

## À propos de l'article de M. Percebois

par Marcel BOITEUX

Membre de l'Institut

L'excellent article de M. Percebois donne une bonne vue d'ensemble de l'apport de la théorie économique aux débats énergétiques et, si j'ai quelques remarques à faire, ou quelques ajouts à proposer, cela ne porte que sur des points très particuliers.

Après avoir évoqué les débats liés aux relations énergie-croissance (1<sup>ère</sup> partie) M. Percebois laisse ouvertes quelques questions.

Faut-il différencier le taux d'actualisation en fonction de la nature des activités concernées ? Certainement pas, répondrai-je. À chaque concept son rôle. Si, pour telle activité, diverses consi-

dérations conduisent à une inflexion du résultat équivalente à celle auquel conduirait une modification du taux d'actualisation, que l'on explicite ces considérations. Mais qu'on ne touche pas au taux d'actualisation, dont la vertu est précisément d'être unique puisqu'il traduit l'attitude globale d'une société à l'égard du temps.

Faut-il autofinancer l'investissement ou recourir à l'emprunt ? Vieux débat que l'on ne peut traiter en quelques lignes. Disons qu'il importe, pour avoir des prix de revient significatifs, que tout se passe comme si tous les investissements avaient été régulièrement financés au taux d'intérêt du marché, et

cela, soit parce qu'on aura recouru à l'emprunt, soit parce qu'on aura pu procéder à un autofinancement... assorti d'un dividende qui, en moyenne, égale le taux d'intérêt du marché. Le défaut de l'autofinancement par rapport à l'emprunt, c'est la taxation fiscale des dividendes. Son avantage c'est de permettre, à moyenne égale, de faire varier les dividendes à travers les années en fonction des aléas du métier. Mais, que les deux solutions puissent être équivalentes montre bien que la question n'est pas de faire payer l'utilisateur présent ou l'utilisateur futur : c'est toujours, finalement, l'utilisateur présent qui payera. Encore faut-il qu'il soit clair qu'une dotation en capital n'est pas un cadeau : ladite dotation a droit (en moyenne) à un dividende (net) égal au taux du marché. Ainsi, dans un cas on emprunte au contribuable, dans l'autre on emprunte à l'épargnant. Si le fisc s'abstenait de taxer la part des dividendes qui, en moyenne, équivaut au taux

du marché - comme ce serait son devoir - l'alternative serait tout à fait claire.

M. Percebois évoque, dans sa deuxième partie, la tarification optimale des entreprises de service public. Il fait remarquer que si l'activité de production est « à rendement constant » (et même à rendement décroissant pour la production hydroélectrique, parce qu'on équipe les meilleurs sites avant les moins bons), le transport, et surtout la distribution, sont des activités « à rendement croissant » : le coût marginal y est donc inférieur au coût moyen, et la tarification marginaliste engendre des pertes. Est-ce bien sûr ?

Oui et non. Pour une entreprise de service public, le but d'une tarification au coût marginal est d'orienter au mieux les choix des usagers. Cet « au mieux » implique que les calculs de coûts marginaux (comme, d'ailleurs, les

choix d'investissement) soient faits en utilisant comme taux d'intérêt, non le taux du marché s'il est jugé non significatif, mais le taux d'actualisation édicté par le Commissariat au Plan au nom de l'intérêt général. Il s'ensuit que, dans les années soixante, les calculs de coûts marginaux furent menés avec un taux d'intérêt réel de 8 %, alors que le taux des emprunts était de l'ordre de 5 %, et le taux d'inflation du même ordre, soit un taux d'intérêt réel voisin de zéro. Ainsi dégonflé de ses charges financières, le coût moyen ne différait guère du coût marginal, l'effet de rendement croissant qui réduisait le second étant compensé par l'effet d'inflation qui allégeait le premier. Ainsi le problème théorique qui me conduisit, à l'époque, à chercher la meilleure manière de couvrir l'écart entre coût marginal et coût moyen s'avéra-t-il, en pratique, sans importance, l'écart à couvrir étant de l'ordre de grandeur des incertitudes du calcul.

l'évolution du rendement des équipements, la diffusion des innovations etc. on peut anticiper la demande d'énergie pour les 20 ou 30 ans. 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.

### 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.

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 » mais les tentatives de « réconciliation » ont permis de dépasser cette opposition.

Les travaux empiriques ont permis de montrer que le capital et le travail peuvent être considérés comme substituables dans l'industrie et il en va de même pour l'énergie et

▶ Autrement dit, tout se passait (bien involontairement !) comme si – première solution de M. Percebois – l'État et le marché financier, chacun pour sa part de financement, subventionnaient l'Établissement pour lui permettre de pratiquer la vente au coût marginal.

Puis-je, au passage, souligner une fois encore que, contrairement à l'expression malheureuse de M. Percebois, le déficit de vente au coût marginal n'a rien à voir avec les coûts fixes ? Le coût marginal n'égale le coût variable que dans des circonstances particulières – ventes de nuit, suréquipement chronique. Normalement, le coût marginal couvre la part de coût fixe qui permet de rentabiliser l'investissement marginal. Et c'est ce dernier qui, étant moins élevé que l'investissement infra-marginal, engendre ce fameux rendement croissant dont tant de gens parlent depuis si long-

temps sans en connaître la nature.

L'époque où le déficit naturel du transport et de la distribution était à peu près compensé par l'excédent dont bénéficiait le secteur de la production (rendement constant, ou même décroissant pour l'hydraulique, et financement à taux quasi-nul), cette époque est révolue... ne serait-ce que du fait de l'« unbounding », qui oblige à une totale séparation comptable entre production, transport et distribution. Avec l'unbounding, la vente au coût marginal eût été impossible au cours des Trente Glorieuses – ou complètement transformée, à chaque stade, par des correctifs à la Ramsey-Boiteux !

Si la vente au coût marginal est évoquée par M. Percebois en tant que première solution, une quatrième possibilité, dite FDC, serait à l'origine de la tarification binôme. Ailleurs peut-être, mais pas pour l'électricité ! En principe, le client

paye son raccordement au réseau, dont il est seul responsable ; il paye par la partie fixe du tarif binôme, fonction de la « puissance souscrite » (la grosseur du tuyau qu'il demande pour recevoir les kWh qu'il appelle), les charges du réseau « semi-individualisé » qui alimente son raccordement, et dont la taille est commandée, compte tenu d'une certaine compensation statistique, par les puissances souscrites dans la zone de desserte où il est. Et, pour l'amont, où la compensation statistique des puissances souscrites est quasi-totale, seule compte la consommation des kWh appelés, rémunérée par le terme variable de la formule binôme.

Toutefois, il ne s'agit pas en France d'une formule binôme « par tranches », mais par « postes horaires », le terme variable étant différencié suivant les heures et les saisons. Le tarif par tranches répond à une autre philosophie : faire payer cher les premiers kWh,

ceux qui correspondent à des besoins essentiels, puis offrir des rabais pour les consommations non vitales, ou concurrencées. Ce qui peut conduire, en termes quelque peu caricaturaux, à rançonner les pauvres, réduits aux besoins essentiels et inélastiques, pour inciter les riches à consommer plus dans le secteur des besoins élastiques.

\*  
\*  
*La tarification des charges d'accès, en cas d'ATR mérite qu'on s'y arrête un peu longuement.*

Quant au principe, la situation est claire : seuls les réseaux, du fait de leur rendement croissant, ont le caractère d'un monopole naturel, par opposition à la production que l'on peut livrer à la concurrence. Pour que cette concurrence s'exerce pleinement, il suffit d'autoriser tout consommateur à s'adresser au producteur de son choix, quitte pour

ce dernier à payer un péage au gestionnaire du réseau au titre du service rendu pour atteindre le consommateur. Et ce, avec cette idée sous-jacente chez beaucoup de nos contemporains que l'acte noble, c'est de produire pour les activités annexes – transporter, distribuer, facturer – qu'on fasse au mieux en évitant les abus.

Mais là, les réseaux électriques ont une spécificité, relativement à tous les autres réseaux, qui pose des problèmes redoutables dans un ensemble interconnecté : le réseau ne transporte pas le kWh d'un point à un autre comme la SNCF transporte un colis ou le téléphone un message. Quand un kWh supplémentaire est demandé quelque part, tout le système de répartition des charges se déforme sur le réseau pour aboutir au résultat cherché, et cette déformation change à chaque instant au gré des événements. Autrement dit, on ne sait pas évaluer le coût du service rendu, faute de

▶ 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 substitués 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.

### 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

un péage réseau au ndu pour mmateur. idée sous-ucoup de que l'acte roduire annexes -er, factu- i mieux en

aux élec- spécificité, les autres des pros dans un necté : le rite pas le un autre transporte phone un un kWh : demandé le système charges seseau pour t cherché on change au gré des ement dit, uer le coût, faute de

pouvoir, en connaître les modalités. D'où l'idée, imitée des réseaux de télécommunications, de facturer forfaitairement l'entrée et la sortie - le tarif timbre-poste - sans s'occuper du trajet. Or si, dans les télécommunications, les charges terminales sont prépondérantes (c'est mon message que je veux recevoir, pas n'importe lequel, d'où des dispositifs coûteux à l'entrée et à la sortie), dans le cas de l'électricité, c'est le réseau lui-même qui coûte cher : on prétend, dans la profession, qu'il n'est pas rentable de déplacer systématiquement des kWh sur plus de 200 km. Au surplus, l'évolution des mœurs est telle qu'on ne parvient plus aujourd'hui à installer de lignes nouvelles. Dès lors, recourir - faute de mieux - à un tarif qui ignore les distances, pour ne facturer que l'accès, est tout à fait paradoxal : c'est inciter à gaspiller la distance à l'époque même où l'on ne sait plus y faire face.

Il y aurait encore beaucoup à dire sur ce sujet difficile. Je noterai seulement, pour résumer, que M. Percebois parle de charges d'accès, de tarifs d'accès, et non de tarifs de transport. Dans les télécoms, effectivement, c'est l'accès au réseau qui est coûteux, dans l'électricité c'est le trajet des lignes. Et comme le problème de facturation des trajets est insoluble, personne n'en parle pour ne pas compromettre l'ATR, ni remettre en cause l'aimable unicité de traitement adoptée, les yeux fermés, pour tous les types de réseaux - comme si la catégorie juridique des réseaux de service public était une catégorie économique uniforme.

Cela dit, l'ATR fonctionne déjà, ici ou là, avec des tarifs timbre-poste, et ça marche. Certes, mais on en reparlera dans dix ans.

À la fin de sa troisième partie concernant l'organisation

optimale d'une industrie de réseau, M. Percebois évoque parmi les questions en suspens celle des missions de service public. Sous l'angle de la théorie qui préside à son étude, il a tout à fait raison de laisser si peu de place à cette question. Le problème difficile à résoudre dans les secteurs où le monopole a un pouvoir tarifaire réel, ce n'est pas celui des obligations de service public, mais celui de la régulation des monopoles, ou de leur dérégulation partielle par introduction de la concurrence dans l'emploi de réseaux restés monopolistiques.

Je soulignerai quand même que les obligations de service public vont, en France, très loin. Quand on raconte à un étranger qu'au nom du service public, le prix du kWh est le même à Paris et en Guyane, le même aux Champs-Élysées et dans les champs de canne à sucre de la Réunion, il ouvre des yeux ronds ! Tant que ce système

de totale péréquation subsistera dans la République française, il ne sera pas possible d'ouvrir à la concurrence les réseaux de distribution (par opposition au grand réseau de transport) sans susciter des possibilités d'écrémage difficiles à maîtriser.

Restent, pour finir, quelques remarques ponctuelles. J'aurais aimé (gestion des risques) que M. Percebois n'invoque pas le « principe de précaution » sans souligner que, dans l'absolu, ledit principe est la négation de toute action, la négation même de la vie. La précaution ne saurait être un « principe », mais une préoccupation, que je suis prêt à qualifier de majeure.

Enfin (« taxation ou marchés de droit »), qu'à propos de l'effet de serre, l'auteur mette en parallèle le système de la taxation et celui des permis négociables, j'en suis tout à fait d'accord. Mais qu'au titre

de la taxation du CO<sub>2</sub> pour lutter contre l'effet de serre, on en vienne à proposer comme variante quasi-subreptice, de taxer toutes les formes d'énergie, celles qui dégagent du gaz carbonique et aggravent l'effet de serre, et celles qui n'en dégagent pas et y remédient, c'est, comme le disait avec humour un excellent député, taxer le jus d'orange pour lutter contre l'alcoolisme.

En revanche, taxer l'énergie - CO<sub>2</sub> ou pas - pour subventionner le coût du travail, c'est une proposition qui a sa logique : moins d'énergie et plus d'emplois. Après s'être félicité, depuis quelques siècles, que les machines aient peu à peu remplacé les hommes, on peut sans doute songer à renverser le mouvement pour retrouver des emplois, à vrai dire assez ingrats. Ce n'est pas ma philosophie, ni sans doute celle de M. Percebois. Mais c'est pourtant bien ça, au moins pour partie... ■

rogramme en France la pénurie de construction. La is le bilan t jusqu'en a volonté ter d'une marché à ise s'inter-e le coût les entre-de forte 'opérer la trop coût-cléaire au ilier (Plan la volonté une indé-ent 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 ?

2) faut-il autofinancer l'investissement (faire payer l'utilisateur présent), recourir à l'emprunt (faire payer pour partie l'utilisateur futur) ou solliciter le contribuable via des subventions ou des dotations en capital ?

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 Bertencourt en 1968) a posé le problème du coût macro-économique et social lié à la fermeture des mines de charbon devenues non rentables. On compare ce que l'on écono-

mise en moyenne par tonne non extraite au prix de valorisation d'une tonne extraite. La prise en considération d'un « coût social » de régression 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.

## 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 d'un monopole public et celle des charges d'accès en cas d'ouverture des réseaux.