justifiaient une tarification au coût marginal, ce qui implique une déperquation temporelle et spatiale des tarifs. Le surplus collectif (bien être social) est maximisé lorsque l'usager paie un prix correspondant au coût supplémentaire (coûts fixes anticipés et coûts variables) supporté par l'entreprise du fait de la présence de cet usager sur le réseau. Un tel système justifie des tarifs plus élevés aux heures de pointe (lorsqu'il y a encombrement) et des tarifs plus élevés dans les zones isolées (là où les coûts de raccordement sont plus forts en raison de la faiblesse des rendements d'échelle). Cette discrimination tarifaire n'est pas incompatible avec le principe de l'égalité de traitement des usagers : tous les usagers placés dans les mêmes conditions paient un prix identique ; a contrario les usagers placés dans des conditions (temporelles et spatiales) différentes doivent payer un prix différent. Cette tarification au coût marginal dit en développement a été progressivement adoptée par EDF, d'abord en 1956 avec le tarif vert réservé aux industriels, puis en 1965 avec le "compteur bleu" destiné au secteur domestique. Depuis la différenciation horosaisonnaire des tarifs a été accentuée (cf. tarif TEMPO) et la mise en place d'un tarif EJP (effacement jours de pointe) a créé une incitation supplémentaire pour les usagers à s'effacer aux heures de pointe, en contrepartie d'avantages financiers le reste du temps. Il importe de bien comprendre qu'une telle tarification fondée sur "le principe de vérité des prix" présente un double avantage :

- en écrêtant les "pointes" (et en comblant partiellement les "creux") elle permet de faire des économies de capital et de mieux utiliser l'équipement disponible ;

- elle constitue une base de référence pour l'autorité de tutelle. A chaque fois que celle-ci impose à l'entreprise des changements tarifaires qui éloignent de cette référence (refus d'aligner les tarifs sur les coûts, avantages accordés à certains usagers au nom de la solidarité nationale ou de l'aménagement du territoire) il y a "subventions croisées" entre les clients ou entre le client et le contribuable et c'est un choix politique dont les conséquences doivent être clairement perçues par les autorités tutélaires.

De ce point de vue la théorie économique de l'optimum a été un allié important de l'entreprise publique et les conclusions du rapport NORA en 1967 visant à généraliser la vérité des prix aux entreprises publiques en charge de missions de service public n'ont fait que conforter les dirigeants d'EDF dans leur choix.

Si la tarification au coût marginal ne pose pas de difficulté majeure lorsque l'activité se déroule en phase de coûts marginaux croissants (au niveau de la production d'électricité par exemple) il en va différemment lorsque l'on intègre les coûts du transport et ceux de la distribution. A ce niveau l'entreprise fonctionne en rendements croissants (coûts décroissants) de sorte que toute tarification au coût marginal est génératrice de pertes (puisque le coût marginal est alors inférieur au coût moyen). La théorie du "monopole naturel" nous enseigne alors qu'il existe plusieurs possibilités, lorsqu'il s'agit d'un monopole multiproduits (ou ayant à faire face à plusieurs types de demande) contraint par sa tutelle (un monopole non contraint tendrait à rechercher le profit maximum donc à respecter l'égalité entre recette marginale et coût marginal ce qui minimise le surplus collectif).

La première possibilité c'est de maintenir le principe d'une tarification au coût marginal. C'est une solution dite de "premier rang" (first best), qui implique que l'autorité concédante (l'Etat ou la commune selon les cas) prenne à sa charge le financement des coûts fixes c'est-à-dire du réseau de transport-distribution (théorème du rendement social de M. ALLAIS).

La deuxième possibilité consiste à opter pour un optimum de "second rang" (second best) et à retenir par exemple une tarification du type RAMSEY-BOITEUX. L'objectif est de maintenir une structure marginaliste des tarifs tout en assurant l'équilibre budgétaire de l'entreprise (cas où la tutelle refuse de subventionner le monopole public ou le monopole privé concessionnaire de service public). Le principe est que le prix payé par l'utilisateur doit s'écarter de son coût marginal de façon inversement proportionnelle à l'élasticité-prix du bien considéré. On récupère ainsi les coûts fixes en priorité sur les usagers captifs. Le fait que les segments de clientèle les plus captifs subissent les plus fortes marges entre prix et coût marginal s'explique par le souhait de s'écarter le moins possible de l'allocation optimale de premier rang tout en préservant l'équilibre financier de la firme. Il importe dès lors de ne pas trop distordre le signal tarifaire adressé aux usagers, surtout les plus mobiles potentiellement. Pénaliser les usagers captifs est efficace en termes de surplus collectif même si cela se discute du point de vue de l'équité. Le théorème de la

"main invisible faible" mais en évidence en 1977 par BAUMOL, BAILEY et WILLIG démontre toutefois que, sous certaines conditions, les prix RAMSEY-BOITEUX sont équitables au sens où ils ne produisent pas de subventions croisées (logique de prix soutenables exempts de subventions croisées). Certes d'autres solutions ont été proposées pour concilier efficacité et équité (cf. prix de FELDSTEIN ou de SHAPLEY). La tarification RAMSEY-BOITEUX suppose néanmoins que l'entreprise sache segmenter ses clients en fonction de l'élasticité-prix de la demande. Une telle segmentation peut s'avérer coûteuse en termes d'études de marché. C'est pourquoi le recours à une tarification non linéaire binôme est souvent préféré.

La troisième possibilité (tarification non linéaire binôme) permet de connaître ex post la disposition à payer des clients sans les différencier a priori. La charge de la discrimination est en quelque sorte "sous-traitée aux usagers qui se positionnent aux divers niveaux du barème" (N. CURIEN) en choisissant eux-mêmes les options qu'ils préfèrent. Le tarif est de la forme

$$T = E + p q$$

où E représente une prime fixe indépendante des quantités consommées q et où p représente le prix unitaire du bien. WILLIG a montré en 1978 que le tarif optionnel non linéaire est préférable, au sens de PARETO, à un tarif linéaire du type RAMSEY. Les prix non linéaires optimaux de premier rang ont été proposés dès 1946 par COASE. Ils permettent d'équilibrer le budget de l'entreprise grâce au recouvrement des primes fixes et de faire bénéficier les usagers d'une tarification au coût marginal. Le tarif non uniforme se décompose dès lors en deux éléments 1) un prix unitaire p égal au coût marginal de mise à disposition du bien 2) une partie fixe E qui permet de couvrir les coûts fixes de l'infrastructure et telle que $E = F/n$ où F représente les coûts fixes et n le nombre d'usagers. Cela revient donc à répartir les coûts d'infrastructure de façon uniforme entre tous les usagers. Il faut noter toutefois que la disponibilité à payer de chaque usager doit être supérieure à la charge fixe F/n pour que l'allocation optimale des ressources soit atteinte. Dans le cas contraire certains clients seraient abusivement exclus de l'accès au réseau. En pratique on se contente souvent d'une tarification de second rang du type 'tarification par blocs' (au sens de WILLIG). Des tranches de consommation sont prédéfinies et la facture payée par l'usager est une fonction affinée du prix dans chaque tranche, de la forme

$$T_1(q) = E_1 + p_1 q_1 \quad \text{si } q \leq q_1$$

$$T_2(q) = E_2 + p_1 q_1 + p_2 (q - q_1) \quad \text{si } q_1 < q \leq q_2$$

$$T_3(q) = E_3 + p_1 q_1 + p_2 (q_2 - q_1) + p_3 (q - q_2) \quad \text{si } q_2 \leq q$$

$$\text{avec } E_1 < E_2 < E_3 \text{ et } p_1 > p_2 > p_3$$

Avec un tarif courte utilisation (de la puissance souscrite) la prime fixe est faible mais le prix unitaire du kwh est relativement élevé (les tranches de consommation les plus basses étant généralement situées aux heures de pointe). Avec le tarif très longue utilisation (de la puissance souscrite) la prime fixe est élevée mais le prix des tranches les plus élevées est relativement faible (la demande, alors volatile, se situant relativement plus aux heures creuses).

Une quatrième possibilité consiste à faire payer à chaque usager le coût (variable) imputable à sa demande (logique de coût marginal à court terme) et à y ajouter une fraction des coûts fixes communs à tous les usagers. C'est le principe de la tarification "au coût complet" (Fully Distributed Cost Pricing). L'imputation des coûts communs (fixes) peut se faire de différentes façons : proportionnellement à la quantité consommée, proportionnellement aux recettes variables récupérées ou proportionnellement aux coûts imputables à chaque consommateur. En fait BRAEUTIGAM a montré en 1980 que cette méthode simple donne un bien-être collectif inférieur à celui obtenu avec une tarification RAMSEY-BOITEUX. Cette méthode FDC a néanmoins le mérite de la simplicité et est relativement équitable puisque chacun participe au financement des coûts communs au prorata d'un critère objectif. Notons que la distinction coûts variables - coûts fixes ne coïncide pas nécessairement avec la distinction coûts imputables - coûts communs même si les deux approches ont tendance à se recouvrir.

La tarification binôme par tranches demeure en pratique la tarification la plus utilisée par les industries de réseau soumises au respect de l'équilibre budgétaire. C'est le cas d'EDF et, de façon plus simple, de GDF (mais on trouve ce type de tarifs également dans les télécoms).

§3 - La tarification des charges d'accès au réseau en cas d'ATR

La déréglementation des industries de réseau (préoccupation apparue dans les années 80) qui a pour objectif de ne laisser subsister que des monopoles naturels et d'ouvrir en conséquence à la concurrence les autres activités (la production d'électricité ou la commercialisation des kwh par exemple) oblige à se préoccuper de l'accès des tiers au réseau. Un régulateur doit donc veiller à ce que le gestionnaire du réseau de transport-distribution

n'abuse pas de sa position dominante et ouvre l'accès à ce réseau à tous ceux (producteurs ou consommateurs finals) qui en font la demande et ce dans des conditions à la fois transparentes et non discriminatoires. Cette vigilance est accrue lorsque le gestionnaire du réseau est lui-même l'opérateur historique (monopole antérieurement intégré et qui conserve l'essentiel de la production et de la commercialisation). D'où la nécessité de mettre en place une tarification à la fois efficace et équitable pour cet accès au réseau.

Le principe général est que le tarif ATR doit être compris entre le coût incrémental moyen et le coût de fourniture isolée (Règle dite de FAULHABER-SHARKEY). Le coût de fourniture isolée (Stand Alone Cost) d'un service quelconque représente ce qu'il en coûterait à un nouvel entrant utilisant la même technologie que l'opérateur historique (gestionnaire du réseau existant) s'il devait seul fournir ce service en construisant un nouveau réseau. Il y aurait dès lors processus de "contournement" (ou bypass) de l'opérateur historique, ce qui collectivement serait infra optimal. Le coût incrémental moyen représente le coût supplémentaire (coûts variables mais aussi participation aux coûts fixes) que l'opérateur historique doit supporter pour ouvrir son réseau à ce nouvel entrant. Le coût incrémental moyen est bien sûr inférieur au coût de fourniture isolée mais la plage des valeurs qui les sépare est large de sorte que le choix d'un tarif n'est pas chose aisée. La charge d'accès au réseau ne doit pas être trop élevée pour ne pas constituer une barrière à l'entrée (et conforter ainsi l'opérateur historique dans sa position dominante) et inciter au bypass ; elle ne doit pas non plus être trop faible pour éviter l'entrée d'opérateurs inefficaces. Plusieurs solutions sont proposées et certaines sont testées depuis une dizaine d'années dans les pays où l'ATR a été introduit (Angleterre, certains États des États-Unis, Australie, Nouvelle Zélande, surtout pour le gaz).

Le premier système est celui d'une tarification "cost plus" au coût du service et au taux de rendement du capital investi. Le régulateur (ou l'autorité de tutelle de l'opérateur historique en charge du réseau) évalue les coûts de fonctionnement du réseau et l'importance du capital investi. A partir de là le régulateur détermine le niveau des recettes qui permet au gestionnaire du réseau de couvrir ses coûts et d'obtenir, en sus, une rémunération juste et raisonnable du capital investi. Le tarif est fixé pour une certaine période réglementaire (4 ou 5 ans) et au terme de la période un audit sur les coûts est à nouveau effectué. La tutelle procède alors à un ajustement des tarifs. Ce système soulève plusieurs difficultés : il faut être en mesure d'estimer les coûts mais surtout la valeur des infrastructures (capital investi). Il y a de ce fait une asymétrie informationnelle entre le régulateur et le régulé (qui connaît ses coûts mais est incité à les surestimer). Il n'y a surtout aucune incitation pour le régulé à réduire ses coûts puisque dans tous les cas il est assuré de les récupérer via le tarif réglementé. De plus ce système encourage l'opérateur à faire du surinvestissement (effet AVERCH-JOHNSON) puisque plus le capital investi est élevé plus les recettes s'accroissent...

Pour inciter l'opérateur à l'effort le régulateur peut opter pour une tarification "price-cap" (système de plafonnement des charges d'accès). Ce price-cap dépend du taux d'inflation et du taux anticipé de progrès technique réalisable sur la période. Le tarif est de la forme RPI-X où RPI (retail price

index) est l'indice du coût de la vie et X un facteur d'efficacité qui devrait permettre au régulé de faire des gains d'efficacité sur la période considérée. Si $X > RPI$ le plafond de prix doit baisser au cours du temps. L'opérateur est libre de fixer un tarif inférieur à $RPI - X$ mais en aucun cas il ne doit dépasser le plafond. Si les gains de productivité observés sont supérieurs aux gains attendus par le régulateur l'opérateur conserve une rente de monopole d'où une incitation forte à être efficace et à diminuer les coûts. La difficulté principale réside dans le choix des valeurs de la formule au début de la période car une asymétrie informationnelle subsiste entre le régulateur et le régulé, au profit de ce dernier. Certes le régulateur peut s'appuyer sur des comparaisons internationales (logique d'une yardstick competition) mais en cas d'erreur, à la hausse comme à la baisse, ce sont soit les actionnaires soit les usagers qui en font les frais.

Un moyen de concilier les avantages des deux formules précédentes est de proposer un système tarifaire fondé sur le "price-cap hybride" (logique de profit sharing et de sliding scale ou échelle mobile). Le régulateur autorise l'opérateur gestionnaire du réseau à conserver les profits réalisés sous la logique d'un price cap aussi longtemps que le taux de rendement du capital investi reste inférieur à une certaine limite. Au-delà de cette limite le profit "excédentaire" est partagé entre l'opérateur (donc les actionnaires) et les usagers.

Un quatrième système consiste à opter pour une tarification RAMSEY-BOITEUX appliquée aux charges d'accès (cf. LAFFONT-TIROLE 1994). cela revient in fine à fixer le niveau de la charge d'accès en fonction de l'élasticité-prix de la demande, tout en tenant compte au départ des coûts marginaux. En pratique l'accès au réseau sera coûteux lorsque l'élasticité-prix est faible et/ou lorsque le contournement du réseau en place (appelé "essential facility") est trop coûteux pour un nouvel entrant. Si le bypass est facile et/ou l'élasticité-prix élevée en valeur absolue, la charge d'accès sera plus faible.

Un cinquième système possible est celui de l'ECPR (Efficient Component Pricing Rule). Ce système de tarification a été proposé en 1995 par BAUMOL et SIDAK. Ce système ne se conçoit que si le gestionnaire du réseau demeure lui-même le principal fournisseur du réseau. La charge d'accès optimale est la somme du coût incrémental moyen et du coût d'opportunité subi par l'opérateur historique. Le coût incrémental moyen est le coût additionnel subi par l'opérateur historique du fait de l'usage du réseau par un concurrent. Le coût d'opportunité est la perte de recette que l'opérateur historique subit du fait du détournement d'une partie de la demande par un concurrent qui néanmoins emprunte son réseau. Cette règle satisfait à deux principes essentiels : le principe d'efficacité et le principe d'indifférence. Le principe d'efficacité implique que tout entrant potentiel n'entre sur le marché que si cela est profitable pour lui, c'est-à-dire s'il est en mesure d'être plus efficace que l'opérateur historique. Le principe d'indifférence signifie que l'opérateur historique, gestionnaire du réseau, est maintenant indifférent à l'entrée ou non d'un concurrent sur le réseau : il ne cherchera pas à bloquer l'entrée puisque quelle que soit la situation il percevra la même rémunération. Ce système, intellectuellement séduisant, souffre néanmoins d'un certain nombre

d'inconvénients. D'abord il permet au monopole en place de conserver sa rente lorsqu'elle existe puisque l'entrée de concurrents ne modifie pas le niveau de son profit. C'est collectivement discutable. Ensuite l'ECPR peut être un moyen d'exclure un entrant potentiel lorsque l'opérateur historique, gestionnaire du réseau mais lui-même principal fournisseur, est en mesure de faire supporter au réseau une partie des coûts imputables à son activité concurrentielle sans que le régulateur ne puisse le contester (du fait des asymétries informationnelles sur la chaîne des coûts). L'opérateur historique peut ainsi justifier des charges d'accès plus élevées que la réalité et cela pénalise les entrants potentiels qui sont aussi ses concurrents sur les activités non réglementées (cf. ECONOMIDES et WHITE 1995). Enfin la principale critique formulée à l'encontre de l'ECPR concerne le calcul du coût d'opportunité. Doit-on par exemple considérer que toute demande adressée à un nouvel entrant est une demande qui s'adressait à l'opérateur historique ? Cela est faux lorsque cette demande est par exemple la conséquence d'une politique commerciale agressive menée par un nouvel entrant qui attire sur le réseau des clients qui, autrement, ne seraient pas venus. En d'autres termes l'opérateur historique n'a pas été évincé et il n'y a aucune raison de lui verser une compensation financière.

Ce problème de la tarification optimale de l'accès au réseau constitue aujourd'hui une préoccupation majeure des industries de réseau en Europe (gaz, électricité). Avant même d'attendre le vote définitif de la loi de transposition de la Directive Européenne sur l'ouverture de l'industrie électrique, EDF a publié en 1999 un tarif transitoire pour les opérateurs qui souhaitent utiliser son réseau de transport et qui, aux termes de la Directive, sont éligibles. A terme nul doute que la tarification devra être harmonisée au niveau européen, tant pour le gaz que pour l'électricité. Dans ce dernier cas on s'achemine pour l'instant vers un tarif du type "timbre-poste" c'est-à-dire un forfait indépendant de la distance, mais fonction de la puissance transitée et de la période à laquelle se fait l'accès au réseau (tarif de type binôme). D'autres questions théoriques vont se poser au fur et à mesure que l'accès aux réseaux interconnectés va s'amplifier. Le régulateur européen devra tout à la fois éviter les abus de position dominante par les gestionnaires de réseau les plus incontournables (via des stratégies d'exclusion grâce à des charges d'accès trop élevées ou des stratégies de prédation pour inciter certains concurrents à quitter le réseau) et éviter les collusions tacites entre opérateurs en charge des interconnexions.

III - Les débats sur l'organisation optimale d'une industrie de réseau

Une industrie de réseau est une activité organisée sur une infrastructure lourde c'est-à-dire pour laquelle le montant des coûts fixes est relativement élevé par rapport aux coûts variables. C'est le cas avec le transport et la distribution du gaz et de l'électricité. Ce réseau a souvent le caractère d'un "monopole naturel" car sa duplication aurait un coût exorbitant. L'existence de rendements d'échelle croissants justifie la présence d'une seule entreprise (la fonction de coût est dite sous-additive). Les activités de réseau sont

généralement génératrices d'externalités de demande ("effets de club" positifs du fait des interconnexions) et d'externalités d'offre (l'accroissement du nombre d'abonnés justifie alors la diversification des services rendus sur le réseau). Les industries de réseau sont le plus souvent attributaires de missions de service public (on parle "d'essential facilities"). Il s'agit de services dont la consommation est divisible (à la différence de celle des biens collectifs purs) mais leur caractère essentiel et une certaine défaillance du marché pour permettre à tous d'y accéder rendant nécessaire l'intervention de la puissance publique (l'État ou la collectivité locale). L'existence de missions de service public impose dès lors la présence d'un régulateur. C'est le régulateur qui veille au respect du cahier des charges, lequel prévoit les droits et obligations du concessionnaire et s'assure qu'il y a un traitement équitable des divers usagers. Le rôle du régulateur est triple :

- protéger l'investisseur contre une concurrence destructrice. Cela revient à accorder des "droits exclusifs" au concessionnaire du service public et à éviter ce faisant que des prédateurs potentiels ne viennent écrémer les segments les plus rentables de l'activité
- protéger l'utilisateur contre les abus de position dominante du concessionnaire (tout monopole ayant tendance "naturellement" à abuser de sa position dominante)
- sauvegarder l'intérêt collectif, lequel exige de prendre en considération des préoccupations comme l'indépendance nationale, l'aménagement du territoire, la redistribution des revenus, la sauvegarde de l'environnement ou celle de l'emploi...

Les services publics peuvent être exploités selon divers modes de gestion, publique ou privée. En France la loi Le Chapelier (1791) sur la liberté du commerce et de l'industrie n'autorisait pas les collectivités locales à développer des activités marchandes. Ces collectivités locales ont donc dû faire appel au secteur privé, dans le cadre de la "permission de voirie" ou de la "concession de service public" dès lors qu'elles ont souhaité développer l'éclairage public à partir du gaz manufacturé puis de l'électricité. Les communes sont néanmoins parvenues à faire reconnaître par le Conseil d'État en 1900 la légalité de la création de services publics municipaux. Une loi de 1906 a entériné la coexistence des deux systèmes (initiative privée, intervention municipale directe). Mais l'affaiblissement du pouvoir concédant des communes a ensuite été la conséquence de l'intervention croissante de l'État pour des raisons la fois techniques et économiques (uniformisation des normes, difficultés financières). Ce processus "d'étatisation" a connu son apogée en France (et en Europe) avec les lois de nationalisation de 1946 créant EDF et GDF. Des entreprises publiques bénéficiant d'un statut particulier (celui d'EPiC) sont ainsi devenues concessionnaires de service public. Mais ce mode de gestion est loin d'être la règle partout et l'on trouve encore beaucoup de pays dans lesquels la gestion des services publics du gaz et de l'électricité est assurée par des entreprises privées. L'existence d'entreprises intégrées en situation de monopole, surtout lorsqu'elles sont publiques, a été fortement remise en question dans les années 80. La théorie des coûts de transactions et celle des marchés contestables ont fortement contribué à justifier le processus de

"dérégulation" des industries de réseau. Elles ne répondent pas toutefois à toutes les interrogations qui subsistent aujourd'hui en matière d'organisation optimale de ces activités, dans un souci à la fois d'efficience et d'équité.

§1 - La théorie des coûts de transaction

Pour COASE (1937) la firme est un mode d'organisation de l'activité économique qui permet d'économiser des coûts de marché. WILLIAMSON (1975) a prolongé cette thèse et, dans le cadre du courant néo-institutionnalisme, il a montré que les firmes ont tantôt intérêt à internaliser tantôt intérêt à externaliser leurs transactions. Ainsi l'organisation hiérarchique (intégration verticale) est parfois préférable au marché ; les coûts de marché sont en revanche parfois inférieurs aux coûts d'organisation interne (la dé-intégration ou l'externalisation des activités sont alors préférables). L'un des coûts principaux auxquels toute firme doit faire face est le coût de recherche de l'information. Il faut aussi tenir compte des coûts contractuels, de l'incertitude, de la rationalité limitée et de l'opportunisme des agents, des coûts de contrôle. Ainsi il existe une taille optimale de la firme (l'organisation interne a le même coût que le marché) et des formes d'organisation interne plus efficaces que d'autres selon les industries. En particulier l'intégration verticale s'explique souvent par la "spécificité" des actifs de la firme. Un actif est dit "spécifique" s'il ne peut pas être redéployé sans perte de valeur productive en cas d'interruption d'une relation contractuelle. Cela correspond souvent à des coûts fixes irrécupérables (sunk costs) mais il y a aussi des coûts humains. En présence d'actifs spécifiques, la forme de la transaction doit donc être différente d'une transaction classique à "contrat fugitif" sur le marché. Les relations doivent être durables pour que les investissements soient mieux protégés contre les risques d'opportunisme des agents. L'intégration verticale comme mode organisationnel des firmes ne s'explique pas seulement par l'existence d'une fonction de coûts sous-additive ; elle est beaucoup plus générale. L'intégration verticale des industries électriques et gazières se justifie historiquement largement par cette "spécificité" des actifs. Cette intégration permet d'économiser des coûts de transaction (par rapport à une coordination par le marché) grâce à une meilleure utilisation de l'effet "économies d'échelle" et à la mise en oeuvre de relations contractuelles plus efficaces et moins coûteuses en information. Cette intégration verticale est toutefois discutable dès lors que la spécificité de l'actif décroît ou disparaît et l'organisation de l'industrie doit s'orienter vers des structures d'échange plus concurrentielles (quitte à passer par des formes transactionnelles "intermédiaires" durant la phase de transition). La spécificité de l'actif peut demeurer forte dans l'amont et s'atténuer dans l'aval de l'activité, ou l'inverse. Le transport du gaz par gazoducs revêt une spécificité relativement élevée, au même titre que le transport haute tension de l'électricité. Le progrès technique a en revanche fortement atténué la spécificité des actifs dans l'amont de l'industrie électrique (cas des centrales à gaz à cycles combinés pour lesquelles les rendements d'échelle sont sensiblement inférieurs à ceux des équipements classiques). La diminution de la spécificité des actifs résulte aussi,

dans le cas du gaz naturel par exemple, de l'interconnexion croissante des réseaux. Les contrats à long terme du type "take or pay" se justifient moins et le recours à un marché spot (avec couverture des risques sur un marché à terme) devient possible. Le progrès technique, mais aussi le développement de certains marchés parvenus à maturité, multiplient les zones potentielles de concurrence. La production d'électricité ne constitue donc pas un monopole naturel et il n'y a pas lieu d'y maintenir des "droits exclusifs". Grâce aux interconnexions physiques croissantes, les relations contractuelles via le marché peuvent augmenter et il n'y a plus de raison de favoriser systématiquement l'intégration verticale entre l'activité de production, celle du transport et celle de la distribution. Telle est la thèse qu'invoque aujourd'hui l'École Libérale pour justifier l'ouverture à la concurrence de certaines activités de réseaux.

§2 - La théorie des marchés contestables

Cette théorie vient conforter la précédente dans la nécessité de réintroduire plus de compétition dans les industries de réseau. Cette théorie est apparue à la fin des années 70 et est due à trois auteurs principaux : W. BAUMOL, J. PANZAR et R. WILLIG (cf. Ouvrage de 1982). Un marché est dit "contestable" (ou "disputable") lorsque l'entrée et la sortie sur ce marché s'effectuent sans coût c'est-à-dire sans "barrières à l'entrée" et sans "barrières à la sortie" c'est-à-dire sans coûts irrécupérables. Les firmes déjà installées ne bénéficient d'aucun avantage sur les entrants potentiels et le retrait d'une firme ne doit lui occasionner aucun coût irréversible. Les coûts irrécupérables (sunk costs) ne concernent pas seulement les infrastructures (coûts fixes), difficiles à revendre, mais aussi les coûts liés à la formation, au savoir-faire, aux brevets etc... Cette théorie affirme dès lors qu'en présence de barrières à l'entrée (attribution de droits exclusifs par exemple), la concurrence potentielle ne pourra pas influencer sur le comportement des firmes en place (insiders) et qu'en conséquence ces firmes doivent être soumises à une réglementation incitative (utilisant par exemple la menace de faire entrer de nouveaux acteurs grâce à des incitations ou à des contraintes) afin d'éviter les comportements abusifs du monopole. En revanche, lorsqu'il n'y a pas de barrières à l'entrée (notamment pas de barrières "juridiques") la concurrence potentielle suffit à réguler l'industrie et elle se substituera au régulateur. Ainsi la contestabilité s'accommode d'un nombre réduit de firmes sur le marché et il n'est pas nécessaire que s'observe une situation de concurrence pure et parfaite. Ce qui importe c'est la liberté d'entrée dans la branche, pas le nombre d'acteurs. La menace crédible d'entrée doit suffire à discipliner les entreprises en place, quand bien même elles fonctionneraient en situation d'oligopole voire de monopole. Le rôle de l'État est donc de veiller à ce qu'il n'y ait pas d'obstacles juridiques à l'entrée.

§3 - "L'ouverture des réseaux" comme solution praticable ?

La théorie des coûts de transaction comme celle des marchés contestables ont été l'occasion de raviver les critiques qui, traditionnellement, sont adressées aux monopoles publics. Ces monopoles, comme les administrations, sont menacés par les pratiques bureaucratiques, fonctionnent de façon moins efficaces que les entreprises soumises à la menace de concurrents, pratiquent le sureffectif et le surinvestissement (théorie dite des inefficiences X de H. LEIBENSTEIN). Les monopoles sont également accusés de pratiquer des "subventions croisées" entre les divers segments de la clientèle, favorisant les usagers potentiellement mobiles au détriment des usagers captifs. La présence d'une tutelle publique sur ces entreprises ne suffit pas à éviter tous ces inconvénients d'autant que la "théorie de la capture" (STIGLER) et l'existence d'asymétries informationnelles entre la tutelle et l'agent (l'entreprise) nous enseignent que ces monopoles tendent à influencer le régulateur et à faire prévaloir leur propre intérêt sous couvert de l'intérêt général.

Il faut donc restaurer la concurrence là où elle est possible, supprimer les droits exclusifs sur l'importation-exportation de gaz ou d'électricité, ouvrir progressivement la production à la compétition, et instaurer une régulation efficace sur les activités qui relèvent du seul monopole naturel c'est-à-dire du seul segment d'activité qui ne peut être ouvert à la concurrence du fait de la sous-additivité de la fonction de coût (mais il n'y a pas nécessairement de relation biunivoque entre les économies d'échelle et le monopole naturel). Sur le segment du monopole naturel (le transport et la distribution du gaz et de l'électricité) la régulation doit être efficace c'est-à-dire que la menace d'entrants virtuels doit être crédible (ne serait-ce qu'au moment de l'attribution ou du renouvellement des concessions) et il faut, de plus, que l'accès des tiers au réseau soit possible, moyennant péage juste et raisonnable. C'est là qu'intervient la théorie des incitations (LAFFONT-TIROLE) qui explique comment le régulateur peut maintenir des incitations à l'efficacité sur des segments qui ne sont pas naturellement soumis à l'aiguillon de la concurrence.

C'est la position de la Commission de Bruxelles qui, après plusieurs années de débats, a réussi à faire adopter deux directives, l'une sur l'électricité (décembre 1996), l'autre sur le gaz (décembre 1997). La première devait être transposée dans les droits nationaux avant le 19 février 1999, la seconde doit l'être avant le 10 août de l'an 2000. La position de Bruxelles est claire : les industries de réseau constituent des monopoles naturels pour le seul segment de leur activité qui correspond à la gestion de l'infrastructure. Un régulateur est ici nécessaire pour vérifier qu'il n'y a pas abus de position dominante et que les tarifs d'accès au réseau sont justifiés et non discriminatoires. Le traité de Rome ne remet pas en question la notion de service public ni l'idée d'une gestion publique de certaines activités (l'article 222 laisse aux Etats-membres le soin de se prononcer sur la propriété publique ou privée de ces activités de service public). Le Traité de Rome en revanche (dans son article 90 en particulier) conteste l'existence de monopoles qui constituent des obstacles aux échanges et à l'égalité de traitement de tous les européens face aux services publics. Tout ce qui n'est pas un monopole "naturel" doit donc

fonctionner sous le régime de la concurrence. On peut même envisager de dissocier l'activité physique qui consiste à transporter-distribuer du gaz ou de l'électricité, et qui demeure un monopole naturel, de l'activité commerciale qui consiste à vendre ou acheter des kwh ou des mètres cubes et qui, elle, peut être soumise à une concurrence praticable. En France la directive "électricité" a pour conséquence d'ouvrir la production à la compétition ; la directive "gaz" aura pour conséquence essentielle d'ouvrir le transport à la compétition (la production de gaz naturel ne constituant pas un monopole de jure aux termes de la loi de 1946). Dans tous les cas l'accès des tiers aux réseaux (ATR) deviendra la règle. C'est sur cette base d'une ouverture "minimale" qu'est impulsé en Europe le processus de "déréglementation" des entreprises en charge du secteur électrique et du secteur gazier. Le modèle de l'entreprise publique intégrée, qui était souvent la norme cède ainsi progressivement la place à un modèle "dérégulé", dé-intégré et souvent en voie de privatisation. Mais il importe de bien distinguer les trois phénomènes et d'observer que de grandes disparités organisationnelles subsistent encore en Europe. La dérégulation c'est l'ouverture à la concurrence des segments qui ne constituent pas in se des monopoles naturels. La dé-intégration c'est la séparation (au moins comptable) des activités de production, transport et distribution. La privatisation c'est l'ouverture au privé du capital de ces entreprises. Les trois phénomènes peuvent aller de pair et se renforcer mutuellement mais c'est loin d'être général (Cf. J. PERCEBOIS 1998). A terme deux schémas dominants semblent possibles selon P. JOSKOW : 1) le "portofolio manager model" ou modèle de concurrence sur le marché de gros 2) le "customer choice model" ou modèle de concurrence sur le marché de détail.

Dans le premier cas la production est ouverte à la concurrence et les producteurs peuvent vendre soit au gestionnaire du réseau de transport (directement ou via un marché du type "pool") soit directement aux gros consommateurs (dits "éligibles") et aux distributeurs, ce qui implique la mise en oeuvre d'un ATR et la possibilité de construire des lignes directes. Les distributeurs en revanche conservent leur monopole local et il n'y a pas de séparation entre l'opération physique et l'opération commerciale. C'est le distributeur qui établit et encaisse les factures pour les clients non éligibles. Dans le second cas il y a en plus possibilité pour les petits consommateurs de choisir le distributeur de leur choix, voire de négocier directement avec un producteur, ce qui implique que l'ATR est étendu en aval de l'activité. Du coup il y a séparation entre l'opération physique et l'opération commerciale et celui qui établit et encaisse la facture n'est plus nécessairement celui qui, physiquement, distribue le gaz et l'électricité. De fait il y a aujourd'hui plusieurs variantes de chacun des deux systèmes (le modèle californien, le modèle anglais, le modèle nordique...).

Ce processus d'ouverture à la compétition est aussi l'occasion de remettre sur le devant de la scène des préoccupations théoriques qui ne sont pas nouvelles : que devient la notion de service public ? Quel doit être le rôle de l'Etat ? Le marché peut-il, à lui seul, garantir l'optimalité et la cohérence des choix énergétiques pour le long terme ? Une question, elle aussi fondamentale, suscite aujourd'hui la réflexion des économistes : quelles stratégies industrielles

et financières se dessinent (ou se cachent) derrière ces mutations organisationnelles ?

§4 - Les questions en suspens

Plusieurs problèmes, qui renvoient à des débats théoriques restent aujourd'hui sans réponse, ou plus exactement suscitent encore beaucoup d'interrogations :

1) à quoi correspondent dorénavant, dans un univers dérégulé, les missions du service public ? Cette question n'a pas encore trouvé de réponse très satisfaisante car, comme le rappelle le Professeur TRUCHET (ADJA 1982) "personne n'a jamais réussi à donner du service public une définition incontestable : le législateur ne s'en est pas soucié, le juge ne l'a pas voulu, la doctrine ne l'a pas pu". Certes la notion est présente dans le Traité de Rome, les directives européennes ou les projets de loi de transposition. Mais ses contours restent flous et ils le sont parce que le contexte économique change. Ainsi comme le rappellent E. COHEN et C. HENRY (1997) "la distribution du pain a longtemps été un service public, avec des prix contrôlés par les pouvoirs publics. Aujourd'hui il paraît évident de la laisser à l'initiative privée. Pourquoi en va-t-il autrement pour le courrier, l'électricité, le téléphone ?". En pratique deux critères essentiels doivent simultanément être réunis pour que l'idée de service public soit présente : le caractère "essentiel" du service rendu (l'accès de tous, toujours et partout) et la "défaillance, même partielle, du marché" pour garantir cet accès. En d'autres termes il faut s'assurer que la concurrence introduite sur les activités de réseau ne va pas exclure certains usagers de l'accès à un service minimum (souvent qualifié d'universel) ; c'est le problème de l'accès des pauvres à ces "essential facilities". Il faut s'assurer aussi que les clients éligibles bénéficieront d'une solution de secours en cas de défaillance de leur fournisseur. Mais où est la frontière entre le service public et la "commodity" ?

2) quels sont, aujourd'hui, les contours "optimaux" du secteur public ? Une entreprise publique est une entreprise "contrôlée" par l'État mais cela recouvre des situations très différentes, qui vont du statut d'EPIC à la présence d'une minorité de blocage entre les mains de l'État dans le capital d'une société anonyme. Il faut indiscutablement bien dissocier services publics et entreprises publiques, même si en France, pour des raisons historiques, les deux notions se recouvrent souvent. Dès lors quel doit être demain le statut d'EDF et de GDF ? On sait que le statut d'EPIC s'accompagne du principe de spécialité qui impose à l'opérateur de limiter ses activités à un objet principal et à des "activités connexes ou complémentaires" (selon les termes de la jurisprudence ; le projet de loi de transposition parle d'activités ayant un lien direct ou indirect avec la mission principale). Comment concilier ce statut avec le souhait d'une diversification des activités, à un moment où les concurrents qui ne sont pas soumis à ce statut ont la possibilité de se diversifier largement ? Faut-il dès lors transformer les EPIC en sociétés anonymes et accepter d'ouvrir

leur capital au privé, à terme du moins ? Ce n'est pas une question technique car cela renvoie à une question théorique fondamentale : quel est le contours optimal du secteur public en économie ouverte ? Quelles activités relèvent in se de l'initiative privée et de l'intervention de l'Etat ? Est-il possible de répondre in abstracto à une telle question ou faut-il s'en remettre à une approche strictement empirique ?

3) quelles sont aujourd'hui les fonctions de l'Etat dans le domaine énergétique ? Cette question prolonge la précédente. L'Etat semble devoir remplir trois missions distinctes :

a) des fonctions régaliennes ; il est en charge de l'intérêt général et à ce titre il fixe les orientations générales des choix nationaux avec des préoccupations qui relèvent de la sécurité publique, de l'indépendance nationale, de l'aménagement du territoire, de l'emploi, de la redistribution des revenus et des richesses ou du respect de l'environnement.

b) des fonctions d'actionnaire ; l'Etat est propriétaire d'une partie du capital des entreprises et à ce titre se doit d'apporter des dotations en capital et de veiller aux choix stratégiques des entreprises qu'il contrôle. En retour il a droit à une juste rémunération du capital investi (grâce à des dividendes)

c) des fonctions de régulateur ; l'Etat est le garant du bon fonctionnement du marché et, pour ce qui est des industries de réseaux, il doit veiller directement ou indirectement (via une Commission dite de Régulation) à ce que les "missions" de service public, l'accès des tiers aux réseaux, l'application du droit de la concurrence soient assurés de façon satisfaisante c'est-à-dire efficace et non discriminatoire.

Ces trois missions se chevauchent parfois, elles ne se recouvrent pas. Il importe donc de bien distinguer les institutions en charge du contrôle de chacune d'elles.

4) quelles sont les stratégies d'alliances, de fusions ou d'acquisitions qui se dessinent derrière ce vaste mouvement de "dérégulation" ? L'enjeu du processus actuel d'ouverture du secteur du gaz et de l'électricité, en Europe comme en Amérique du Nord ou ailleurs, c'est la constitution de groupes industriels capables à l'échelle internationale de nouer des alliances stratégiques et de profiter des synergies entre le gaz et l'électricité. Il suffit, pour s'en convaincre, d'observer les fusions récentes au sens des compagnies pétrogazières (Exxon et Mobil, BP-Amoco-Arco, Total-Fina etc.). Il en va de même entre compagnies d'électricité et compagnies gazières (cf. Enron-Portland). La théorie des jeux avec information complète ou incomplète est ici utile pour comprendre voire anticiper les alliances en gestation. Les approches de type PORTER permettent de dresser une typologie des principaux acteurs. Les comportements à l'entrée dans la branche peuvent être analysés en utilisant les modèles de TIROLE (1984) et BULOW (1985) ou les travaux de RUBINSTEIN (1982), FUDENBERG et TIROLE (1984 et 1991). Ainsi les

entreprises ont, selon les cas, intérêt à adopter telle stratégie plutôt que telle autre pour faire face à l'entrée d'un concurrent :

- "chien méchant" : être gros (c'est-à-dire surinvestir) pour paraître agressif ;
- "gentil chiot" : être petit (sous-investir) pour paraître inoffensif ;
- "la peau et les os" : être petit pour paraître agressif ;
- "gros chat" : être gros pour paraître inoffensif..

La théorie de la négociation s'efforce également de modéliser l'issue d'une négociation visant le partage d'une rente. La principale source d'inefficacité étant l'information incomplète des agents, la théorie propose des solutions intégrant cette incomplétude (Cf. HARSANYI et SELTEN 1972). On voit aussi se développer de nombreux modèles de gestion des risques industriels et financiers permettant de mieux comprendre la stratégie des acteurs face aux diverses opportunités du marché (cf. logique des arbitrages interénergétiques à travers le "façonnage ou tolling" ou la stratégie visant pour un électricien à vendre, sur le marché spot du gaz, le combustible destiné à sa centrale...). Les stratégies de "remontée vers l'amont" ou de "descente vers l'aval" des sociétés de transport du gaz ou des compagnies d'électricité dans le cadre d'alliances plus ou moins stables et durables font également partie des analyses contemporaines axées sur la concurrence imparfaite et la théorie de la collusion implicite.

5) une politique énergétique est-elle encore nécessaire voire utile ou faut-il s'en remettre aux seuls mécanismes du marché pour assurer l'approvisionnement du pays ? C'est sans doute aujourd'hui la question la plus délicate dans un contexte où les prix du marché international sont bas et où l'aiguillon de la concurrence semble suffire à assurer efficacité et équité aux yeux de beaucoup d'auteurs. La politique énergétique peut être définie comme l'ensemble des objectifs retenus par la puissance publique pour assurer l'approvisionnement énergétique du pays dans les meilleures conditions de coût et de sécurité, et des moyens réglementaires et incitatifs mis en oeuvre pour l'obtention de ces objectifs ; objectifs et moyens étant coordonnés dans le respect des choix prioritaires fixés par la collectivité et sous la limitation des contraintes physiques, environnementales, économiques et sociales existantes. Il est évident que le marché ne peut pas à lui seul remplir cette fonction notamment parce qu'un ensemble d'optima locaux à court terme ne conduit pas à un optimum collectif de longue période. Le débat de fond sur la place respective du marché et de l'Etat se trouve donc à nouveau posé.

IV - Les débats liés à la prise en compte des externalités

On sait que l'existence d'effets externes, c'est-à-dire d'interdépendances entre fonctions-objectifs qui ne trouvent pas de compensation monétaire sur le marché, empêche la réalisation de l'optimum collectif et justifie l'intervention de l'Etat qui se doit de les internaliser. Il faut que coûts sociaux et coûts privés coïncident, y compris dans une perspective intertemporelle des choix. L'intervention publique se situe à deux niveaux complémentaires :

- donner des informations sur les coûts et avantages liés aux diverses externalités, ce qui revient à rétablir les conditions de la transparence du marché.
- utiliser divers outils (taxation, subvention, réglementation, marchés de droits) pour inciter les agents à tenir compte de ces externalités dans leurs choix et leurs comportements.

On sait aussi depuis PIGOU que la "taxe de dommage" (principe du pollueur-payeur) permet de prendre en compte ces coûts sociaux. Ainsi les taxes sur l'essence, outre leur intérêt strictement fiscal, permettent de lutter contre la pollution ou les encombrements liés à l'automobile. On peut aussi considérer que l'insécurité des approvisionnements pétroliers représente un coût pour la collectivité : la constitution de stocks de sécurité, la mise en place d'une taxe de prérupture constituent des éléments de réponse.

Mais c'est avec l'irruption des risques liés à la gestion des déchets nucléaires, au fonctionnement de certaines centrales nucléaires et à l'apparition de l'effet de serre que l'environnement a remis en question les approches traditionnelles du calcul économiques fondé sur l'analyse coûts-avantages. Le défi environnemental pose un double problème théorique : la distinction entre la gestion des risques et celle de l'incertitude, d'une part ; le choix des outils capables de se rapprocher de l'optimum social, d'autre part.

§1 - Gestion des risques ou gestion de l'incertitude ?

Avec le risque climatique ou la gestion des déchets nucléaires trois dimensions nouvelles doivent dès le départ être prises en considération :

- le caractère mondial du risque. Le problème ne se pose plus à l'échelle locale, régionale voire nationale. Il est d'emblée planétaire ;
- le caractère quasi irréversible des effets observés. D'emblée le problème concerne le très long terme et implique les générations futures ;
- l'ampleur des incertitudes qui sont mises en jeu. L'état de la connaissance scientifique ne permet pas toujours aujourd'hui d'apprécier la nature des risques encourus.

D'où la nécessité de bien dissocier le risque, contre lequel il est possible de se couvrir, de l'incertitude majeure face à laquelle le décideur est désarmé car il lui faut agir mais en information totalement imparfaite. C'est la distinction introduite en 1921 par KNIGHT. Le risque est probabilisable. Ce

peut-être comme le rappellent CANTELLI et de FINETTI une probabilité logique (le schéma de l'urne), une probabilité subjective (le schéma du cheval) ou une probabilité fréquentielle (le schéma de l'assurance basé sur des fréquences statistiques). Le risque est en général assurable même si cette assurance est plafonnée dans son montant et dans sa durée. L'Etat peut lui-même être "assureur en dernier recours" lorsqu'il est tenu pour responsable du sinistre en raison de son autorisation ou de son absence d'interdiction de certaines installations. Certes il y a des problèmes de mesure et d'évaluation (celui du coût de la vie humaine par exemple) ou des problèmes liés au free riding au "hasard moral", à l'effet d'aubaine ou à des comportements de chantage de la part des assurés. En situation d'incertitude (face à ce que l'on appelle par extension des risques "majeurs et globaux") L'absence de lois de probabilité interdit toute possibilité de couverture. D'autant que les conséquences peuvent s'avérer irréversibles. Dans un tel contexte "le principe de précaution stipule que l'incertitude scientifique ne doit pas servir de prétexte pour reporter les actions de prévention" comme le rappelle N. TREICH. Le concept d'irréversibilité défini par C. HENRY (1974) montre que l'attente d'informations scientifiques permettant de lever (au moins partiellement) l'incertitude doit conduire les décideurs à maintenir ouvertes plusieurs options. C'est en particulier le cas lorsque l'on introduit une préoccupation d'équité intergénérationnelle. L'hypothèse de rationalité et d'altruisme des générations présentes est certes un postulat discutable surtout si l'on pense que les générations futures auront accès à beaucoup plus d'informations grâce aux progrès de la connaissance et bénéficieront d'un niveau de vie meilleur. L'introduction de "valeurs d'option" dans le calcul économique permet d'attendre que davantage d'informations soient acquises pour prendre des décisions définitives. En ce sens elle introduit un facteur de flexibilité dans les choix publics. Ainsi comme le souligne N. TREICH (1998) "alors que la prévention vise à gérer les risques, la précaution vise à gérer l'attente d'informations. La précaution naît du décalage temporel entre la nécessité immédiate de l'action et le moment où nos connaissances scientifiques vont se modifier".

§2 - Taxation ou marché de droits ?

Le débat sur l'outil qui permet de se rapprocher de l'optimum social constitue sans doute l'une des questions majeures posées à la théorie des choix publics. En pratique il existe trois séries d'outils :

- la réglementation c'est-à-dire la fixation de normes (de pollution par exemple) ou d'interdiction (de recourir à tel ou tel produit). Cela suppose que l'Etat bénéficie d'une information parfaite ou quasi-parfaite sur les conséquences environnementales des choix énergétiques et qu'il soit en outre en mesure de faire respecter sa législation.

- la taxation qui vise à modifier les prix de marché en taxant les "pollueurs" et donc indirectement ceux qui consomment les produits polluants du fait de la translation de la taxe sur le prix de marché. Mais cette taxe est

génératrice, on le sait, d'un phénomène dit de "charge excédentaire" au niveau collectif. On peut concevoir de subventionner les pollueurs pour qu'ils polluent moins ou qu'ils ne polluent plus. C'est le principe du "pollué-payeur" (qui se substitue alors au principe du "pollueur-payeur").

- l'organisation de marchés de droits à polluer qui vise à fixer la quantité maximale de pollution et à laisser le marché fixer le niveau du prix auquel les droits à polluer se négocieront. Ce système est particulièrement adapté lorsque l'effet externe ne concerne qu'un petit nombre d'agents économiques car cela évite de faire intervenir des procédures institutionnelles lourdes. On est alors dans le cas du "marchandage" de R. COASE. Pour qu'il y ait marchandage efficace cinq conditions doivent être réunies :

- tous les agents concernés par l'externalité participent à la négociation ;
- ils peuvent réaliser entre eux des transferts monétaires ;
- ils négocient sans frais ce qui revient à dire qu'il n'y a pas de coûts de transaction attachés à cette négociation.
- ils sont tous parfaitement informés des conditions de la négociation (préférences des agents, fonctions de coûts, etc...) ;
- le marchandage est mené jusqu'au point où il n'est pas possible d'améliorer la situation d'équilibre.

Le rôle de l'Etat est simplement de fixer la quantité de pollution disponible sur le marché (le prix des "permis négociables" résultant du marchandage) et de s'assurer qu'il n'y a pas de "pollution sans droits". On suppose toutefois que l'information des agents est parfaite, ce qui est loin d'être le cas. De même il y aura nécessairement des coûts de transaction dès que le nombre d'acteurs présents sur le marché augmentera.

Les Européens, par tradition, ont une préférence pour la taxe, les Américains, par expérience, préfèrent recourir au système des permis négociables. C'est eux qui ont fortement poussé à ce que ce système soit utilisé au niveau international comme instrument privilégié de mise en oeuvre des engagements pris par les pays industrialisés (pays dits de l'annexe 1 c'est-à-dire OCDE, ex-URSS et pays d'Europe de l'Est) à la Conférence de Kyoto de décembre 1997. A cette Conférence les pays du Nord se sont engagés à réduire leurs émissions de gaz à effet de serre (six gaz dont essentiellement le CO₂ et le méthane) à l'horizon 2008-2012. A titre d'exemple les pays de l'Union Européenne ont accepté une réduction de 8%, les Etats-Unis de 7%, le Japon de 6%. La Russie a promis de stabiliser les siennes. La situation de référence est dans tous les cas l'année 1990. Les pays en développement, en revanche, n'ont pris aucun engagement chiffré.

L'énergie est le principal responsable de l'effet de serre mais de fortes disparités existent entre les pays. A côté des problèmes d'efficacité liés au choix de l'instrument optimal d'intervention, il faut donc tenir compte de critères d'équité. Ainsi les pays industrialisés ont une responsabilité historique puisqu'ils sont à l'origine de 80% du CO₂ accumulé mais ils ne sont, aujourd'hui,

responsables que de 50% des émissions et leur part devrait tomber à moins de 40% en l'an 2050. Inversement la part de responsabilité des pays en développement devrait passer de 20% en 1990 à 40% en 2050. En réalité trois pays produisent à eux seuls près de 50% des émissions : les États-Unis, la Russie et la Chine... L'équité ce n'est pas l'égalité et il ne faut pas demander le même effort quantitatif à ceux qui ont des responsabilités différenciées. Des critiques peuvent aussi être adressées au critère de proportionnalité car cela aurait tendance à figer la structure géographique de la pollution. Certes les gros pollueurs feraient un effort plus grand en termes absolus mais ils resteraient les plus gros pollueurs en termes relatifs. Faut-il dès lors opter pour un critère per capita ? C'est une prime à l'explosion démographique. Beaucoup d'auteurs considèrent qu'une approche distributive de la justice au sens de J. RAWLS constituerait un bon critère : il faut d'abord améliorer la situation des plus défavorisés lorsqu'il y a des inégalités de départ.

En pratique on admet que la responsabilité et la charge de l'effort sont imputables aux Etats et non aux individus. On peut d'ailleurs observer que le mécanisme des droits à polluer introduit davantage de flexibilité que celui de la taxe car un commerce international de permis négociables est alors possible.

Dans le cas d'un marché de droits on peut en outre envisager la mise sur pied d'un système "d'options réelles". L'incertitude conduit à une attitude attentiste mais il existe aussi un coût d'opportunité de l'attente. La technique des options permet de minimiser les coûts.

Il faut noter que les deux systèmes (taxation, permis) permettent d'associer à l'internalisation des externalités des politiques macroéconomiques dans d'autres domaines que l'environnement. On fait ainsi apparaître une logique de "double dividende". Au système des permis négociables est associé le "mécanisme de développement propre" (clean development mechanism) prévoyant le bénéfice au profit des pays industrialisés dits de l'Annexe 1 (du Protocole de Kyoto) des réductions d'émission de gaz à effet de serre obtenues dans les pays en développement grâce au financement de projets de développement. On concilie donc une logique d'aide au développement avec une logique de préservation de l'environnement. Au système des taxes sur le CO₂ (ou d'une façon plus générale sur l'énergie) est associée une logique de réduction de la fiscalité assise sur le facteur travail ce qui permet de lier politique de l'emploi et politique environnementale. Le projet d'écotaxe proposé par la France permettrait de réduire les charges sur les bas salaires c'est-à-dire essentiellement sur le coût du travail non qualifié. La fiscalité écologique doit avoir pour contrepartie des allègements d'impôts favorisant l'emploi, a plusieurs fois affirmé le gouvernement français (cette taxe rapporterait entre 12 et 15 milliards de francs à l'Etat).

Mais il faut également tenir compte des effets pervers des systèmes proposés et à ce niveau le débat théorique est loin d'être clos. Certains font observer que le mécanisme des permis négociables peut engendrer des distorsions de concurrence entre firmes. Il en va de même avec les éco-taxes, qui à certains égards peuvent être perçues comme une politique déguisée de quotas. Il faut également éviter le dumping écologique qui permet de favoriser à l'excès

certaines formes d'énergie (débat soulevé par les écologistes par rapport au nucléaire en cas de taxation du seul CO₂).

Au total le débat sur la façon dont la question environnementale doit être introduite dans les choix énergétiques ne fait que s'ouvrir. Existe-t-il vraiment une différence de nature entre les risques majeurs et les risques environnementaux classiques ou n'est-ce pas une simple différence de degré ? Faut-il vraiment choisir entre PIGOU et COASE et opter soit pour la taxation soit pour le système de permis négociables ? Comment concilier efficacité et équité, sachant que les laissés pour compte du débat (les pays en développement) sont aussi ceux qui aspirent à consommer demain plus d'énergie ? Car si le bien être social n'est pas strictement proportionnel à la quantité d'énergie consommée, l'amélioration de ce bien-être passe tout de même par l'accès à plus d'énergie...

*
* *
*

Les débats théoriques ont indiscutablement marqué les politiques énergétiques suivies au cours de ces cinquante dernières années. En retour les questions énergétiques ont fortement permis d'alimenter et de renouveler la réflexion des théoriciens. Une question centrale demeure au terme de ce survey : quelle est aujourd'hui la mission de l'Etat dans ce domaine, ce qui revient à s'interroger sur la frontière entre ce qui relève du marché et ce qui relève de l'action des pouvoirs publics ? Au 19^e siècle le capitalisme a conquis de nouveaux marchés grâce à son extension géographique (la conquête coloniale) lorsqu'il s'est trouvé limité dans sa croissance nationale. A la fin du 20^e siècle le capitalisme triomphant est parti à la conquête de ce qui restait des activités publiques. La "dérégulation" des services publics industriels et commerciaux fournit des opportunités importantes de profit au secteur privé. C'est un peu la "nouvelle frontière" vers laquelle il faut aller dans une perspective de "mondialisation" et globalisation des marchés. L'avenir dira si l'intérêt collectif a été amélioré. Mais, dans le même temps, de nouvelles missions sont confiées à l'Etat : la prise en charge des externalités environnementales majeures. On peut penser que dans un futur proche ce secteur fournira lui aussi des occasions de profit aux entreprises privées. Mais cela c'est une autre histoire.....

Jacques PERCEBOIS
Mai 1999

Références bibliographiques de base (sélection)

- ADELMAN (M.A.) (1986) "Scarcity and world oil prices" in the Review of Economics and Statistics, août, pp.387-397
- ARMSTRONG (M), DOYLE (C) et VICKERS (J) (1996) "The access pricing problem : a synthesis" in the Journal of Industrial Economics, n°2, Juin, pp.131-149.
- AYOUB (A) (1996) "Le pétrole. Economie et Politique" Ed. Economica (396p)
- BABUSIAUX (D) (1999) Note IFP mars 1999 "Sous-groupe valeur normative des risques" (CGP)
- BAUMOL (W) et SIDAK (J.G.) (1994) "The pricing of inputs sold to competitors" in the Yale Journal of Regulation, vol.11, p.171-201.
- BAUMOL (W) et SIDAK (J.G.) (1995) "Transmission pricing and stranded costs in the electric power industry" The American Enterprise Institute Press, Washington.
- BAUMOL (W), PANZAR (J) et WILLIG (R) (1982) "Contestable markets and the theory of industrial structure", San Diego, Harcourt Brace Jovanovich Publishers (538p).
- BAUMOL (W) et WILLIG (R) (1986) "Contestability : developments since the book" in Oxford Economic Papers, nov., vol. 38.
- BERGOUGNOUX (J) (1987) "Vente au coût marginal et financement des investissements" in EDF "Les principes de tarification d'EDF" pp.367-432
- BERNDT (E) et WOOD (D) (1975) "Technology, prices and the derived demand for energy" in the Review of Economics and Statistics, août, pp.259-268.
- BERNDT (E) et WOOD (D) (1979) "Engineering and Econometric interpretations of energy - capital complementarity" in the American Economic Review, juin, pp.342-354
- BEZZINA (J) (1998) "Équité, tarification, réglementation : analyse des politiques de cost allocation d'une industrie électrique de service public" thèse de doctorat, CREDEN, Université Montpellier I
- BEZZINA (J) et POUDOU (JC) (1998) "Régulation et organisation industrielle gazière. Analyse comparative de scénarios institutionnels prospectifs" in Revue de l'Energie, n°499, juillet-août, pp. 408-419.
- BOITEUX (M) (1949) "La tarification des demandes de pointe : application de la théorie de la vente au coût marginal" in Revue Générale d'Electricité, août, pp.321-340.
- BOITEUX (M) (1956) "Sur la gestion des monopoles publics astreints à l'équilibre budgétaire" in Econométrica, janvier.
- BOITEUX (M) (1996) "Concurrence, régulation, service public. Variations autour du cas de l'électricité" in Futuribles, n°205, pp. 39-58.
- BRAEUTIGAM (R) (1989) "Optimal policies for natural monopolies" chap. 23 in SCHMALENSEE et WILLIG Eds "Handbook of Industrial Organization"

- COASE (R.H.) (1937) "The nature of the firm" in *Econometrica*, n°4, pp.386-405
- COASE (R.H.) (1960) "The problem of social costs" in the *Journal of Law and Economics*, n°3, pp.1-44.
- COHEN (E) et HENRY (C) (1997) "Service public, secteur public" in rapports du CAE, La Documentation Française (105p)
- CORDEN (W.M.) et NEARY (J.P.) (1982) "Booming sector and de-industrialisation in a small open economy" in the *Economic Journal*, décembre, pp.825-848.
- DARMSTADTER (J), DUNKERLEY (J) et ALTERMAN (J) (1977) "How industrial societies use energy" John Hopkins University Press, Baltimore
- DAVID (L) et MIRABEL (F) (1998) "La tarification de l'accès des tiers au réseau. Le cas du gaz" in *Revue de l'Energie*, n°499, juillet-août, pp.420-429
- ECONOMIDES (N) et WHITE (L) (1995) "Access and Interconnection Pricing : how efficient is the Efficient Component Pricing Rule ?" in *Antitrust Bulletin*
- ENGLE (R.F.) et GRANGER (C.W.J.) (1987) "Cointegration and error correction : représentation, estimation and testing" in *Econometrica*, vol. 55, n°2, pp.251-276.
- FAULHABER (G.R.) (1975) "Cross-subsidization : pricing in public enterprises" in the *American Economic Review*, 65(5), pp.966-977.
- FUDENBERG (D) et TIROLE (J) (1984) "The fat-cat effect, the puppy-dog ploy, and the lean and hungry look" in the *American Economic Review*, Papers and Proceedings, vol. 74, n°2.
- FUDENBERG (D) et TIROLE (J) (1992) "Game Theory" The MIT Press.
- GILBERT (R)- (1978) "Dominant firm pricing policy in market of an exhaustible resource" in the *Bell Journal of Economics*, n°9 (2), pp.385-395.
- GODARD (O) et HENRY (C) (1998) "Les instruments des politiques internationales de l'environnement : la prévention du risque climatique et les mécanismes de permis négociables" in "Fiscalité de l'environnement". Rapport du CAE, La Documentation Française, pp.83-174.
- GRIFFIN (JM) et GREGORY (P.R.) (1976) "An Intercountry translog model of energy substitution responses" in the *American Economic Review* décembre, pp.845-857.
- HARSANYI (J.C.) et SELTEN (R) (1972) "A generalized Nash solution for two-person bargaining games with incomplete information" *Management Science*, vol. 18, n°5, janvier.
- HENRY (C) (1974) "Investment decisions under uncertainty : the irreversibility effect" in the *American Economic Review*, 64, pp. 1006-1012.
- HOTELLING (H) (1931) "The economics of exhaustible resources" in the *Journal of Political Economy*, avril, pp.137-175.
- JOSKOW (P.L.) (1991) "The role of transaction cost economics in antitrust and public utility regulatory policies" in the *Journal of Law, Economics and Organisation*, vol. 7, pp.53-83.

- JOSKOW (P.L.) (1996) "Introducing competition into regulated network industries : from hierarchies to markets in electricity", *Industry and Corporate Change*, 5, pp.341-382.
- JOSKOW (P.L.) (1997) "Restructuring, competition and Regulatory Reform in the U.S. Electricity Sector" in the *Journal of Economic Perspectives*, vol. 11, n°3, Summer, pp.119-138.
- LAFFONT (J.J.) (1995) "La nouvelle économie de la réglementation dix ans après" in *Revue d'Economie Industrielle*, n° H.S., pp.331-366.
- LAFFONT (J.J.) et TIROLE (J) (1993) "A theory of incentives in procurement and regulation", The MIT Press, Cambridge Massachusetts.
- LAFFONT (J.J.), REY (P) et TIROLE (J) (1998) "Network competition. Overview and non discriminatory pricing (1). Price discrimination (2) "in the *Rand Journal of Economics*, vol. 29, n°1, Spring, pp.1-37 et 38-56.
- MARTIN (JM) (1992) "Economie et politique de l'énergie" Collection *Cursus*, Ed. Colin (192p)
- MAUREL (F) (1989) "Modèles à correction d'erreur : l'apport de la théorie de la cointégration" in *Economie et Prévision*, n°88
- PERCEBOIS (J) (sous la direction de) (1997) "Energie et Théorie Economique" (ouvrage collectif du CREDEN) Ed. Cujas (460p.)
- PERCEBOIS (J) (1989) "Economie de l'Energie" Ed. Economica (689p.)
- PERCEBOIS (J) (1998) "La dérégulation de l'industrie électrique en Europe et aux Etats-Unis. Un processus de décomposition-recomposition" in *Revue de l'Energie*, n°490, septembre pp.523-542.
- PERRON (P) et VOGELANG (J) (1992) "Testing for a unit root in a time séries with a changing mean : corrections and extensions" in *Journal of Business and Economic Statistics* n°4, pp.467-470
- PERROT (A) (1995) "Ouverture à la concurrence dans les réseaux. I- L'approche stratégique de l'économie des réseaux" in *Economie et Prévision*, n°119, pp.59-71.
- PINDYCK (F) (1999) "The long-run evolution of energy prices" in the *Energy Journal* n°2, vol. 20, pp.1-27
- POUDOU (J.C.) (1998) "La prise en compte de la rarefaction des sources d'énergie fossile sur les décisions d'investissement" Note CREDEN (pour le CGP)
- RAINELLI (M) (1998) "Economie industrielle", mementos Dalloz (179p)
- RAMSEY (F) (1927) "A contribution to the theory of taxation" in *Economic Journal*, 37, pp.47-61.
- RAWLS (J) (1987) "Théorie de la justice", Ed. Le Seuil
- SCHMALENSEE (R) et WILLIG (R) Eds (1989) "Handbook of Industrial Economics" 2 vol, North-Holland, Amsterdam
- TIROLE (J) (1988) "Théorie de l'organisation industrielle", traduction de l'ouvrage paru à MIT Press (*Economica*, Paris, 2 tomes, 1993 et 1995)
- TREICH (N) (1997) "Environnement : vers une théorie économique de la précaution ?" in *Risques*, n°32 repris in *Problèmes Economiques* n°2572 du 10/6/98, pp.19-25.

- VICKERS (J) (1995) "Competition and regulation in vertically related markets", in *Review of Economic Studies*, 62, pp.1-17.
- WILLIAMSON (O) (1988) "The logic of economic organization" in *Journal of Law, Economics and Organization*, vol. 4, n°1
- WILLIAMSON (O) (1989) "Transaction costs analysis" in R. SCHMALENSEE et R. WILLIG Eds, *Handbook of Industrial Economics*, vol. 1
- ZIVOT (E) et ANDREWS (D) (1992) "Further evidence on the great crash, the oil price shock and the unit root test hypothesis" in *Journal of Business and Economic Statistics*, vol. 10, juillet, pp.251-270.