

Énergie

Économie et politiques

Jean-Pierre Hansen - Jacques Percebois

Préface de Marcel Boiteux

Avant-propos de Jean Tirole

Prix Nobel d'économie 2014

2^e édition



Énergie

OUVERTURES ◀▶ ÉCONOMIQUES

Énergie

Économie et politiques

Jean-Pierre Hansen - Jacques Percebois

Préface de Marcel Boiteux

Avant-propos de Jean Tirole

Prix Nobel d'économie 2014

2^e édition

◆ ÉCONOMIQUES

OUVERTURES

 **de boeck**

Pour toute information sur notre fonds et les nouveautés dans votre domaine de spécialisation, consultez notre site web: **www.deboecksuperieur.com**

© DB SUP s.a., 2015
Fond Jean Pâques, 4 –B-1348 Louvain-la-Neuve

2^e édition

Tous droits réservés pour tous pays.

Il est interdit, sauf accord préalable et écrit de l'éditeur, de reproduire (notamment par photocopie) partiellement ou totalement le présent ouvrage, de le stocker dans une banque de données ou de le communiquer au public, sous quelque forme et de quelque manière que ce soit.

Imprimé en Belgique

Dépôt légal:
Bibliothèque nationale, Paris: mai 2015
Bibliothèque royale de Belgique, Bruxelles: 2014/0074/162

ISSN 2030-501X
ISBN 978-2-8041-8150-5

Indications sur la deuxième édition

Depuis la parution de ce livre en novembre 2010, d'importantes évolutions ont marqué le monde de l'énergie aux niveaux technologique, économique et politique.

Pour sa deuxième édition, il était donc nécessaire d'en compléter ou modifier le texte. Outre l'actualisation de nombreuses données numériques, les principales adaptations sont les suivantes :

Chapitre 1 – Macroéconomie de l'énergie

Présentation de différents scénarios énergétiques à l'échelle mondiale, portant sur l'évolution de l'offre et de la demande globale d'énergie et sur les besoins d'investissements à l'horizon 2035.

Chapitre 3 – Le pétrole

Analyse de l'impact du pétrole non conventionnel sur l'équilibre du marché international.

Chapitre 4 – Le gaz naturel

Analyse de la stratégie possible de la Russie face au développement anticipé du gaz non conventionnel, en provenance des États-Unis notamment.

Chapitre 5 – L'électricité

L'incidence du développement des énergies renouvelables sur les marchés de l'électricité, le couplage des marchés et les prix de marché négatifs.

Chapitre 6 – Le nucléaire

Nature et impact de l'accident de Fukushima.

Chapitre 8 – Les énergies renouvelables

La situation actuelle des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables.

Chapitre 9 – Énergie et environnement

Le fonctionnement actuel des principaux marchés de permis et les perspectives diplomatiques qui ont illustré la fin de l'année 2014.

Chapitre 10 – Illustrations et études de cas

La valeur économique de l'effacement de la demande et l'évolution de l'économicité des TGV en Europe.

Pour ce faire, nous avons pu bénéficier de l'aide et des conseils de plusieurs collègues, dont Ibrahim Abada, Isabelle Ardouin, François Benhmad, El Mehdi Ben Maalla, Bart Boesmans, Marc-Antoine Chevin, Éric Druenne, Andreas Ehrenmann, Yvan Hachez, Gwenaëlle Huet, Grégoire Monnier, Édouard Neviaski, Riccardo Tosetto et Kevin Welch.

Nous souhaitons remercier Gérard Mestrallet, Président-Directeur Général de GDF SUEZ, pour le constant et amical soutien qu'il nous a apporté dès l'origine de ce projet, voici plus de cinq ans.

JPH - JP

REMERCIEMENTS

Nous voulons rendre ici un hommage particulier à Marcel Boiteux et à Jean Tirole et leur dire notre reconnaissance pour l'intérêt qu'ils ont porté à notre projet, pour leurs conseils et leur cordiale disponibilité.

Ce livre doit beaucoup aux travaux de Jacqueline Boucher, Guy Meunier, Jean-Pierre Ponssard et Yves Smeers, ainsi qu'aux discussions auxquelles ils ont bien voulu se prêter.

Nous avons également pu bénéficier de la documentation et des suggestions de nombreux collègues de l'industrie et de l'université, dont Bruno Bensasson, André Berger, Jean Bergougnoux, Mathieu Bonnet, Eric Bosman, Jean-Paul Bouttes, Guillaume Bregentzer, François Coppens, Laurent David, Olivier Daxhelet, Christophe Defeuilley, Guillaume Dezobry, Luc Dufresne, François-Xavier Dugripon, Marc Florette, Jacques Fraix, Marc Franchimont, Katrin Fuhrmann, Bruno Georis, Gregory Gilis, Tom Indesteege, Sandra Lagumina, Robert Leclère, Olivier Lecointe, François Lescaroux, Valérie Limpens, Sophie Limpens, Jean-Marie Martin-Amouroux, Philippe Opdenacker, Jean-Pierre Pauwels, Axel Pierru, Véronique Renard, Milan Rosina, Alain Sanglerat, Benoît Sévi, David Spector, Marc Stubbe, Gilles Vaes, Philippe Van Troeye, Florence Verzelen, Xavier Votron, Christelle Wynants.

Nathalie Crispiels, Agnes d'Artigues, Laurent De Blende, Manuela Fernandez et Greet Van Belle ont organisé ces travaux avec leur efficacité bien connue et prétendent encore aujourd'hui que tout s'est déroulé dans la bonne humeur.

À tous, nos plus sincères remerciements.

Ce sont aussi des amis et nous aimerions qu'ils le restent. C'est pourquoi, comme il est d'usage et ici de fait, nous prenons bien volontiers à notre charge les erreurs et imperfections qui subsisteraient dans le texte.

Il faut rappeler que les analyses développées dans cet ouvrage expriment les opinions personnelles des auteurs et ne sauraient engager les entreprises ou institutions auxquelles ils sont attachés.

JPH et JP

Nul n'est tenu d'écrire un livre

Bergson

Dès lors, pourquoi ?

En ce qui nous concerne, d'abord par passion. Le lecteur nous autorisera à lui dire ici nos nombreuses années d'action et de réflexion, tantôt l'une, tantôt l'autre. Après tout, pourquoi taire que l'énergie « puisse être *en soi* un domaine passionnant » ?, comme P. Samuelson l'avouait pour l'analyse économique, en introduction à son plus célèbre ouvrage ?

Pour d'autres raisons, aussi.

Les problématiques de l'énergie et de l'environnement sont dorénavant liées, comme le sont depuis un siècle celles des politiques économique et sociale. Et ce couple énergie-environnement est sans doute l'un des trois domaines qui vont le plus fortement influencer le débat public et le champ privé dans nos sociétés au cours des vingt prochaines années, les deux autres étant probablement la question du vieillissement en économie sociale et celle du lien entre mondes réel et virtuel en économie financière.

Remarquons qu'aucun de ces trois sujets, pour importants qu'ils fussent déjà, ne faisait vraiment l'actualité voici quelque trente ans : ils étaient traités dans des cercles d'experts et, au total, seuls les aspects que ceux-ci estimaient « rationnels » dans ces dossiers prévalaient. Aujourd'hui, ces questions sont entrées sur l'*agora*, signe de la perception par tous et par chacun de leur impact sur notre quotidien et notre futur, avec d'ailleurs une question commune : peut-on gager l'avenir ? Combien ? Comment ?

Ces trois domaines ont d'autres similitudes, et notamment ils sont voués à gérer des *discontinuités fortes*. En économie de l'*environnement*, des discontinuités sont annoncées et, pour certains, déjà observées. En économie de l'*énergie*, la « crise californienne » (2000-2001) a montré que l'on « pouvait perdre en quelques mois les gains promis pour les vingt prochaines années » (F. Wolak).

*

Pour ce qui la concerne, l'énergie est donc devenue, comme on dit, « un sujet majeur de société et d'actualité » et doit être traitée comme tel.

Notamment, il faut distinguer deux objectifs :

- d'une part, le rassemblement, l'analyse et la synthèse des *données rationnelles*, techniques, économiques ou institutionnelles ;
- d'autre part, l'exercice *des choix*, de nature politique.

*

Il serait faux, en effet, de penser que l'étude de l'énergie n'est qu'une science appliquée ou un pan de la théorie économique, sujets à développements techniques plus ou moins sophistiqués. Dès l'origine, elle fut au contraire un enjeu politique voire militaire essentiel, particulièrement au regard de l'indépendance des États.

Citons le comportement des grandes compagnies pétrolières pendant le deuxième conflit mondial ou l'importance donnée à l'alimentation de la Flotte par le Premier Lord de l'Amirauté, Winston Churchill, en 1914. Ou encore la décision de l'administration Eisenhower, en 1959, d'instaurer des quotas d'importations de pétrole aux États-Unis pour protéger les producteurs nationaux, ce qui a isolé le territoire du marché mondial et, quinze ans plus tard, amené les USA à accueillir presque favorablement la première crise de l'énergie en 1974.

Et, en France, l'instauration dès 1928 d'un monopole d'état délégué pour l'importation de pétrole au motif que l'indépendance énergétique du pays et celle plus particulière des Armées ne sauraient être mises en péril, comme ce fut le cas pendant la Grande Guerre ; puis l'annonce en juin 1960, du programme de régression des houillères, alors même que leur production atteignait un sommet, choix politique de faire entrer le pays dans l'économie pétrolière, fondé sur le maintien du pétrole saharien dans le bilan national et dont le démenti fut, quinze ans plus tard, l'une des raisons du « plan Messmer » de développement massif du nucléaire civil.

*

Ce livre s'attache essentiellement au premier de ces objectifs, celui du traitement des données rationnelles, et nous avons essayé de le faire de manière exhaustive. Mais, comme nous, le lecteur sera sans doute frappé par l'importance des *choix* qui restent à poser. Pour n'en citer que quelques-uns :

- l'Europe doit-elle enfin se doter des instruments d'une véritable politique énergétique, modifiant ainsi les Traités, ou ne peut-elle que continuer à accommoder au mieux dans cette matière, une sorte de *subsidiarité subie*, comme ce fut le cas dans les domaines du gaz et de l'électricité, et même pour certains aspects de la lutte contre les émissions de CO₂ ?
- le vrai concours des énergies renouvelables à la satisfaction de la demande d'électricité en Europe devait-il être basé sur des mécanismes de soutien très coûteux et dont la contribution au surplus collectif est aujourd'hui discutée, plutôt que d'encourager d'abord la recherche scientifique, par appels de projets par exemple, afin de développer des technologies optimales ?
- pourquoi l'Union n'intègre-t-elle pas clairement l'énergie nucléaire dans les moyens que les États membres sont invités à mobiliser pour contribuer à ses objectifs de réductions d'émissions ?
- en matière de CO₂ encore, l'approche dite « Rio-Kyoto », réclamant l'accord de 193 pays et fondée sur des objectifs chiffrés emblématiques mais difficilement vérifiables, est-elle la meilleure, au moment où l'extraordinaire complexité des mécanismes issus de ces négociations est questionnée et leur efficacité contestée ? Ou des instances supposées plus décisionnelles, comme le G20, seraient-elles plus aptes à piloter un dossier prioritaire ? Et d'ailleurs, l'est-il *de manière absolue* en comparaison, par exemple, avec la problématique planétaire de l'eau ou avec les questions de santé publique qui concernent massivement les plus démunis ?

*

Nous n'étions donc pas tenus d'écrire ce livre. Nous avons voulu le faire d'abord pour présenter toutes les données existantes, en proposer des analyses et des commentaires. En bref, pour fournir le matériau de l'exercice des choix.

JPH et JP

PRÉFACE

Quel chemin parcouru en soixante ans ! On trouvera dans cet ouvrage de Jean-Pierre Hansen et Jacques Percebois des analyses et des réponses à base scientifique sur tous les grands problèmes économiques que suscite aujourd'hui une gestion réfléchie et raisonnée du secteur de l'énergie.

À s'en tenir à l'électricité, le contraste avec le passé est saisissant et il n'est sans doute pas inutile, en introduction à cet ouvrage, d'évoquer d'abord la préhistoire de l'économie de l'électricité telle que je l'ai vécue.

*

En 1948, le directeur commercial de la toute jeune EDF, Gabriel Dessus, me dit à la sortie d'une conférence où j'avais remplacé mon maître et directeur de thèse, Maurice Allais : « Je suis en charge de rebâtir les tarifs français de l'électricité ; j'ai consulté quelques éminents professeurs sur ce que pouvait être une tarification d'intérêt général, et il m'a semblé, à travers les propos divers de ces messieurs, que la vente au coût marginal était bien dans la ligne de mes préoccupations. Mais, sitôt qu'on veut passer du principe à la pratique, tout s'effondre : dans le cas d'une

centrale hydroélectrique, ou bien (la nuit d'été) la demande est insuffisante, l'usine déverse, et le coût d'un kWh supplémentaire – le kWh marginal – est nul, ou bien la centrale fonctionne à pleine puissance et il n'est pas possible de produire un kWh de plus. Dans le cas d'une centrale thermique, la situation n'est guère meilleure : ou bien la centrale ne fonctionne pas à pleine puissance et le coût d'un éventuel kWh supplémentaire se limite à la dépense du charbon à enfourner pour le produire ; ou bien on tourne à plein et, si l'on veut forcer la marche, tout va sauter. Mais, si la vente au coût marginal ne couvre que les dépenses de combustible, qui paiera les charges fixes ? Ce n'est pas possible ! » Et il ajouta : « Vous venez, dans votre conférence, de vanter les mérites de la vente au coût marginal. Vous devez avoir quelques idées sur la question. Accepteriez-vous de travailler pour nous ? »

Ainsi se font les carrières. Après quelques mois de travail sur le sujet au titre du CNRS, j'entrai à EDF, avec l'idée naïve d'y passer seulement quelques années, pour voir du concret, avant de retourner plus tard à mes chères études dans le cadre universitaire.

Le collaborateur compétent de G. Dessus me dit qu'il avait consulté la littérature, que les théoriciens en restaient partout aux principes, ou aux applications agricoles et artisanales d'Adam Smith, et que je parlais donc de zéro¹.

Il fallut d'abord résoudre ce problème des installations « inélastiques » dont le coût marginal est soit nul ou faible quand la machine ne marche pas à pleine puissance, soit inexistant. On ne donnera ici qu'une esquisse de la solution² : dans le cas d'une usine hydroélectrique, la courbe de coût marginal – donnant le coût en ordonnée en fonction des quantités en abscisse – n'a pas la belle allure ovale d'un menton de jeune fille comme on la trouve dans la littérature : l'ovale devient anguleux, la branche de gauche se confond avec l'axe des ordonnées, la base de l'ovale se confond avec l'axe des abscisses, et la branche de droite est représentée par une verticale à l'abscisse de la production maximum – verticale qu'on omet généralement de tracer. Suivant les heures ou les époques, la courbe de demande coupe l'axe des abscisses (coût marginal nul) ou la verticale (coût marginal égal à l'ordonnée de l'intersection) ... et l'on retrouve le schéma classique des traités de théorie économique.

L'analyse du fonctionnement du vaste parc thermique de la région parisienne permit alors de mettre en évidence l'évolution des coûts marginaux tout le long de l'année, pour en déduire, sortie centrales, un barème parisien de prix différenciés suivant les heures et les saisons.

En fonction des *mouvements d'énergie* dominants sur les réseaux français tout au long de l'année, on put ensuite bâtir des tarifs régionaux en ajoutant ou soustrayant des frais de transport aux barèmes parisiens. Et il fallut vérifier que les tarifs ainsi obtenus ici ou là couvraient convenablement les charges des centrales thermiques locales.

¹ Ainsi s'explique sans doute la (mauvaise ?) habitude que j'ai prise, quand j'ai un problème de théorie à résoudre, de me débrouiller tout seul. D'où suit d'ailleurs que, hors Maurice Allais, je ne cite presque personne dans mes travaux, faute d'avoir lu les auteurs ...

² « La tarification des demandes en pointe : application de la théorie de la vente au coût marginal », Revue Générale de l'Electricité – août 1949.

Mais quelles charges ? Les amortissements comptables des ouvrages n'avaient aucun sens pour ce genre de travail. Il me fallut donc bâtir à mon usage personnel une théorie de l'amortissement³.

Pour passer ensuite des barèmes de prix-à-la-production aux tarifs proprement dits destinés à la clientèle, il fallait ajouter les coûts de transport, puis de distribution. Là encore, on se heurtait à des paradoxes, face à l'idée naïve que les « primes fixes » sont là pour payer les « charges fixes » – ce qui n'a rien à voir. Les primes fixes liées à la « puissance souscrite » (le débit qu'on s'engage à ne pas dépasser) sont là pour faire payer les réseaux si proches du client qu'il n'y a pratiquement aucune compensation statistique entre les aléas des demandes de chacun ; le reste (charges fixes ou proportionnelles) est payé au kWh⁴.

Mais, une fois bâti tout cet édifice, restait le problème de l'équilibre budgétaire global. Les réseaux relèvent de techniques à « rendement croissant » : si, *aujourd'hui*, le réseau alimentait deux fois plus de clients sur la même zone, le coût de la distribution serait, en fait, bien moins que doublé ; le coût marginal est donc très inférieur au coût moyen et la vente au coût marginal est, là, fortement déficitaire. La production thermique, au contraire, est pratiquement « à rendement constant » : si, *hors tout progrès technique*, il y avait eu à construire une centrale de plus que celle du programme de l'année, elle aurait coûté à peu près le même prix. La production hydraulique est, elle, à rendement décroissant du fait de l'épuisement progressif des sites : la vente au coût marginal y est bénéficiaire. Mais, même dans une entreprise intégrée, les bénéfices ramassés sur la vente au coût marginal de la production hydraulique ne suffisent pas à compenser le déficit intrinsèque des activités de réseau. Dans les années 1950, l'inflation, en dégonflant les charges financières des emprunts, résolvait heureusement le problème. Mais, plus tard ? Je retrouvai le sujet que Maurice Allais m'avait confié : comment déformer au moindre coût collectif une tarification au coût marginal quand il faut assurer l'équilibre budgétaire de l'entreprise dans un secteur où dominent les rendements croissants ? Après bien des soirées stériles, j'aboutis enfin à une solution générale⁵, et faisais remarquer *in fine* que, dans l'hypothèse limite où l'on admettrait que toutes les demandes étaient indépendantes – cas limite trivial et totalement exclu dans le cas de l'électricité, pour laquelle, au contraire, les demandes de pointe, hors pointe, etc. sont liées et interdépendantes – on trouvait une solution simple, quasiment évidente. Samuelson fit remarquer un jour que cette solution triviale avait été avancée par un certain Ramsey dans les années trente ... et voilà baptisé le « Ramsey-Boiteux pricing » ! Qu'aurait pensé l'inventeur de la théorie des coniques – ellipses et hyperboles – si on lui avait associé l'inventeur antique du cercle, au prétexte que quand les deux foyers d'une conique coïncident, ça fait un rond ?

³ « L'amortissement – dépréciation des automobiles », Revue de statistique appliquée, Volume IV n° 4, décembre 1956. « L'amortissement peut-il jouer un rôle dans le calcul économique ? », Revue de Recherche Opérationnelle, Volume I n° 5, 4^{ème} trimestre 1957.

⁴ « La tarification au coût marginal des demandes aléatoires », Cahiers du séminaire d'Econométrie n° 1, 1951, pp 56 à 69, Librairie de Médecis, Paris. « Les tarifs de la concession d'alimentation générale d'EDF », Revue Générale de l'Electricité, décembre 1957.

⁵ « Sur la gestion des monopoles publics astreints à l'équilibre budgétaire », Econometrica, volume 24, n° 1, janvier 1956.

C'est vers cette période – courant des années soixante-dix – que J. Nelson, intéressé par les travaux des « ingénieurs-économistes » français, publie aux États-Unis sous le titre « Marginal cost pricing⁶ » les travaux originaux les plus notables des « économistes d'EDF », traduits en anglais. Cet ouvrage connu aux États-Unis, et plus largement en Amérique, une large audience⁷. On y trouve notamment, outre mes principaux articles de l'époque, un article de P. Massé qui mérite qu'on s'y arrête un instant au titre de cette préhistoire. Dans un ouvrage prémonitoire intitulé « Les réserves et la régulation de l'avenir⁸ », rédigé pendant la guerre, P. Massé avait exposé l'essentiel de ce qui deviendra le « principe de Pontryagin » et la « programmation dynamique » de Bellman – lequel lui rendra hommage pour son antériorité. C'est lui encore qui, en tant que directeur général adjoint d'EDF⁹ introduisit dans l'entreprise la programmation linéaire pour tenter d'apprécier l'intérêt économique des usines marémotrices. Il écrira ensuite sous le titre « Choix des investissements¹⁰ » un ouvrage de référence où sont évoqués les apports d'EDF.

Dans cette préhistoire limitée aux contributions à la théorie économique qui furent suscitées par la gestion d'EDF dans ses vingt-cinq premières années, je citerai aussi Pierre Bernard. Celui-ci inventa pour les besoins d'EDF ce qui devint pour la France, grâce à P. Massé, la « productivité globale des facteurs » : il signa avec P. Massé un ouvrage sur le sujet¹¹ – « Les dividendes du progrès » – qui eut une certaine notoriété. À défaut du bénéfice, il s'agissait pour EDF de trouver un critère global de performances pour susciter une sorte d'émulation concurrentielle dans la centaine de quasi-filiales, appelées « centres de distribution », en charge de revendre au détail l'électricité achetée en gros à la maison-mère. La PGF¹² – tel fut son sigle – eut son heure de gloire. La notion s'estompa ensuite avec l'effacement de la micro-économie. Mais le concept pourra sans doute servir un jour à nouveau.

J'eus encore à intervenir lorsque la technique du taux d'actualisation fut violemment attaquée, au prétexte que l'actualisation, en effaçant d'autant plus le futur que celui-ci est plus lointain, est la négation même des préoccupations écologiques – préoccupations qui prévalent, à juste raison, depuis quelques années. Cette critique est totalement infondée, mais répandue ... En fait, la plupart des gens, économistes inclus, raisonnent pour l'avenir « à prix constant » et non « à monnaie constante ». À monnaie constante, donc à moyenne des prix inchangée (il est difficile et illusoire de prévoir les taux d'inflation du futur), les prix de tout ce qui relève du génie humain diminuent avec le temps à *qualité égale* (les automobiles, les téléviseurs, les appareils de cuisine,

⁶ « Marginal cost pricing in practice », Edité par JR Nelson, Prentice hall 1964.

⁷ Il fut même question de le traduire en français ... !

⁸ Pierre Massé. « Les réserves et la régulation de l'avenir dans la vie économique », Hermann, Paris 1946.

⁹ Il sera plus tard Commissaire au Plan et reviendra terminer sa carrière à EDF comme président du Conseil d'administration.

¹⁰ Pierre Massé. « Le choix des investissements », Dunod 1959 (2^{ème} édition 1964).

¹¹ Pierre Massé et Pierre Bernard, « Les dividendes du progrès », Le Seuil 1969.

¹² La Productivité Globale des Facteurs (PGF) peut être abordée sous trois aspects. Sommairement, cela concerne soit la moyenne pondérée des productivités de chaque facteur de production, soit la variation du bénéfice à prix constant rapportée au chiffre d'affaires ; soit, à résultat relatif égal, la variation relative du surplus. Approche technique, approche comptable, approche économique ...

etc.) tandis que, pour maintenir la moyenne, augmentent en compensation les prix des ressources rares, et ce d'autant plus que celles-ci ont peu de substituts. Les prix des ressources intrinsèquement rares finissent même par augmenter au même taux que le taux d'actualisation. D'où suit qu'à long terme ne subsistent dans les calculs d'actualisation que les seules substances intrinsèquement rares, dont les écologistes se préoccupent à juste raison. Hotelling, m'a-t-on dit depuis, avait déjà trouvé quelque chose de ce genre et je lui rends volontiers hommage. Mais je continue alors à ne pas comprendre pourquoi c'est dans les motifs philosophiques d'une évolution à la baisse des taux d'actualisation que la plupart des économistes patentés cherchent éperdument la réponse au paradoxe de l'effacement du futur. La réponse est pourtant toute simple : même « à euro constant », l'avenir ne se jouera pas à prix constants¹³ ! Cela dit, les mérites d'une réflexion philosophique sur l'évolution à long terme des taux d'actualisation restent entiers ; mais c'est un autre problème.

*

Impudiquement axés principalement sur mes travaux, pour la modeste mais limpide raison que, hors P. Massé, je n'en connais guère d'autres qui soient nés à cette époque préhistorique, ces longs développements expliquent sans doute pourquoi, quand a commencé à déferler dans les années 90 la chasse aux entreprises publiques et aux monopoles – même naturels ! – les « ingénieurs-économistes » français de l'électricité ont été quelque peu atterrés par les propos simplistes et les préconisations assassines des nouveaux hérauts de la concurrence : c'était l'arrivée des barbares dans les villas romaines, le sac de Constantinople par les hordes de la quatrième croisade ! Le choc était d'autant plus fort pour moi que j'avais enseigné pendant des années les mérites de la concurrence – c'était courageux à l'époque – et que les critiques malveillantes que j'avais subies m'avaient incité à étudier soigneusement les exceptions aux avantages de l'économie de marché. Ces exceptions, l'électricité les cumulait presque toutes : produit rigoureusement non stockable, très larges monopoles naturels, équipements dont la durée de vie excède largement les horizons de la myopie boursière, instantanéité indispensable de l'équilibrage entre l'offre et la demande à chaque instant, etc. Tout cela, les fidèles de la nouvelle religion concurrentielle l'ignoraient souverainement : c'était des « vieilleries », des prétextes au maintien du statu quo. Au surplus, les travaux des ingénieurs-économistes d'EDF étaient dorénavant totalement ignorés¹⁴ comme si, émanant d'une entreprise *publique* en *monopole* (l'horreur !), ils étaient forcément partiels, nuls ou périmés. Et puis, l'intelligentsia a peu à peu « redécouvert l'Amérique » – précisément aux États-Unis ! – et le bon sens (éclairé) revient.

En fait, sous l'angle de la théorie économique, la seule rupture fondamentale entre entreprise publique et entreprise privée (ou privatisée) réside aujourd'hui dans un aspect très spécifique de la conception (française ?) du service public : *l'égalité de traitement*. Au

¹³ J'écris sur le sujet depuis quarante ans. On trouvera un exposé synthétique récent, en encadré, dans « Eloge des Ecotaxes » paru dans la revue *Sociétal*, 6, rue Clément Marot 75008 Paris, n° 46, 4^{ème} trimestre 2004, p. 27.

¹⁴ C'est inévitable m'a dit un jour un jeune thésard. Comme vous ne citez personne (c'est normal : je n'avais presque rien lu), on ne vous cite pas non plus...

début des années cinquante, après consultation des experts, et même du Conseil d'État, il fut posé que le devoir d'un service public était de ne différencier ses prix que suivant la nature de la fourniture et jamais suivant celle du consommateur. La règle était claire :

- à fourniture égale, prix égal, que le consommateur soit riche ou pauvre¹⁵, blond ou brun, sympathique ou non ;
- si les fournitures diffèrent entre deux consommateurs, la différence des prix facturés doit être égale à celle des coûts (marginaux).

On notera que ces principes, très rigides, excluent les procédés commerciaux pratiqués depuis toujours, et théorisés dans les écoles de commerce, pour ponctionner le plus possible, à service rendu égal, la « rente du consommateur ». C'est en cela que la novation est importante, tant sur le plan théorique que pratique. Le fait est que, quoi qu'on puisse dire, et si subtiles que soient les interventions du régulateur, ces procédés visant à confisquer la rente du client faussent nécessairement ses choix. Outre l'inconfort que ressent l'utilisateur, qui n'est jamais tout à fait sûr qu'il n'a pas été arnaqué, ces procédés influent sur l'attitude des consommateurs et modifient anormalement leurs choix.

*

Quoi qu'il en soit, les jeux sont faits, un nouveau système de gestion et de pensée s'est mis en place, dont on peut prévoir qu'avec le temps il finira par réparer ses faiblesses, pour ne pas dire ses défauts.

L'ouvrage de Jean-Pierre Hansen et Jacques Percebois prend acte des changements fondamentaux intervenus depuis vingt ans. Cela n'a d'ailleurs rien à voir avec l'évolution des techniques, qui n'a pas connu plus de chocs majeurs qu'au cours de la deuxième moitié du 20^{ème} siècle : il s'agit d'un changement de société. L'entreprise publique monopolistique était une émanation des « trente glorieuses », de ces trente années où la France s'est brillamment reconstruite. Elle a encore survécu au cours des vingt années suivantes où il ne s'agissait plus pour l'économie française de « rattraper les États-Unis », mais de défricher à son tour les nouveautés de l'avenir : le nucléaire, l'informatique, la domestication des ondes – et bien d'autres découvertes dans l'inerte ou le vivant, dans l'étude de la matière ou en biologie moléculaire.

Le secteur de l'énergie, en particulier, a connu des évolutions notables. Les techniques ont progressé, la géopolitique du pétrole et du gaz a beaucoup évolué.

Mais, plus encore, l'effondrement de l'URSS et de ses satellites, le développement d'un capitalisme fortement internationalisé, tout cela a changé la donne et le statut des entreprises publiques, depuis quinze ans, a évolué. Face à ce monde nouveau et mouvant, les experts comme les dirigeants ont besoin d'ajuster et de perfectionner leurs outils

¹⁵ Ce qui n'exclut pas, bien sûr, l'aspect social de la mission de service public lorsque l'exception tarifaire ad hoc est décidée par l'autorité politique. La (bonne) solution, qui a longtemps prévalu, fut de remettre aux mairies des communes intéressées des « bons d'électricité » ; leur volume était négocié chaque année avec le maire, et ils étaient ensuite distribués par l'autorité politique – la mairie – et non par le technocrate encaissant les factures, qui n'était pas habilité à laisser son cœur s'exprimer.

d'analyse, et d'en étendre l'emploi. C'est précisément ce que leur offre le présent ouvrage axé sur l'énergie.

En particulier, le rôle central joué aujourd'hui par le marché appelle un effort de réflexion, tant pour alerter ceux qui n'en voient que les mérites, que pour s'adresser aux sceptiques et les persuader du dynamisme naturel d'une économie largement libérée des interventions et des entraves étatiques. Mais la connaissance approfondie des bases théoriques de l'équivalence entre concurrence parfaite et planification parfaite reste indispensable aux acteurs de l'économie réelle pour la formation de leur jugement. Ce sont ces bases qui permettent de trancher certains différends. C'est ainsi, par exemple, que la notion de technique à rendement croissant, ou décroissant, trouve sa signification : le « rendement croissant » ne s'entend pas du tout avec le temps et les effets du progrès technique ; la notion vaut à un moment donné, pour un développement virtuel : si, avec la technique du moment, telle activité était un peu plus importante, le coût de ce supplément d'activité s'avèrerait-il plus élevé, identique ou plus faible ? Ce qui relève du déroulement du temps et des progrès techniques qui l'accompagnent trouve en effet sa réponse dans le rythme des amortissements. À cet égard, il faut souligner que l'utilisation d'une annuité constante pour introduire dans les calculs les charges d'un investissement est une commodité pour l'exposé – comme on le trouvera dans cet ouvrage. Mais, dans les faits, c'est la plus sûre manière de se ruiner : pour tenir compte de l'usure du matériel et de son obsolescence technique, et afin de préserver la compétitivité des anciens matériels avec les nouveaux, l'annuité qui fixe le coût économique d'un équipement (amortissement et charges financières du capital non amorti) doit être fortement décroissante avec les années.

Qu'on le veuille ou non, et cette dernière remarque l'illustre, c'est toujours la référence implicite à « l'optimum » théorique qui sous-entend les jugements portés sur les phénomènes de la vie économique réelle. On trouvera notamment dans cet ouvrage une analyse pertinente de la notion de rente, avec les rentes nécessaires à la couverture des coûts, les rentes naturelles au-delà des coûts et les rentes coupables ...

Pour chaque problème, les auteurs ont systématiquement utilisé dans leur présentation les outils de l'analyse économique et opté délibérément pour une approche rationnelle des problèmes. Souvent, de brèves modélisations mathématiques illustrent utilement le propos, sans verser pour autant dans le malheureux travers de certains théoriciens qui ne traitent que de ce qui est modélisable : l'ossature mathématique n'exclut pas la chair des réalités ! On notera au passage un fait que j'ai pour ma part souligné depuis cinquante ans : la mathématique utile pour la grande majorité des économistes se limite à la technique du maximum sous contrainte et la formulation du « lagrangien » ...

Outre sa dimension théorique, l'ouvrage joue dans deux autres dimensions : le temps et l'espace. Pour chacun des secteurs énergétiques, il est fait référence à l'histoire, en vue de situer les problèmes et leur évolution. Et, chapitre par chapitre, le périmètre d'analyse se veut mondial, tout en privilégiant l'Europe.

Sur cette Europe, il y aurait malheureusement beaucoup à dire, et à méditer. La Communauté n'a pas de véritable politique énergétique, entre le désir d'intervenir et le

manque d'outils pour le faire. Mais ce manque d'outils tient lui-même aux divergences profondes des politiques nationales, qu'illustrent les attitudes des gouvernements devant l'énergie nucléaire. La seule arme dont dispose librement la Communauté, c'est le droit de la concurrence, et c'est pour cela qu'elle en abuse. Or, si la concurrence a des mérites, longtemps méconnus, elle ne les a pas tous. Et l'électricité a la fâcheuse caractéristique de concentrer la plupart des exceptions aux mérites de l'économie de marché. Ce que les autorités de Bruxelles semblent parfois sous-estimer.

Ce livre fournit, à cet égard, des commentaires fort utiles sur les systèmes de régulation. La notion de régulation recouvre d'ailleurs deux réalités, bien distinctes, que la littérature continue à confondre. Là où peut jouer la concurrence, le rôle du régulateur est de faire en sorte qu'elle joue le mieux possible. Mais là où la concurrence est exclue – c'est le cas, notamment, des monopoles naturels – le rôle du régulateur n'est plus d'*améliorer* le jeu de la concurrence mais de *s'y substituer*. Ce n'est pas du tout pareil et il est fort regrettable que le vocabulaire ne différencie pas les deux rôles. Car se substituer à la concurrence, c'est fixer les prix, ou du moins les plafonner dans leur extrême diversité. Dans un cas, il s'agit de *faire fonctionner* le marché le mieux possible, dans l'autre, il faut le *remplacer*. Ce dernier cas exige du régulateur une connaissance approfondie de l'entreprise « régulée », ce qui n'est déjà pas facile avec une entreprise ordinaire et devient acrobatique dans le cas, exceptionnel, de l'électricité. Car le seul moyen de tout savoir sur l'entreprise régulée, c'est d'être à sa tête. Ainsi étais-je, en tant que directeur général, le régulateur des tarifs d'EDF, et ce sous le contrôle d'un conseil d'administration comportant un tiers de représentants des usagers, un tiers de représentants du personnel et un tiers de représentants de l'État – le tout sous la supervision du gouvernement. La nouvelle mode a conduit à externaliser le régulateur, avec l'idée qu'il sera certes moins bien informé, mais plus impartial. Cela mérite au moins discussion et on regrettera que la régulation internalisée, qui a quand même fait quelques preuves, ne soit pas citée dans l'ouvrage. Ne serait-ce que pour l'expliquer, car la première réaction du lecteur non informé est plutôt d'incrédulité : « Que le patron d'EDF soit son propre régulateur ? Vous n'y pensez pas ! » Mais si ! ... uniquement – bien sûr – lorsqu'il s'agit non d'améliorer le jeu de la concurrence mais de s'y substituer. Le système a d'ailleurs fonctionné pendant cinquante ans, et l'on commence peu à peu à se rendre compte que ce n'était pas si mal¹⁶.

Ce qui fait la richesse de cet ouvrage, c'est l'étendue et la diversité de ses approches, le constant dialogue entre les modèles et la réalité, le souci permanent d'expliquer et de faire comprendre. On y sent la profonde expérience des auteurs. L'un, Jean-Pierre Hansen, est un chef d'entreprise, l'autre, Jacques Percebois, un universitaire. Le premier a constamment accompagné l'exercice de ses fonctions d'entrepreneur d'un souci d'analyse économique qui a fait de lui un professeur à l'École Polytechnique. Le

¹⁶ Tout le monde affecte d'ignorer que l'entreprise EDF vaut une centaine de milliards d'euros en Bourse (moins avec ses tarifs bloqués, plus aux prix du marché), et cela sans que son actionnaire unique, l'État, y ait jamais mis un sou. Tout s'est fait par emprunt ou autofinancement. On notera à l'intention des experts que, pour les emprunts, la garantie financière de l'État, de droit puis de fait, a été surpayée par des moyens détournés, et que les tarifs d'EDF, hors le cas particulier de certains gros clients, étaient (hors taxes) parmi les moins chers d'Europe. Il s'agit maintenant de faire encore mieux... !

second fait partie de ces universitaires français qui ont à la fois acquis une réputation internationale comme spécialiste de l'économie de l'énergie et exercé des responsabilités concrètes de conseil et d'expertise dans des organismes divers et des conseils d'administration.

Ainsi chacun d'eux a-t-il fait des intrusions dans le métier de l'autre.

Ils avaient beaucoup à nous apprendre. Nul doute qu'ils ont brillamment relevé le défi.

Marcel BOITEUX

Membre de l'Institut
Président d'Honneur d'EDF

AVANT-PROPOS

Les changements qui ont profondément modifié le paysage énergétique depuis quelque vingt ans ont des origines diverses : géopolitiques, technologiques ou encore sociétales. Mais un facteur essentiel en a été un recours accru aux mécanismes du marché, en coexistence complexe avec un dispositif réglementaire en mutation permanente.

Or, les secteurs de l'énergie présentent, à des degrés divers, des spécificités les éloignant des conditions de la concurrence parfaite, dont la présence de coûts fixes élevés résultant en un nombre limité d'acteurs de grande taille, la persistance de monopoles naturels, et des possibilités limitées d'entrée- sortie.

Bâtissant sur leur longue expérience du secteur et une fine connaissance de ses enjeux et de ses mécanismes économiques, Jean-Pierre Hansen et Jacques Percebois apportent au lecteur une grille d'analyse de l'évolution et du devenir de ce secteur complexe. Ils ont opportunément choisi de présenter ses activités industrielles et leurs évolutions à l'aide des outils de l'analyse économique.

Les différents marchés de l'énergie sont donc dans leur ouvrage étudiés et comparés dans leurs caractéristiques techniques, mais aussi dans leurs structures

économiques : formation d'équilibres, calculs de surplus, conditions d'optimum, formation des prix sont décrits dans un souci constant de rapprocher l'analyse des causes et l'observation des faits, y compris historiques.

L'ouvrage insiste également sur la nécessaire rigueur d'analyse dans ce secteur, notamment en rappelant ce que les auteurs appellent les « hypothèses oubliées » de la théorie économique, qui n'apportent pas une bonne représentation de la technologie de secteurs tels que celui de l'électricité : par exemple, l'hypothèse dite de « libre disposition » alors que les systèmes électriques doivent être en équilibre permanent ; l'absence de non-convexités ; l'absence d'externalités ; ou encore l'hypothèse de non-arbitrage, essentielle notamment pour la définition de liens entre prix spot et prix forward. L'ouvrage montre comment la non-satisfaction de ces hypothèses oubliées peut mener à des prix très élevés, ou bien négatifs, ou encore très volatils.

Dans ses fondamentaux, l'économie de l'énergie se révèle ainsi un domaine complexe, qui n'autorise les simplifications hâtives ni dans l'analyse ni dans le commentaire et encore moins dans la décision. Les auteurs en font l'illustration par de nombreux exemples, dans les champs industriel et politique.

Il faut saluer cette démarche qui, complétée par de nombreuses données numériques et institutionnelles, fait de ce livre un outil de référence et de documentation.

Jean TIROLE

Président du Conseil d'Administration
de la Toulouse School of Economics

Directeur scientifique
de l'Institut d'Économie Industrielle

Professeur invité au MIT

INTRODUCTION

LE CONTEXTE

En l'espace de vingt ans, peu d'industries ont connu une mutation comparable à celle qui a « changé la donne » dans les secteurs de l'énergie : pétrole, gaz, charbon, électricité, nucléaire et renouvelables. Les changements technologiques, les rapports de forces entre pays, les comportements des acteurs et les décisions politiques mettent le marché au cœur de toutes les énergies, même si partout la puissance publique, en raison du caractère spécifique et stratégique de l'énergie, continue à intervenir pour réguler certains marchés ou infléchir certains choix.

Comment les prix de l'énergie se forment-ils sur les différents marchés internationaux ? Comment tenir compte de deux dimensions spécifiques de l'énergie : un bien stratégique en termes de sécurité des approvisionnements, mais aussi un service public pour le consommateur final ? Quel est le meilleur système de tarification pour ce service public ? Quelle activité relève du secteur « régulé » et quelle activité doit être laissée aux forces du marché, notamment dans l'industrie électrique et gazière ? Le marché peut-il toujours conduire à faire les investissements nécessaires, aussi bien dans la production que dans le transport et la distribution ? La concurrence est-elle toujours possible et à quel type de concurrence doit-on se référer ? Celle du modèle de « l'atomicité » de l'offre et de la demande ou celle de la « contestabilité » des marchés ? Les activités énergétiques ont un impact sur l'environnement, que ce soit au niveau de l'épuisement de certaines ressources ou à celui des rejets de pollution et

de déchets (rejets de CO₂ en particulier). Comment la puissance publique doit-elle alors intervenir pour « internaliser » ces externalités ? Faut-il préférer des moyens coercitifs (normes), un système de taxation, ou ne vaut-il pas mieux opter pour des marchés de droits à polluer ? Doit-on subventionner les énergies renouvelables au motif qu'elles ne sont pas « carbonées » ? Là encore, quel système faut-il privilégier ? Un système de prix de rachat garantis, un système de quotas (certificats verts) ? Voilà un certain nombre de questions auxquelles cet ouvrage s'efforce d'apporter des réponses. Ce sont les dimensions économiques et politiques des décisions énergétiques qui sont au cœur de ce livre. Mais l'énergie est une activité où les lois de la physique conditionnent fortement la structure et l'organisation des industries. C'est particulièrement vrai pour l'électricité (avec les lois de Kirchhoff) et le gaz naturel (avec les lois de Renouard), mais également dans le cas du pétrole ou du nucléaire.

Les questions énergétiques ont beaucoup contribué à alimenter les débats théoriques des économistes. Ce fut le cas avec le pétrole, qui a soulevé la question du juste prix d'une ressource épuisable ; ce fut le cas avec l'électricité, qui a conduit les économistes à rechercher une tarification optimale pour une activité fonctionnant en rendements croissants lorsqu'on impose un équilibre budgétaire à l'entreprise en charge de ce service public. Ce fut aussi le cas avec le charbon et avec les énergies renouvelables comme le solaire ou l'éolien qui, toutes deux, ont soulevé la question des subventions publiques accordées à des activités qui ne sont plus compétitives ou qui ne le sont pas encore. L'émergence des préoccupations environnementales, notamment celles liées au réchauffement climatique, a plus récemment conduit les économistes à reconsidérer les mécanismes traditionnels d'internalisation des externalités et à se demander si les mécanismes de marché ne pouvaient pas être préférés à une approche formulée en termes de taxes ou de normes.

Le caractère stratégique de l'énergie fait que l'État ne saurait se désintéresser de la façon dont l'offre s'ajuste à la demande, car certaines formes d'énergie ont des marchés captifs, n'ont pas de substituts ou conditionnent fortement la vie quotidienne des agents. La défaillance de ces énergies est socialement insupportable. Dans tous les pays, même les plus libéraux, l'État intervient tantôt pour fixer des normes, tantôt pour réguler certains tarifs, tantôt pour s'assurer que les investissements nécessaires seront bien réalisés. Le secteur de l'énergie est donc en permanence soumis à deux types de forces : les forces du marché et celles qui relèvent du pouvoir régalién de l'État. Selon les périodes et les problématiques, les unes l'emportent sur les autres, mais elles coexistent toujours.

LES OBJECTIFS

L'objectif général de l'ouvrage a été décrit précédemment. Mais il est aussi un manuel destiné aux élèves des écoles d'ingénieur, des écoles de commerce et aux étudiants de licence, maîtrise et doctorat des universités d'économie, de gestion, de droit ou de science politique. Les responsables et observateurs du secteur de l'énergie y trouveront également de nombreuses données et analyses utiles à leur réflexion. Le souci pédagogique des

auteurs a conduit à isoler dans de nombreux tableaux, encadrés ou annexes les questions plus techniques, plus formalisées ou plus théoriques, qui constituent des éclairages ou des approfondissements de certains points importants. Issu de l'expérience de l'enseignement et de la pratique, l'ouvrage s'efforce de donner une vision synthétique du fonctionnement du secteur de l'énergie, en insistant notamment sur la dimension historique propre à chaque énergie. De nombreux tableaux et plusieurs études de cas permettent de conforter les analyses présentées.

Chaque forme d'énergie a ses spécificités à la fois techniques, historiques, économiques et sociales. Il importe donc d'analyser successivement le pétrole, le gaz, l'électricité, le nucléaire, le charbon et les renouvelables. Mais certaines questions sont communes à toutes ces énergies ; elles relèvent tantôt de la macroéconomie, tantôt de la microéconomie, tantôt de l'économie de l'environnement. Ces questions transversales seront donc analysées en tant que telles. Un chapitre spécifique est par ailleurs consacré à la présentation d'études de cas. Un sommaire est présenté au début de chacun des dix chapitres, et les principales références bibliographiques utilisées et recommandées sont regroupées à la fin de chacun des chapitres.

PRÉSENTATION DE L'OUVRAGE

Le chapitre 1 est consacré à la macroéconomie de l'énergie. Il traite du poids de l'énergie dans l'économie, de l'évolution historique des bilans énergétiques, des relations entre énergie et économie, des déterminants de l'offre et de la demande d'énergie. Il analyse les outils dont dispose la puissance publique pour infléchir les choix énergétiques d'un pays.

Le chapitre 2 analyse les déterminants microéconomiques de l'offre et de la demande d'énergie. Il traite du fonctionnement des marchés selon diverses configurations de l'offre et de la demande, du lien entre prix et coûts. Il insiste sur le concept de rente, souvent utilisé dans le domaine de l'énergie du fait de la rareté physique de nombreuses sources d'énergie. Il aborde ensuite les grands principes de la régulation des marchés selon divers cadres institutionnels.

Le chapitre 3 est centré sur le pétrole. Il étudie le concept de réserves, et le rôle du progrès technique dans l'évolution des réserves prouvées. Une attention particulière est portée à la dimension historique, l'histoire des chocs pétroliers notamment. Il développe les théories de détermination des prix inter temporels optimaux fondées sur le caractère non renouvelable des ressources. Il analyse les controverses nées avec la thèse du « peak oil ». Ce chapitre insiste sur la multiplicité des déterminants du prix du pétrole, les raisons de la volatilité des prix et les techniques de couverture qui permettent de se prémunir contre cette volatilité (produits financiers dérivés).

Le chapitre 4 est consacré au gaz naturel ; il étudie la formation des prix du gaz sur les marchés américain et européen, le premier étant plutôt de type concurrentiel et le second caractérisé par un oligopole bilatéral, ce qui s'est traduit par un système de

contrats d'approvisionnement à long terme avec indexation des prix du gaz sur les prix des produits pétroliers. Une partie importante du chapitre est consacrée au processus de libéralisation de l'industrie gazière européenne et à ses conséquences sur l'organisation de l'industrie : ouverture à la concurrence en amont et en aval de la chaîne, régulation de l'accès aux réseaux de transport et de distribution.

Le chapitre 5 est centré sur l'électricité. Il analyse la structure des coûts de production d'un parc optimal, la sensibilité du coût du kWh à l'évolution de divers paramètres, le rôle des rentes infra marginales dans la fixation des prix, le processus de l'équilibre entre offre et demande d'électricité. Une place importante est donnée au processus actuel de libéralisation et aux conséquences que ces réformes institutionnelles ont sur la gestion de la charge. Les divers segments de l'industrie électrique sont analysés : la production, le transport, la distribution, la fourniture... Une réflexion sur la place respective du marché et celle de la régulation est proposée.

Le chapitre 6 est consacré à l'énergie nucléaire. Il rappelle les grandes étapes de l'industrie nucléaire, ses perspectives, et analyse la façon dont est calculé le coût du kWh sortie centrale. Les problèmes de la gestion des déchets et de l'assurabilité des risques sont abordés ; l'effet de l'existence d'une rente de rareté du nucléaire dans un marché européen dérégulé est lui aussi étudié.

Le chapitre 7 porte sur le charbon, une énergie en « régression » et encore subventionnée en Europe, mais dont les perspectives sont prometteuses à l'échelle mondiale, en raison des importantes réserves disponibles. Le charbon demeure la première source d'énergie pour produire de l'électricité à l'échelle mondiale, mais ses effets négatifs sur l'environnement (rejets de CO₂) posent des questions que le progrès technique devrait pouvoir résoudre, en partie du moins.

Le chapitre 8 est consacré aux diverses énergies renouvelables, l'éolien, le solaire et la biomasse notamment. Le potentiel de chacune de ces énergies est présenté et l'ouvrage montre le développement rapide de ces énergies, grâce aux aides publiques diverses qui leur sont apportées. Une attention particulière est apportée à l'analyse des divers mécanismes de promotion de ces énergies (prix garantis, certificats verts, quotas etc.) ; la politique volontariste menée dans ce domaine en Europe est analysée en détail et l'ouvrage en montre les avantages, mais aussi les limites.

Le chapitre 9 est centré sur une question transversale, commune à toutes les énergies, qui est aujourd'hui au cœur de nombreux débats politiques : l'environnement. Le chapitre rappelle les données de base de l'effet de serre, les initiatives politiques conduites pour limiter le réchauffement climatique, les grandes étapes des négociations internationales et la mise en œuvre des propositions adoptées. Une attention particulière est portée au système européen des permis de CO₂ négociables et aux perspectives de ce système. Ce chapitre conduit également une analyse des mérites comparés des divers outils dont dispose la puissance publique : les normes, la taxation et le système de marché.

Le chapitre 10 est un chapitre original destiné à faire le lien entre les analyses présentées et les décisions observées dans la pratique. Il est consacré à la présentation d'un ensemble d'exercices et d'études de cas très concrets. Les sujets abordés sont la

tarification de l'électricité, la modélisation d'un équilibre de marché, des projets d'exploration-production dans le pétrole et le gaz naturel, des choix d'investissement dans du thermique classique ou de l'éolien ou le fonctionnement d'un marché de permis.

Il existe des ouvrages consacrés à telle ou telle forme d'énergie ou à telle ou telle question énergétique ; l'apport de cet ouvrage est, dans un sens, plus ambitieux, puisqu'il propose un bilan de « l'état de l'art » portant sur toutes les énergies à l'échelle mondiale. Il se veut une synthèse pédagogique du fonctionnement des marchés énergétiques ; il utilise pour cela les outils du calcul économique et les apports de la théorie économique, mais sans jamais perdre le contact avec le réel. Les nombreux tableaux de chiffres à l'appui des analyses sont là pour le rappeler. La lecture et l'utilisation de ce livre sont facilitées par une connaissance préalable des phénomènes de la physique de l'énergie et des bases de l'analyse économique. Cependant, il ne s'agit pas de pré requis : d'une part, la présentation des concepts nécessaires fait l'objet de plusieurs annexes introductives et, d'autre part, les passages les plus techniques sont, pour l'essentiel, placés dans des encadrés, afin de documenter l'exposé sans interrompre le fil. Puisse ce manuel aider les promotions d'étudiants à mieux comprendre les enjeux des choix énergétiques et à les inciter à s'investir davantage encore dans la compréhension du fonctionnement d'une industrie passionnante et pleine d'avenir.

1

MACROÉCONOMIE DE L'ÉNERGIE

1.1	Le concept de bilan énergétique	3
1.2	Les déterminants de l'intensité énergétique du PIB	13
1.3	L'énergie dans la fonction de production	21
1.4	Les modèles de prévision utilisés dans le secteur de l'énergie	29
1.5	Les effets macroéconomiques d'un choc énergétique	32
1.6	Les instruments destinés à internaliser les « externalités »	38
1.7	Quels scénarios énergétiques pour demain ?	53

Les flux d'énergie consommée par un pays au cours d'une année sont comptabilisés au sein du bilan énergétique. Cette énergie peut être produite localement ou importée. La quantité d'énergie nécessaire pour produire des biens et services (le PIB) varie dans le temps et dans l'espace, en fonction de considérations techniques ou de critères socioéconomiques. L'intensité énergétique du PIB et la quantité d'énergie *per capita* sont donc très variables d'un pays à l'autre. L'énergie est toujours consommée à travers un équipement utilisateur, c'est pourquoi il importe d'analyser le processus de production à travers les relations de complémentarité et de substituabilité qui lient le facteur capital, le facteur travail et le facteur « énergie ». C'est l'objet de la fonction de production macroéconomique. Comprendre ces relations, c'est anticiper l'évolution de la demande d'énergie en fonction des perspectives de croissance économique. C'est le rôle des modèles macroéconomiques de prévision. L'objet de ce chapitre est d'analyser le rôle de l'énergie dans l'économie à un niveau global. Nous étudierons donc successivement :

- 1) le concept de bilan énergétique ;
- 2) les déterminants de l'intensité énergétique du PIB ;
- 3) l'énergie dans la fonction de production ;
- 4) les modèles de prévision utilisés dans le secteur de l'énergie ;

Il importe ensuite d'analyser les mécanismes par lesquels un choc énergétique (un « choc prix », par exemple) peut modifier les équilibres macroéconomiques, et de voir comment l'État intervient dans les choix énergétiques pour internaliser les coûts sociaux liés à l'usage de l'énergie (coûts environnementaux) ou pour promouvoir certaines formes d'énergie considérées comme prioritaires. En principe, ce sont les mécanismes du marché qui orientent les choix mais l'État se doit d'intervenir en cas d'externalités, négatives ou positives, pour opérer une réallocation optimale des ressources. Deux sections du chapitre seront donc consacrées aux points suivants :

- 5) les effets macroéconomiques d'un choc énergétique ;
- 6) les instruments de politique énergétique destinés à internaliser les externalités négatives et positives.

Prévoir les évolutions de l'offre et de la demande d'énergie à moyen et long terme n'est pas chose aisée tant sont nombreux les facteurs qui interfèrent : facteurs démographiques, économiques, géologiques, techniques, politiques. La principale difficulté se situe au niveau de l'évolution probable de la demande d'énergie à l'échelle mondiale comme à l'échelle régionale, laquelle reste fortement tributaire de l'évolution prévisible de la croissance économique dans les différentes parties du monde. Plusieurs scénarios sont envisageables et ils sont souvent très contrastés. Nous présenterons dans une dernière section les scénarios qui, aujourd'hui, semblent les plus probables et font consensus au niveau des organisations internationales comme l'A.I.E.

- 7) quels scénarios énergétiques pour demain ?

1.1 LE CONCEPT DE BILAN ÉNERGÉTIQUE

L'énergie est tantôt un bien de consommation final, lorsqu'elle est consommée par des ménages désireux de se chauffer, de se déplacer, de s'éclairer ou d'utiliser des équipements ménagers, tantôt une consommation intermédiaire, lorsqu'elle est utilisée au cours du processus productif pour produire d'autres biens et services. Le rapport qui existe, à un moment donné, dans un pays déterminé, entre la consommation totale d'énergie E de l'année, évaluée généralement en tonnes-équivalent-pétrole (tep), et le produit intérieur brut Y , évalué en monnaie, permet de se faire une idée du rôle de l'énergie dans l'économie. On constate que ce rapport E/Y est à la fois très variable dans le temps pour un pays considéré isolément, et très variable dans l'espace, à un moment donné, si l'on considère un groupe de pays, y compris pour des pays ayant atteint des niveaux comparables de développement économique. La même observation peut être faite si l'on considère la consommation d'énergie *per capita*, c'est-à-dire la quantité d'énergie consommée annuellement par habitant. Plusieurs facteurs expliquent ces disparités spatiales et temporelles : des facteurs géographiques (le climat, l'étendue du territoire), des facteurs structurels liés à la nature de l'énergie utilisée comme à la structure de la production nationale, des facteurs technologiques liés à l'efficacité plus ou moins grande des appareils producteurs, transformateurs et utilisateurs d'énergie.

1.1.1 Les coefficients d'équivalence

Il existe plusieurs concepts d'énergie : l'énergie primaire, l'énergie finale et l'énergie utile ; le bilan énergétique d'un pays peut être défini comme la représentation comptable de la façon dont est produite, importée, transformée et utilisée l'énergie d'un pays au cours d'une période, l'année généralement.

L'*énergie primaire* est constituée par l'énergie disponible à l'état brut, avant toute transformation, et telle qu'elle peut être saisie à l'entrée du système énergétique (énergie produite nationalement ou importée). Elle peut se présenter sous forme de stocks (charbon, pétrole brut, gaz naturel, uranium), généralement non renouvelables à l'échelle humaine, ou sous forme de flux (énergie solaire, éolienne ou hydraulique), qui sont eux renouvelables.

L'*énergie finale* est constituée par l'énergie utilisée pour satisfaire les divers besoins (chauffage, transport, processus industriels), après transformation de l'énergie primaire en énergies secondaires (produits pétroliers, combustibles solides et gazeux, électricité). Toute transformation engendrant des pertes, la quantité d'énergie finale est nécessairement inférieure à la quantité d'énergie primaire comptabilisée.

L'*énergie utile* est constituée par l'énergie réellement disponible à la sortie des équipements utilisateurs d'énergie mais, faute de connaître le parc des équipements et leur rendement, on ne dispose pas de comptabilité en termes de flux d'énergie utile. Le bilan énergétique d'un pays est généralement établi en termes d'énergie primaire et retrace les

flux d'énergie produits, importés ou exportés au cours de l'année, par formes d'énergie. On peut également faire apparaître l'énergie finale disponible et sa répartition par secteurs utilisateurs (industrie, transport, secteur domestique et tertiaire).

La seule unité légale d'énergie reconnue sur le plan international est le joule, qui correspond au travail fourni par une force d'un newton dont le point d'application se déplace d'un mètre dans la direction de la force (c'est, en pratique, le travail fourni pour soulever une pomme d'un mètre). Mais les économistes utilisent plus volontiers une unité plus évocatrice : la tonne d'équivalent-pétrole (tep) dont le pouvoir calorifique est par convention fixé à 42 GJ (gigajoules). La construction de bilans énergétiques requiert donc de disposer de coefficients de conversion entre les diverses sources et formes d'énergie, et ces coefficients sont établis en fonction du pouvoir calorifique de chaque énergie. Un problème particulier se pose toutefois avec l'électricité dite « primaire ». Lors du processus de transformation de la chaleur en énergie mécanique (dans une turbine, laquelle est ensuite convertie en électricité via un alternateur), les lois de la thermodynamique (principes de Carnot) imposent un rendement inférieur à un (voir annexe au chapitre 5). En pratique, les technologies actuelles ont un rendement qui varie entre 33 et 40 % (exceptionnellement, on peut atteindre 56 % avec certaines technologies utilisant du gaz naturel ou du charbon). Si l'on prend le point de vue du physicien, le pouvoir calorifique d'un MWh équivaut à 3,6 GJ, soit $3,6/42 = 0,086$ tep. C'est sur cette base qu'est comptabilisée l'électricité secondaire produite à partir du fioul, du charbon ou du gaz naturel dans les bilans en énergie finale. On peut soutenir que l'électricité primaire d'origine nucléaire ne doit pas être comptabilisée sur cette base mais en prenant en compte la quantité d'énergie fossile que le nucléaire permet de remplacer, ce qui, avec un rendement de 33 % (les 2/3 de la chaleur d'une centrale nucléaire ne sont pas transformés en électricité ou, ce qui revient au même, il faut 3 MWh de chaleur pour produire 1 MWh d'électricité dans une centrale nucléaire), donne un coefficient d'équivalence de 0,26 tep ($1 \text{ MWh} = 0,086/0,33 = 0,26$). Les bilans énergétiques établis par l'ONU optent pour une « équivalence à la consommation », ce qui revient à retenir le même coefficient pour l'électricité primaire et pour l'électricité secondaire ($1 \text{ MWh} = 0,086$ tep). La quasi-totalité des autres organismes (OCDE, AIE, Conseil mondial de l'énergie, Observatoire de l'énergie) optent pour une « équivalence à la production » lorsqu'il s'agit d'électricité primaire d'origine nucléaire (soit $1 \text{ MWh} = 0,26$ tep) et une « équivalence à la consommation » lorsqu'il s'agit d'électricité secondaire ou d'électricité primaire d'origine hydraulique, éolienne ou photovoltaïque (soit $1 \text{ MWh} = 0,086$ tep). Le choix des coefficients d'équivalence n'est donc pas neutre et il donne lieu à controverse, les opposants au nucléaire considérant qu'avec le principe de l'équivalence à la production, on surestime le poids du nucléaire dans le bilan énergétique établi en énergie primaire. Cependant, si le nucléaire n'existait pas, il faudrait produire cette électricité à partir du charbon, du gaz naturel ou du pétrole, et cela augmenterait d'autant les quantités d'énergie primaire consommées. Tout système de comptabilisation suppose des conventions. C'est pourquoi il importe de bien connaître les équivalences retenues lorsqu'on procède à des comparaisons statistiques de sources diverses (cf. encadré 1.1).

ENCADRÉ 1.1

Quel équivalent pour le kWh dans les bilans énergétiques ? À quelle question veut-on répondre ?¹

Pour Marcel Boiteux, compter le kWh pour 9,3 MJ et non pour son équivalent calorifique de 3,6 MJ est une prise de position qui s'est toujours heurtée aux dénégations des physiciens qui affirment, non sans raison dit-il, qu'un kWh représente l'énergie fournie sous 1 000 watts pendant 3 600 secondes, soit 3,6 MJ. « En fait, le secteur de l'énergie est le seul dans lequel on s'autorise à additionner, en termes physiques, des quantités hétérogènes de choses de nature très différente telles que l'électricité, le charbon, l'uranium et le gaz naturel ou le gaz de fumier... Dans la vie courante, les quantités de caviar, de pommes de terre ou de cuivre s'expriment aussi en kg, sans qu'il vienne à personne l'idée saugrenue de les additionner ». Au fond, ce qui est discutable, ce n'est pas de comptabiliser les diverses énergies dans une unité commune mais de les additionner au motif que cette unité est commune, ceci pour dresser des bilans énergétiques.¹

« Il n'y a pas plus de rapport entre un kWh de pétrole et un kWh d'électricité dans le secteur énergétique qu'il n'y en a entre une tonne d'artichauts et une tonne de beefsteak dans le secteur alimentaire ; il est donc absurde de les additionner. Si l'on veut faire des bilans à des fins de politique énergétique, il faut affecter à chacun de ces kWh un coefficient d'équivalence... et tant pis si le kWh d'électricité n'équivaut plus à 3,6 MJ comme le voudrait l'arithmétique des énergies dégradées : on ne parle pas de la même chose ». Ce sont les valeurs de substitution qu'il faut retenir pour définir les équivalences entre formes d'énergie et rendre les quantités de celles-ci additives. Le problème auquel répondent les bilans énergétiques est donc un *problème de substitution*.

Il faut pondérer les quantités des diverses ressources énergétiques par leur valeur de substitution : à combien de tonnes de charbon peut se substituer une tonne de pétrole ? À combien de grammes de pétrole peut se substituer un kWh d'électricité ? « Alors, un kWh d'électricité n'équivaut pas à 3,6 MJ mais à nettement plus. En effet, à la production, il faut 222 g de pétrole à 10 000 thermies la tonne, soit 9,3 MJ, pour produire un kWh ; dans ces conditions, la valeur de substitution d'un kWh à la production n'est pas de 3,6 MJ ; et la quantité d'uranium, ou de force hydraulique, qui permet de produire 1 kWh sera comptée aussi pour 9,3 MJ puisqu'elle se substitue à 9,3 MJ de pétrole ». Cette valeur de 9,3 MJ (basée sur un rendement de 38 %) est sans doute excessive aujourd'hui, face aux principales substitutions envisageables, conclut Marcel Boiteux... « À la consommation, le kWh d'électricité vaudra désormais 3,6 MJ [suite aux réformes introduites], les électriciens étant priés de faire comme tout le monde !... Les bilans seront donc établis dorénavant en énergie dégradée, la chaleur en l'occurrence, ce qui n'est d'une réelle utilité que pour les spécialistes de la thermodynamique du globe. Quant aux responsables de la politique énergétique, ils devront se rappeler que ces bilans ne sont pas faits pour eux... »

¹ Nous reprenons ici l'ensemble des conclusions d'un article de Marcel Boiteux paru dans la Revue de l'Énergie (n° 536, mai 2002, p. 217-219) et nous tenons compte d'une note adressée aux auteurs en février 2010.

1.1.2 Les disparités dans la structure des bilans

Une analyse de la structure des bilans énergétiques par pays montre de très fortes disparités qui tiennent aux contraintes de la géographie (disponibilité ou non de ressources énergétiques nationales) et au poids de l'histoire (politiques énergétiques suivies). Certaines

énergies bénéficient d'usages captifs comme le pétrole, indispensable dans le secteur des transports, ou l'électricité, incontournable pour faire fonctionner de nombreux équipements. Pour de nombreux usages, les substitutions entre formes d'énergie restent possibles (chauffage des locaux, utilisation de vapeur dans l'industrie, production d'électricité secondaire) et, dès lors, la structure du bilan énergétique est le reflet des choix faits par les utilisateurs autant que des politiques publiques menées (au niveau de la taxation des énergies notamment).

A. Le bilan énergétique de l'Union européenne (27) en 2012

La structure du bilan primaire de l'UE est différente de celle du bilan mondial. Au sein de chaque pays, la structure du bilan primaire est également très variable d'un pays à l'autre selon la disponibilité locale de ressources énergétiques et la structure de l'économie. Cela est également vrai si l'on examine la structure de la production d'électricité. Ainsi, la production d'électricité est pour l'essentiel (41 %) obtenue à partir du charbon à l'échelle mondiale (un peu moins de 50 % aux États-Unis et près de 90 % en Pologne). Cette part n'est que de 5 % en France, contre 74 % pour le nucléaire, et de 27 % au sein de l'Union européenne, contre 26 % pour le nucléaire.

La consommation d'énergie primaire par habitant varie sensiblement d'un pays à l'autre : près de huit tep par an en Amérique du Nord contre 3,63 en moyenne au sein de l'UE (27) mais moins d'une tep dans de nombreux pays en développement. Au sein de l'Union européenne, les chiffres varient également fortement : 6,80 en Finlande en 2010 contre 5,50 en Belgique, 4,10 en France, 4,03 en Allemagne, 2,4 au Portugal et 1,80 en Roumanie.

B. Le bilan énergétique de la France

L'évolution de la structure du bilan énergétique primaire de la France depuis la Seconde Guerre mondiale traduit bien les mutations qui se sont opérées en France sous l'impulsion de l'État. On peut faire apparaître quatre périodes.

- 1) La période qui va de 1946 à 1960, au cours de laquelle la priorité est donnée à la lutte contre la pénurie d'énergie. La reconstruction de l'économie française va accroître les besoins en énergie et ceux-ci ne peuvent alors être couverts que par du charbon national (accessoirement importé), de l'hydraulique et un peu de pétrole importé, pour satisfaire les usages captifs du transport. L'économie française reste une économie fermée qui doit avant tout compter sur ses propres forces. La production de charbon sera stimulée et atteindra son pic en 1959. Le charbon qui, en 1960, représente encore près de 55 % de la consommation primaire d'énergie, satisfait alors presque tous les usages : il sert à se chauffer et à produire de la chaleur ou de l'électricité, voire du gaz de synthèse (gaz de ville). Après la découverte de Lacq en 1951 et sa mise en exploitation en 1955, le gaz manufacturé sera progressivement détrôné par du gaz naturel, d'abord national puis importé (des Pays-Bas, d'Algérie, de Russie, de Norvège). Un effort très important d'investissement est consenti dans le domaine de l'hydroélectricité,

qui représente ainsi plus de 10 % de l'énergie primaire en 1960 et demeure alors la principale source de production d'électricité. L'instrument principal de cette politique relativement « nationaliste », car fondée sur une relative autarcie de l'économie, est un secteur public en situation de monopole. C'est l'époque des nationalisations du charbon, du gaz et de l'électricité avec la création en 1946 de Charbonnages de France, Gaz de France et Électricité de France, qui ont le statut d'EPIC (établissements publics à caractère industriel et commercial). Seul le pétrole échappe à la nationalisation mais il faut se souvenir que les lois de 1928 ont donné à l'État français le monopole de l'importation de pétrole, monopole qu'il délègue alors aux entreprises pétrolières étrangères (Shell, ESSO, BP, Caltex) ou nationales (notamment la Compagnie Française des Pétroles, dans laquelle l'État détient un tiers du capital). L'énergie est alors chère en France car son prix est largement dépendant du coût du charbon. Les mines françaises sont profondes et coûteuses à exploiter. Le Traité de la Communauté économique du charbon et de l'acier (CECA) signé le 18 avril 1951 à Paris entre la France, la Belgique, le Luxembourg, l'Italie, les Pays-Bas et l'Allemagne (RFA) entre en vigueur le 23 juillet 1952 et a pour objet de limiter les entraves à la circulation de ces marchandises, le charbon demeurant l'énergie dominante en Europe. Le 25 mars 1957, les six pays signent le Traité de Rome, qui crée la Communauté économique européenne (CEE) et la Communauté européenne de l'énergie atomique (EURATOM).

- 2) La période qui va de 1960 à 1973, au cours de laquelle la priorité est donnée à la minimisation du coût d'approvisionnement de la France en énergie. L'internationalisation croissante de l'économie française, suite à l'entrée en vigueur du Traité de Rome au 1^{er} janvier 1958, requiert que, pour être compétitive, l'industrie nationale bénéficie de coûts de production sensiblement comparables à ceux des principaux concurrents étrangers. Pourquoi continuer à acheter du charbon national coûteux alors qu'il existe sur le marché international du pétrole abondant et bon marché ? Le gouvernement met en place un « plan de régression » du charbon français (Plan J.M. Jeanneney de 1960) et favorise la pénétration du pétrole importé dans tous les usages, y compris la production d'électricité. Cela explique qu'en 1973, la part du charbon ne représente plus que 15,6 % du bilan primaire de la France et que celle du pétrole soit passée de 31,6 % en 1960 à 67,3 % en 1973. Corrélativement, le taux d'indépendance énergétique (production nationale sur consommation totale d'énergie) chute de 62,1 % en 1960 à 24,4 % en 1973. En janvier 1973, le Danemark, le Royaume-Uni et l'Irlande rejoignent la CEE, puis l'Espagne et le Portugal en 1986.
- 3) La période qui va de 1973 à 1990, au cours de laquelle la priorité est donnée à la sécurité d'approvisionnement de la France en énergie. Le premier choc pétrolier a révélé la vulnérabilité énergétique de la France et dès 1974, le Plan Messmer va établir les bases d'une nouvelle politique énergétique axée sur trois préoccupations :
 - une utilisation rationnelle de l'énergie, donc des économies d'énergie dans tous les secteurs ;

- une diversification géographique des sources d'énergie importées (pétrole, gaz naturel et charbon) ;
- une forte relance du programme électronucléaire, seule source nationale d'énergie à grande échelle.

En 1990, la part du nucléaire dans le bilan primaire atteindra 34 %, contre 2,2 % en 1973, tandis que celle du pétrole s'effondrera à 38,7 %. La part du charbon continuera à décroître, celle du gaz naturel (largement importé) à s'accroître et le taux d'indépendance énergétique remontera à 48,7 %.

- 4) La période qui suit 1990, au cours de laquelle le processus de libéralisation des industries de réseaux initié par la Commission européenne s'imposera progressivement. Le 1^{er} novembre 1993 voit la création de l'Union européenne (UE) suite au Traité de Maastricht signé un an plus tôt. L'UE comptera ensuite 27 puis 28 membres aujourd'hui. L'objectif est de créer un « marché unique » de l'énergie entre tous ces pays. L'ouverture à la concurrence inscrite dans les directives européennes va modifier l'organisation de l'industrie énergétique française, avec l'abolition des monopoles d'importation (et de production) et l'ouverture du capital des entreprises publiques, sans remettre en question les trois axes retenus en 1974. La priorité donnée au nucléaire et aux économies d'énergie va d'ailleurs se trouver renforcée par l'émergence d'une préoccupation de plus en plus forte, en Europe comme dans le reste du monde : la recherche d'un « développement durable » destiné à préserver l'environnement. On a coutume de dire qu'il n'existe pas de politique énergétique commune en Europe (contrairement au cas de la politique agricole) mais une politique de la concurrence appliquée au secteur de l'énergie. Il y a néanmoins un socle minimal de préoccupations communes autour de trois objectifs : la compétitivité énergétique (accès à l'énergie dans les meilleures conditions de coût), la sécurité des approvisionnements énergétiques et la lutte contre le réchauffement climatique. En France, l'État a fait siennes ces préoccupations et la structure actuelle (2012) du bilan énergétique primaire est le reflet de cette politique : la part du charbon (totalement importé depuis la fermeture de la dernière mine française en 2004) a chuté à 4,0 %, celle du pétrole s'est stabilisée autour de 31 %, celle du gaz naturel autour de 15 %, tandis que l'énergie nucléaire représente plus de 40 % de la consommation primaire et 74 % de la production d'électricité. La part des énergies renouvelables (hors hydraulique) reste modeste (3 à 4 %). Le taux d'indépendance énergétique s'est également stabilisé autour de 49 %.

Comme on le voit, l'État a, en France, toujours joué un rôle central depuis 1945 dans le domaine énergétique, et a su faire prévaloir les choix qui s'imposaient pour s'adapter aux nouvelles contraintes. Dans tous les pays, l'énergie est un secteur considéré comme stratégique et l'État, par le biais d'entreprises nationales ou via des incitations financières et fiscales, se doit d'intervenir, même si le processus actuel de libéralisation et de privatisation observé un peu partout dans le monde modifie les canaux par lesquels s'exerce cette intervention.

1.1.3 La concentration spatiale des réserves énergétiques à l'échelle mondiale

Près de 81 % de l'énergie consommée dans le monde est d'origine fossile (si l'on exclut le bois, dont une grande partie de la consommation ne donne pas lieu aujourd'hui encore à échange sur un marché). Il s'agit de ressources disponibles sous forme de stocks en terre, épuisables à l'échelle humaine. La part des hydrocarbures (pétrole et gaz) représente près de 54 % de l'énergie primaire consommée à l'échelle mondiale. Le tableau 1.2 montre que ces ressources sont réparties de façon très inégalitaire dans le monde, ce qui va renforcer leur caractère stratégique et la compétition pour l'accès à ces ressources, dans un contexte où leur épuisement est une préoccupation croissante. On constate que les trois premiers pays détenteurs de ressources énergétiques représentent à eux seuls 45 % des réserves prouvées de pétrole, 49 % de celles de gaz naturel, 53 % de celles de charbon et 56 % de celles d'uranium.

Il faut noter que chaque forme d'énergie présente des spécificités et que les substitutions entre ces formes d'énergie ne sont pas toujours possibles. Le pétrole est un produit liquide facile à transporter, qui bénéficie d'usages captifs et peut satisfaire potentiellement tous les besoins (du transport à la production d'électricité) ; plus de 50 % du pétrole produit dans le monde donne lieu à commerce international. Le marché mondial est unifié. Certes, les réserves sont géographiquement concentrées, mais l'apparition du pétrole non conventionnel bouleverse la géopolitique. Le gaz naturel est une énergie qui n'a pas d'usage captif et est coûteuse à transporter; environ 24 % de la production mondiale donne lieu à commerce international. Le nombre d'importateurs potentiels est donc beaucoup plus limité qu'avec le pétrole. Le marché mondial est segmenté en 3 sous-ensembles géographiques (Amérique, Europe, Asie). C'est la moins polluante des énergies fossiles. Ses réserves sont également concentrées, mais l'existence de réserves abondantes de gaz non conventionnel change la donne. Le charbon est un produit pondéreux, coûteux à transporter ; environ 15 % de la production mondiale donne lieu à échanges internationaux. Le marché mondial est segmenté en 2 sous-ensembles (marché « Atlantique » et marché « Pacifique », mais des connexions sont possibles si le coût du fret chute). C'est la plus polluante des énergies fossiles. Ses réserves sont très abondantes et assez bien réparties géographiquement. L'électricité est un produit qui ne se stocke pas et qui de plus est très stratégique; sa production doit donc être nationale. Les échanges internationaux sont limités (secours mutuel ou considérations commerciales) et représentent environ 1,3 % de la production seulement. Une partie croissante de la production d'électricité est intermittente (éolien et solaire).

Le point de vue du géologue et celui de l'économiste ne coïncident pas quand il s'agit d'estimer les réserves disponibles. Pour le géologue, le niveau des réserves est nécessairement fini, même s'il n'est pas connu. L'économiste s'intéresse aux réserves techniquement exploitables et économiquement rentables avec la technologie disponible aujourd'hui, tout en anticipant celle qui le sera demain et qui permettra soit de réduire le coût d'accès au pétrole, soit d'accéder à du pétrole plus difficile d'accès et plus coûteux. On parle alors de réserves prouvées. Le niveau de ces réserves va donc évoluer au cours du temps en fonction de deux paramètres essentiels : le prix directeur de l'énergie et le

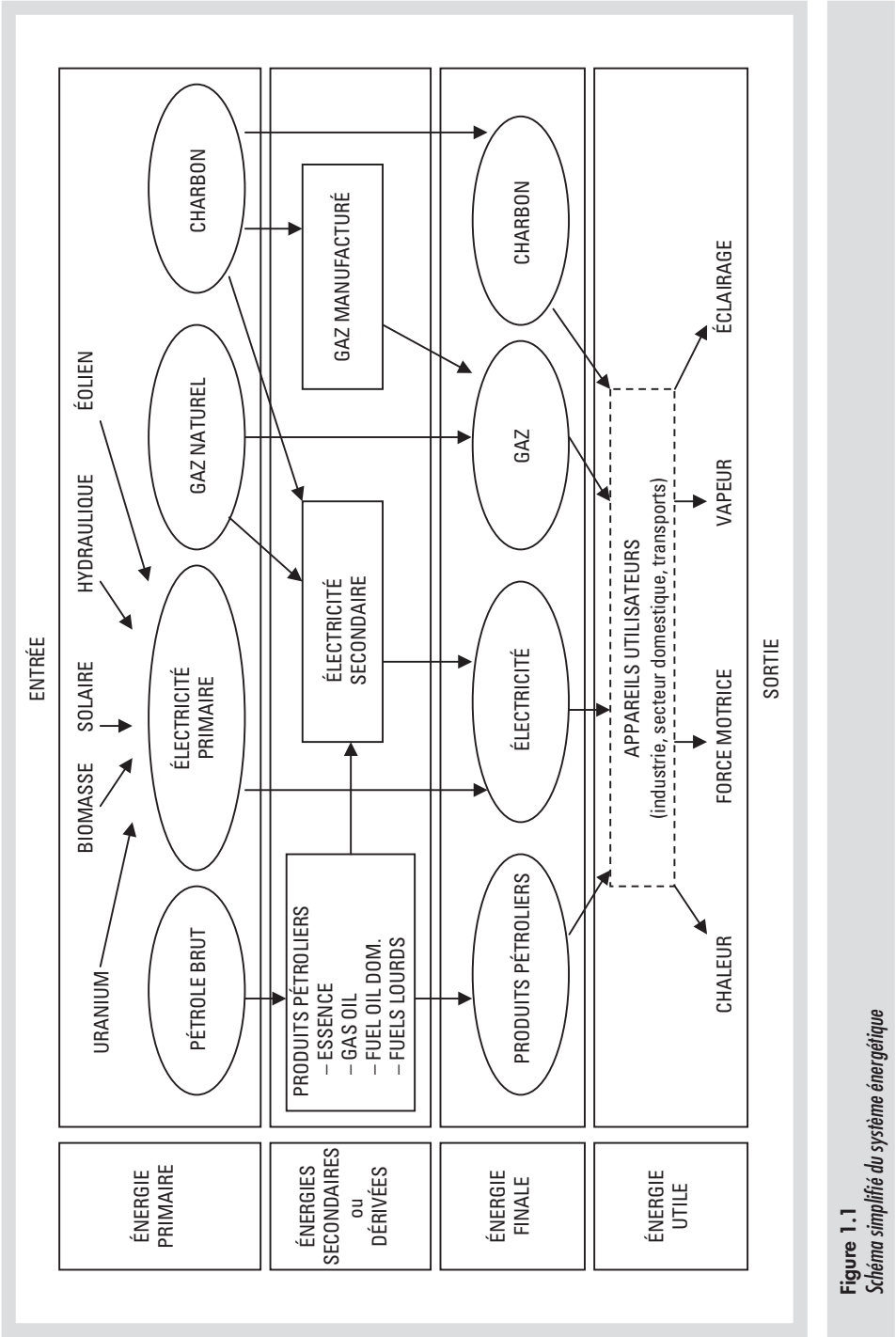
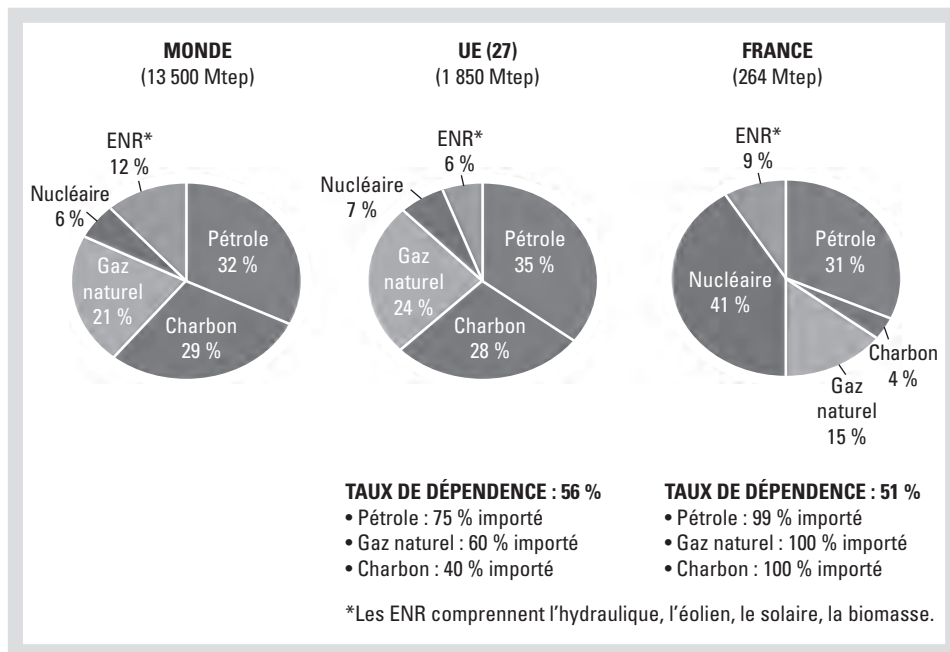
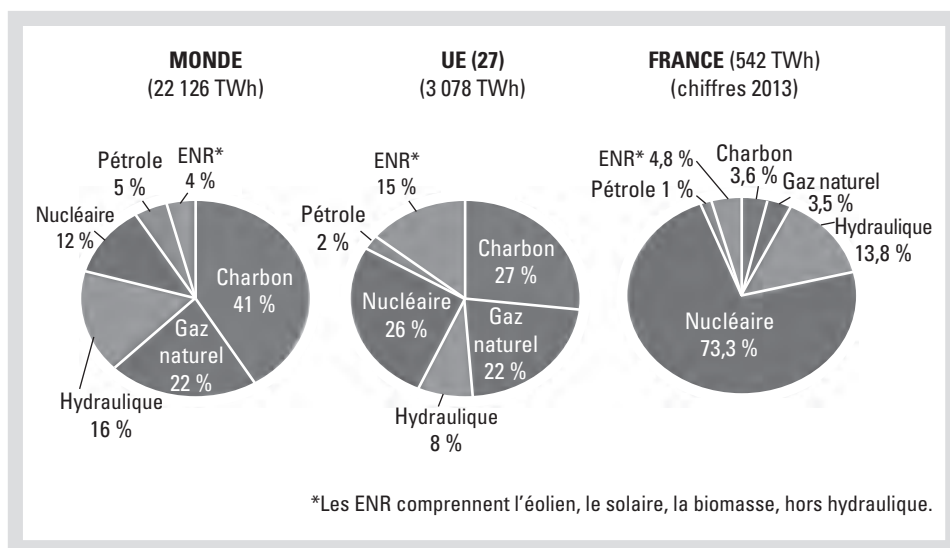


Figure 1.1
Schéma simplifié du système énergétique

**Figure 1.2**

Structure de la consommation d'énergie primaire (chiffres 2012, hors bois, source : chiffres AIE)

**Figure 1.3**

Structure de la production d'électricité (chiffres 2012)

Tableau 1.1*Bilan énergétique de la France (en %) (source : chiffres DGEC)*

SOURCES	1960	1973	1990	2012
Charbon	54,5	15,6	8,3	4,1
Pétrole	31,6	67,3	38,7	31,3
Gaz naturel	3,4	7,2	11,3	14,8
Nucléaire	—	2,2	34	41,4
Hydraulique	10,5	5,4	5,5	4,9
ENR	—	2,3	2,2	3,5
TOTAL (%)	100	100	100	100
TOTAL (Mtep)	85	180	230	264,6
TAUX D'INDÉPENDANCE (%)	62,1	24,4	48,7	49,0

Tableau 1.2

La concentration des réserves et de la production (part en % des 3 premiers pays en 2012) (source : BP Statistical Review 2012 et CREDEN) ; les réserves prouvées concernent les seules réserves conventionnelles et ne comprennent pas les réserves non conventionnelles dont l'estimation demeure encore sujette à controverses.

Part dans la consommation mondiale d'énergie en %		Réserves prouvées conventionnelles		Production en 2012	
Pétrole R/P = 44 ans	32 %	1 – Venezuela 2 – Arabie saoudite 3 – Canada Sous-total	18 % 17 % 10 % 45 %	1 – Arabie Saoudite 2 – Russie 3 – États-Unis Sous-total	13 % 12 % 9 % 34 %
Gaz naturel R/P = 60 ans	21 %	1 – Russie 2 – Iran 3 – Qatar Sous-total	18 % 18 % 13 % 49 %	1 – États-Unis 2 – Russie 3 – Qatar Sous-total	20 % 19 % 5 % 44 %
Charbon R/P = 150 ans	29 %	1 – États-Unis 2 – Russie 3 – Chine Sous-total	25 % 16 % 12 % 53 %	1 – Chine 2 – États-Unis 3 – Inde Sous-total	45 % 12 % 8 % 65 %
Uranium R/P = 85 ans (réacteurs actuels)	6 %	1 – Australie 2 – Kazakhstan 3 – Canada Sous-total	26 % 17 % 13 % 56 %	1 – Canada 2 – Australie 3 – Kazakhstan Sous-total	25 % 19 % 13 % 57 %

rythme du progrès technique. Lorsque le prix du marché s'accroît, l'accès à des ressources plus coûteuses est possible et le montant des réserves prouvées s'accroît, *ceteris paribus*. Le progrès technique permet d'accéder à des ressources inaccessibles jusqu'alors et d'en baisser en outre le coût d'accès. Le ratio R/P qui correspond au montant des réserves prouvées R sur le volume annuel de production P est un indicateur instantané du nombre d'années durant lesquelles ce stock en terre sera exploitable ; il va varier au cours du temps en fonction de ces deux paramètres. Ce ratio R/P n'est pas d'une grande utilité car il ne nous renseigne pas sur la façon dont les réserves peuvent évoluer au cours du temps en fonction du coût des découvertes nouvelles mais il est souvent invoqué pour donner une image de l'épuisement des réserves. À côté des réserves prouvées, on peut également donner une estimation des ressources probables, qui devraient être exploitables dans le futur avec une bonne probabilité, et des ressources possibles, lesquelles demeurent néanmoins hypothétiques et supposent généralement des bouleversements technologiques importants. À noter que le volume des réserves prouvées va évoluer pour partie du fait de nouvelles découvertes et pour partie du fait d'une réestimation (à la hausse ou à la baisse) des réserves déjà connues. Au demeurant, le niveau des réserves est une variable stratégique pour les compagnies exploitantes comme pour les États, et les chiffres publiés par les uns et les autres sont parfois discutés.

1.2 LES DÉTERMINANTS DE L'INTENSITÉ ÉNERGÉTIQUE DU PIB

L'intensité énergétique du PIB peut être calculée soit en considérant la consommation annuelle d'énergie primaire d'un pays (évaluée en tep) ramenée au PIB estimé en monnaie, soit en prenant en compte l'énergie finale qui s'obtient en déduisant de l'énergie primaire l'autoconsommation du secteur énergétique et les pertes liées à la transformation de l'énergie primaire en énergie finale. Le rapport qui existe à un moment donné entre l'énergie finale et l'énergie primaire traduit l'efficacité du système énergétique du pays. Ce rapport était très variable selon les pays de l'Union européenne en 2008 puisqu'il variait de 55,6 % en Pologne à 89,7 % en Irlande, pour une moyenne de 72,4 % dans l'UE (27). L'Allemagne se situait à 76,1 %, la Belgique à 73,5 %, le Royaume-Uni à 70,7 % et la France à 65,2 % seulement (source : Cahiers du Global Chance, avril 2009). Cela s'explique pour la France par le poids élevé du nucléaire et la façon dont est comptabilisée l'énergie nucléaire, ce qui aboutit à d'importantes pertes de chaleur puisque le rendement des centrales nucléaires ne dépasse pas 33 %. Que l'on retienne l'énergie primaire ou l'énergie finale, on constate que l'intensité énergétique du PIB varie fortement dans le temps et dans l'espace, ce qui s'explique autant par la structure de la consommation d'énergie que par celle du PIB. Un PIB à fort contenu industriel consommera plus d'énergie qu'un PIB à dominante agricole ou tertiaire. Le poids des industries grosses consommatrices d'énergie (IGCE) est un déterminant important d'un fort contenu énergétique du PIB. Ces industries se caractérisent par des coûts énergétiques égaux ou supérieurs à

10 % des coûts totaux de production (sidérurgie, pâte à papier, verre, ciment, aluminium, etc.). À titre d'exemple, l'intensité énergétique primaire du PIB européen (UE 27) était en moyenne de 0,129 tep par 1 000 \$ en 2008, avec néanmoins une forte dispersion autour de cette moyenne : 0,200 en Finlande, 0,165 en Belgique, 0,140 en France, 0,129 en Allemagne contre 0,105 au Royaume-Uni et 0,087 en Irlande (source : Observatoire de l'énergie). Dans le cas de l'Irlande, la structure à dominante agricole du PIB autant que l'efficacité du système énergétique (cf. ci-dessus) peuvent expliquer le faible niveau de l'intensité. La consommation d'énergie finale par unité de PIB est parfois sensiblement supérieure dans les pays en développement à ce qu'elle est dans les pays industrialisés, alors même que la consommation d'énergie per capita y est nettement inférieure. Cela montre que l'efficacité énergétique n'y est pas très développée et/ou que la valeur de la production créée y est faiblement valorisée en dollars. Ainsi, en 2005, selon une étude de l'AIE, la consommation d'énergie finale (et non plus primaire) par unité de PIB était de 127 kep pour 1 000 US \$ à l'échelle mondiale avec l'éventail suivant (cf Mémento CEA 2013) : 68 en France, 81 dans l'UE, 96 en moyenne dans l'OCDE, 108 au Brésil, 111 aux États-Unis, 124 en Inde, 160 en Chine, 173 au Moyen-Orient et 202 en Russie. La France bénéficie d'un système énergétique particulièrement performant au vu des normes internationales ; par contre, l'énergie est souvent gaspillée dans les pays en développement qui sont pauvres ou dans les pays de l'ex-URSS où l'efficacité énergétique n'a jamais été une préoccupation prioritaire, à la fois parce que les ressources énergétiques y sont abondantes, mais aussi parce que les prix de l'énergie y ont longtemps été dérisoires, l'énergie étant subventionnée et le demeurant encore largement.

Notons qu'en 2012 la consommation d'énergie finale de la France s'élevait à 166,4 Mtep pour une consommation d'énergie primaire de 264,6 Mtep, soit un ratio de l'ordre de 63 %. La décomposition de cette énergie finale était la suivante : 49 % pour les produits pétroliers, 22 % pour l'électricité, 21 % pour le gaz et 4 % pour le charbon. Le solde (4 %) correspondait pour l'essentiel à l'utilisation de la biomasse. Le secteur résidentiel et tertiaire était le premier secteur consommateur d'énergie finale en France (44 %), suivi du secteur des transports (31 %) et du secteur industriel et agricole (25 %). La dépense moyenne en énergie par ménage était en France, en 2012, de 3 204 euros (1 702 euros pour le logement et 1 502 euros pour les carburants) soit 8,1 % des dépenses de consommation des ménages (4,3 % des dépenses pour le logement et 3,8 % pour les carburants) (chiffres INSEE).

1.2.1 L'élasticité énergie-PIB

Il existe un lien entre la consommation d'énergie *per capita* et le PIB *per capita*, comme l'ont montré les travaux de E.S. Mason (1955) à partir d'une étude statistique en coupe portant sur 42 pays. Les travaux de J. Darmstadter (1971) confirment cette analyse pour l'année 1965 sur la base de 30 pays. L'équation de régression obtenue est la suivante (avec un très bon coefficient de corrélation) :

$\text{Log } E/\text{Pop} = -0,34 + 1,21 Y/\text{Pop}$, où *Pop* représente la population du pays

Comme l'indique l'auteur, la relation est étroite mais pas proportionnelle, puisque la pente de la droite de régression est supérieure à l'unité. De plus, la dispersion autour de cette droite reste importante. Les travaux menés par P.E. Janosi et L.E. Grayson (1972)

confirment cette conclusion lorsque l'on retient une approche temporelle. L'analyse porte sur 30 pays industrialisés sur la période 1953-1965 et, dans tous les cas, l'élasticité énergie-PIB ($e_r = dE / E / dY / Y$) est positive, mais elle est tantôt supérieure à un, tantôt inférieure.

C'est évidemment une approche très grossière qui mérite d'être affinée et n'a pour ambition que de mettre en évidence un lien intuitif entre l'énergie *per capita* et le PIB *per capita*.

Des études menées sur des séries temporelles de longue période montrent que, dans le cas des grands pays industrialisés, l'élasticité énergie-PIB a toujours été positive mais qu'en valeur absolue, elle a tantôt été supérieure à un, tantôt inférieure. Les travaux de P. Putnam (1960), Colin Clark (1960), J. Darmstadter (1977, 1978) et J.M. Martin (1988, 1990) permettent de dégager trois phases distinctes lorsqu'on calcule l'intensité énergétique du PIB sur la période 1850-1980 :

- 1) Une phase de hausse continue du rapport E/Y depuis 1850 jusqu'à un maximum qui se situe toutefois à des dates différentes pour les pays étudiés : 1880 pour le Royaume-Uni, 1920 pour les États-Unis et l'Allemagne, 1929 pour la France et 1970 pour le Japon ou l'Italie. La hausse de l'intensité énergétique du PIB serait due principalement à l'évolution de la structure de la production des biens et services : l'industrialisation fondée sur des industries lourdes (sidérurgie, métallurgie) en serait la cause essentielle. Il faut mentionner toutefois que seule l'énergie commerciale est prise en compte dans les calculs. Si l'on réintroduit une estimation de la consommation de bois et de charbon de bois, l'intensité énergétique du PIB pourrait être continûment décroissante sur la période, selon Schurr (1984). Les sociétés traditionnelles auraient en fait une intensité énergétique du PIB relativement élevée, car leur système énergétique est peu efficace (fondé sur l'utilisation de bois ou de biomasse) et le progrès technique, en améliorant des rendements déplorables au départ, aurait permis de baisser cette intensité au cours des siècles.
- 2) Une phase de baisse continue de ce rapport E/Y après 1880 au Royaume-Uni, 1920 aux États-Unis et en Allemagne, 1929 en France et 1970 au Japon et en Italie. Cette baisse s'expliquerait avant tout par des facteurs technologiques, une amélioration des rendements tout au long de la chaîne énergétique, mais aussi par des substitutions inter-énergétiques, le pétrole « efficace » remplaçant largement le charbon moins efficace dans de nombreux usages. L'évolution de la structure du PIB (poids croissant des industries légères et du secteur tertiaire) contribuerait à renforcer cette baisse du ratio E/Y . Cette baisse serait sensible jusqu'en 1960 aux États-Unis, le contenu énergétique du PIB (en monnaie constante) ayant par exemple décliné de 34 % entre 1920 et 1960, selon J. Darmstadter.
- 3) Une relative stabilisation du ratio E/Y entre 1960 et 1973 dans la plupart des pays industrialisés (hors Japon ou Italie), ce qui à l'époque avait pu faire croire à l'existence d'une « loi de l'élasticité unitaire », 1 % de croissance du PIB requérant une augmentation de 1 % de la consommation d'énergie primaire. Cette relative stabilisation peut s'expliquer à l'époque par plusieurs facteurs : un ralentissement des progrès observés au niveau des rendements énergétiques, une intensification du

processus de transformation de l'énergie primaire en énergies secondaires (électricité surtout) et une tertiarisation plus « energy-intensive » de la production. Le développement de l'informatique, activité gourmande en électricité, dans le secteur des services, va contribuer à stabiliser le ratio. À noter que le niveau très bas du prix de l'énergie durant cette période n'incite pas aux économies d'énergie.

Cette évolution « en cloche » de l'intensité énergétique du PIB pourrait laisser croire que tous les pays qui s'industrialisent devraient connaître une telle situation. Il faut néanmoins noter que le pic du ratio a tendance à diminuer au cours du temps : il était plus faible aux États-Unis et en Allemagne qu'au Royaume Uni, et plus faible encore en France. Les pays en développement ne sont donc pas condamnés à suivre le même cheminement, ne serait-ce que parce qu'ils disposent de technologies beaucoup plus performantes que celles dont disposaient à l'époque les pays qui ont connu la première puis la seconde révolution industrielle.

À noter surtout que depuis les chocs pétroliers de 1973-74 et 1979-80, l'intensité énergétique du PIB des pays de l'OCDE a de nouveau tendance à décroître, sous l'impact notamment des politiques de maîtrise de la demande d'énergie, une tendance que ne fait que renforcer la préoccupation de lutter contre le réchauffement climatique. Les politiques de vérité des prix de l'énergie (avec taxation des externalités négatives) contribuent à cette relative déconnexion entre croissance économique et croissance de la consommation d'énergie, dans les pays industrialisés du moins. À titre d'exemple, l'intensité énergétique finale des pays de l'Union européenne des 15, exprimée en tep par 1 000 US \$ de PIB (PIB à parité de pouvoir d'achat ppa, et \$ de 2005) est passée de 0,157 en 1973 à 0,091 en 2007, soit un rythme moyen de réduction de 1,4 % par an. Le PIB de l'UE (15) est donc beaucoup plus « sobre en énergie » en 2007 qu'il ne l'était en 1973 (chiffres Global Chance), puisqu'on constate une réduction de l'ordre de 40 % sur la période. L'intensité énergétique du PIB n'a cessé de baisser depuis.

1.2.2 L'élasticité-prix de la demande d'énergie

Comme le rappelle J.M. Martin (1992), « au cours des années 1950 et 1960, les prix réels de l'énergie avaient tendance à diminuer : peu d'intérêt leur était attaché comme variable explicative de la croissance de la consommation. Le choc que constitue la forte hausse des prix du pétrole entre 1973 et 1974 contraint à réviser les modèles explicatifs en introduisant l'élasticité de la consommation au prix (op. cit., p. 33) ». Les modèles à double élasticité (revenu et prix) consistent à exprimer la demande d'énergie E en fonction du niveau d'activité macroéconomique Y (PIB ou revenu national) et du prix de l'énergie P :

$$E = k.Y^\alpha.P^\beta$$

ce qui donne, sous une forme logarithmique (nous conservons les mêmes notations mais il s'agit dans la suite du texte de logarithmes) :

$$E = k + \alpha Y + \beta P$$

où α et β représentent les élasticité-revenu et élasticité-prix, respectivement.

$$\alpha = \frac{\partial E/E}{\partial Y/Y} > 0 \text{ et } \beta = \frac{\partial E/E}{\partial P/P} < 0$$

Une étude économétrique de Hannesson (2009) menée sur 171 pays (pays industrialisés, pays en développement et même pays d'économie planifiée) sur la période 1950-2004 montre qu'il existe une bonne corrélation entre le taux de croissance de la consommation d'énergie de cet ensemble de pays, le taux de croissance du PIB, l'évolution du PIB *per capita* et l'évolution du prix du pétrole. La relation est de la forme :

$$E = a_0 + a_1 Y + a_2 y + a_3 p + \varepsilon$$

où E est le taux de croissance de la consommation primaire d'énergie, Y le taux de croissance du PIB en volume, y le taux de croissance du PIB *per capita* et p le taux de croissance du prix du pétrole brut (ε étant un terme d'erreur). Le coefficient a_1 est positif mais < 1 , ce qui montre que la demande d'énergie croît en général moins vite que le PIB de l'ensemble de ces 171 pays. Le coefficient a_2 est négatif, ce qui traduit une relation de sens inverse entre la croissance du PIB *per capita* et la croissance de la consommation d'énergie. La croissance de la demande d'énergie devient moins sensible à la croissance économique lorsque le niveau de vie s'accroît. Le coefficient a_3 est également négatif comme prévu, ce qui traduit un impact négatif de la hausse du prix directeur de l'énergie sur la demande d'énergie. Si l'on regarde la relation pays par pays ou groupe de pays par groupe de pays, on constate que a_1 est partout positif mais que a_3 est parfois positif, notamment dans les pays exportateurs de pétrole. La hausse du prix du pétrole doit rendre la croissance économique moins « energy-intensive ». Cela n'est toutefois pas vrai pour les pays exportateurs de pétrole et pour les pays d'économie planifiée. Ceci est dû au fait que, dans ces pays, les prix intérieurs ne reflètent généralement pas l'évolution des prix mondiaux de l'énergie, celle-ci y étant souvent subventionnée. Dès lors, la hausse du prix international n'étant pas répercutée dans les prix nationaux, la demande n'est pas sensible à cette évolution.

Il existe une formulation dynamique, visant à prendre en compte des délais d'adaptation afin de tenir compte de certaines rigidités technologiques ou comportementales, et la demande d'énergie de l'année t dépend alors non seulement des valeurs du revenu et du prix de l'énergie de l'année t , mais également des valeurs passées de ces variables dont la pondération décroît de façon géométrique (cf. N. Mairet, 2009) :

$$E_t = k + \alpha Y_t + \alpha \lambda Y_{t-1} + \alpha \lambda^2 Y_{t-2} + \dots + \beta P_t + \beta \lambda P_{t-1} + \beta \lambda^2 P_{t-2} + \dots$$

Cette équation peut se réécrire :

$$E_t = k(1 - \lambda) + \alpha Y_t + \beta P_t + \lambda E_{t-1}$$

Les paramètres α et β constituent des élasticités de court terme et l'on peut définir les élasticités de long terme en tenant compte de la vitesse d'ajustement $(1 - \lambda)$: $A = \alpha / (1 - \lambda)$ et $B = \beta / (1 - \lambda)$.

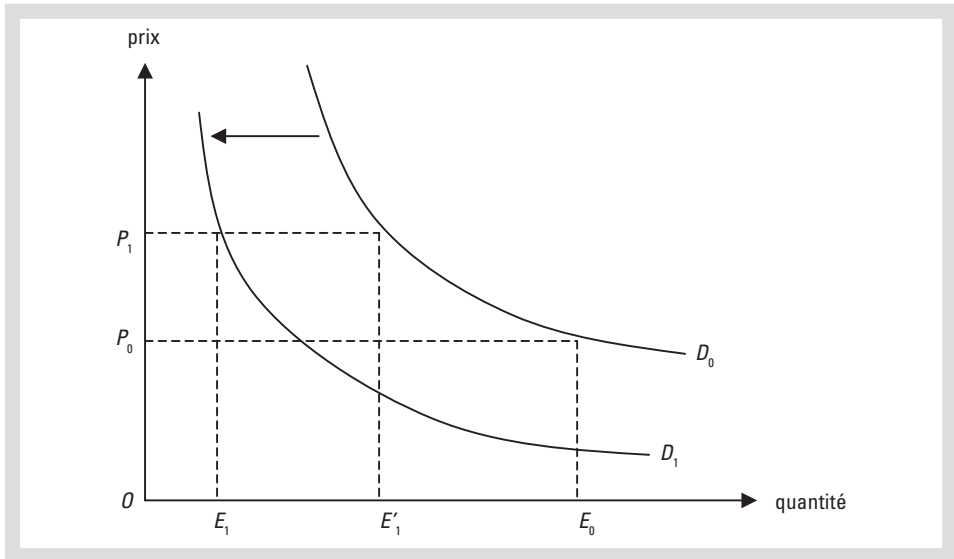
Lorsque $\lambda = 0$, l'adaptation aux variations du revenu et du prix est instantanée. Lorsque λ tend vers 1, l'adaptation est lente et les élasticités de long terme prennent des valeurs élevées. Il convient de ne pas oublier que l'énergie est toujours consommée à travers un équipement et que l'adaptation à un choc-prix requiert souvent de changer d'équipement. En conséquence, on peut considérer qu'il va exister une réponse asymétrique de

la demande d'énergie face aux variations du prix de l'énergie : une augmentation brutale et forte du prix va conduire les utilisateurs à opter pour des équipements plus performants dont les rendements seront meilleurs et, en cas de baisse des prix, le choix deviendra irréversible. La hausse du prix directeur de l'énergie engendre une réduction de la demande d'énergie pour partie irréversible en cas de baisse du prix, d'autant que les politiques publiques de maîtrise de la demande adoptées alors ne seront pas remises en cause. On peut aussi penser que le progrès technique est en partie autonome et qu'une amélioration des rendements sera observée au cours du temps, indépendamment de l'évolution du prix de l'énergie.

Les approches économétriques à réponse asymétrique ont été utilisées par de nombreux auteurs (Dargay et Gately, 1995 ; Haas et Schipper, 1998 ; Gately et Huntington, 2002 ; Griffin et Schulman, 2005 ; Dargay, Gately et Huntington, 2007) et les résultats obtenus pour les pays de l'OCDE montrent à la fois une réponse asymétrique au prix avec ajustement retardé et une réponse symétrique au revenu avec ajustement instantané. La demande d'énergie répond plus fortement à une augmentation des prix qu'à une baisse, et plus fortement encore à une augmentation des prix au dessus du maximum historique constaté dans le passé (cf. N. Mairret, 2009). Tout se passe comme si les agents conservaient la mémoire du passé et surréagissaient lorsque le pic historique des prix est franchi. Les chiffres sont évidemment très variables selon les secteurs étudiés (industrie, transport, secteur domestique ou tertiaire) et selon les périodes considérées. Mais l'ordre de grandeur est de $-0,1$ à $-0,3$ pour l'élasticité-prix à court terme (en cas de hausse des prix) et de $-0,4$ à $-0,9$ pour l'élasticité-prix à long terme.

Certaines études cherchent à distinguer l'impact sur la demande d'énergie d'une variation du prix de l'énergie de l'impact du progrès technique induit par cette variation de prix. Ainsi, Hunt, Judge et Ninomiya (2000) vont distinguer le déplacement le long de la courbe de demande (élasticité-prix à long terme) et le déplacement de la courbe de demande vers la gauche (progrès technique). Une augmentation sensible du prix de l'énergie de P_0 à P_1 va entraîner une baisse de la demande du niveau E_0 au niveau E_1 , et cette baisse peut être décomposée en deux étapes : la première étape correspond à un effet-prix (la demande passe de E_0 à E_1') et la seconde a un effet « progrès technique » (la demande passe de E_1' à E_1). L'effet prix au sens strict correspond à un déplacement le long de la courbe de demande, alors que le progrès technique induit (ou autonome) a pour effet de déplacer la courbe de demande vers la gauche.

Dans la réalité, il est souvent difficile de dissocier le progrès technique induit par la hausse du prix de l'énergie et le progrès technique autonome, surtout si l'on reste à un niveau relativement agrégé. L'étude de Metcalf (2009) sur le cas des États-Unis montre que l'intensité énergétique du PIB a baissé de 47 % sur la période 1970-2003 et que, pour les trois-quarts, cette baisse est due à une amélioration de l'efficacité énergétique contre un quart imputable à des changements de structure du PIB vers des activités moins « energy-intensive ». Pour l'essentiel, l'amélioration des rendements énergétiques est, selon lui, imputable à la hausse du prix de l'énergie, directement ou indirectement (via le progrès technique).

**Figure 1.4**

Impact de l'évolution du prix et du progrès technique sur la demande d'énergie

1.2.3 Effets d'activité, de structure et de contenu

Les approches globales ne permettent pas de bien distinguer, dans l'évolution de la demande d'énergie d'un pays, ce qui relève de la croissance économique de ce qui est imputable à une modification de la structure de l'activité économique ou à une amélioration des rendements énergétiques, donc de l'efficacité du système énergétique lui-même. Cette amélioration des rendements est elle-même imputable pour partie à l'existence d'un progrès technique autonome et pour partie à une modification du comportement des agents en cas de hausse des prix, soit que ces agents économisent l'énergie sans changer d'équipement, soit qu'ils décident d'opter pour des équipements plus « energy-saving ».

Les travaux de J. Darmstadter *et alii* (1978), E. Medina (1975) et Criqui et Kousnetzoff (1987) ont permis d'isoler les effets d'activité des effets de structure et des effets de contenu dans l'évolution de la demande d'énergie d'une économie. Pour un pays donné, la consommation d'énergie finale (en tep) peut être considérée comme la résultante de plusieurs éléments :

$$EF = \sum_{i=1}^n EF_i = \sum_{i=1}^n (EF_i / VA_i) \cdot (VA_i / Y) \cdot Y$$

où EF représente la consommation finale totale, EF_i et VA_i la consommation finale et la valeur ajoutée du secteur i (industrie, transport, secteurs domestique et tertiaire, etc.) et Y

le PIB. La variation de la demande finale au cours d'une période peut dès lors être décomposée en plusieurs éléments constitutifs :

$$\begin{aligned}
 \Delta EF &= \sum \Delta(EF_i / VA_i) \cdot (VA_i / Y) \cdot Y && \text{effet de contenu} \\
 + \sum (EF_i / VA_i) \cdot \Delta(VA_i / Y) \cdot Y && \text{effet de structure} \\
 + \sum (EF_i / VA_i) \cdot (VA_i / Y) \cdot \Delta Y && \text{effet d'activité} \\
 + \varepsilon && \text{effets de second et troisième ordres}
 \end{aligned}$$

La même approche peut être appliquée à un secteur donné, l'industrie par exemple, pour isoler les divers effets et tenir compte en particulier des mutations interindustrielles.

Mais, comme le fait observer J.M. Martin (1992, p. 42), « plus le niveau de désagrégation est poussé et plus les effets de structure sont importants ; inversement, si la désagrégation est faible, la plus grande partie de l'effet de structure est capturée par l'effet de contenu ». L'intérêt essentiel de cette méthodologie, simple à mettre en œuvre, est de montrer que certains effets peuvent se compenser au moins partiellement. Une diminution de la demande finale d'énergie n'est pas nécessairement synonyme d'efficacité énergétique croissante mais peut résulter simplement d'une modification de la structure des activités économiques, l'industrie légère se substituant par exemple à l'industrie lourde. Ainsi, une diminution de la consommation d'énergie finale peut être davantage imputable à une déformation structurelle de la production qu'à une politique d'économies d'énergie. De même, une stabilisation du contenu énergétique de l'industrie peut masquer deux effets contradictoires qui se compensent : une augmentation de la consommation spécifique d'énergie des produits, d'une part, une diminution du poids des branches grosses consommatrices d'énergie, d'autre part. Pour être significative, une étude de l'évolution du contenu énergétique du PIB doit donc être menée à un niveau relativement désagrégé, notamment celui du tableau d'échanges interindustriels.

L'approche sectorielle de l'intensité énergétique du PIB s'appuie sur le calcul de coefficients énergétiques des produits (ou branches), ce qui permet de repérer les produits à fort contenu énergétique comme le verre, l'aluminium, le ciment ou l'acier. Les coefficients d'intensité énergétique directe des divers produits sont obtenus en faisant le rapport entre le montant des ventes de produits énergétiques par la branche énergie i à une branche j quelconque sur la valeur de la production disponible de la branche j , soit :

$$a_{ij} = \frac{x_{ij}}{X_j} = \frac{\text{vente de produits } i \text{ par la branche } i \text{ à la branche } j}{\text{production disponible de la branche } j}$$

Ces coefficients sont calculés à partir de données disponibles en monnaie. Mais, moyennant une hypothèse sur le prix moyen de l'énergie, on peut en déduire des coefficients évalués en tep par unité de production. L'ensemble des échanges interindustriels peut être présenté sous forme matricielle :

$$X_{n,1} - A_{n,n} X_{n,1} = Y_{n,1}$$

où $X_{n,1}$ est le vecteur $[n,1]$ de la production disponible des n branches de la matrice de Leontieff, $Y_{n,1}$ est le vecteur $[n,1]$ de la demande finale en produits n (consommation finale

et investissement) et $A_{n,n}$ est la matrice $[n, n]$ des coefficients techniques de production a_{ij} ($i \neq j$). Les coefficients d'intensité énergétique a_{ij} calculés comme ci-dessus (cas où i représente la branche énergie) ne rendent toutefois pas compte de la totalité de l'énergie qui se trouve incorporée dans une unité d'un bien quelconque, puisqu'ils ne comptabilisent que l'énergie vendue directement par la branche énergie à la branche qui élabore le produit en question. De l'énergie se trouve également incorporée dans les diverses consommations intermédiaires que cette branche j achète aux autres branches (énergie exceptée), d'où la nécessité de calculer des coefficients techniques dits d'intensité énergétique totale (directe et indirecte). Ces coefficients b_{ij} sont les coefficients de la matrice $B_{n,n}$ obtenue par transposition :

$$[I - A].X = Y \quad \text{soit} \quad X = [I - A]^{-1}.Y = B.Y$$

(I est une matrice unitaire de dimension n, n).

Les coefficients b_{ij} ont un intérêt opératoire évident : ils représentent l'accroissement de production en valeur de la branche i (énergie, en l'occurrence) nécessaire pour produire une unité monétaire supplémentaire de produit j au niveau de la demande finale de biens et services. Avec des hypothèses sur le prix des énergies et celui des biens concernés, on peut calculer « la consommation spécifique » en énergie d'un produit donné, c'est-à-dire la quantité d'énergie en tep incorporée dans une tonne de ciment, d'acier, de verre ou de papier-carton. On observe d'ailleurs que cette consommation spécifique peut être très variable selon les pays et les époques, ne serait-ce que parce qu'il existe souvent une pluralité de techniques de production disponibles pour fabriquer un même produit. À titre d'exemple, la même tonne de ciment incorporera près de deux fois plus d'énergie lorsqu'elle est fabriquée par « voie humide » que lorsqu'on utilise la « voie sèche ». On comprend dès lors qu'il soit nécessaire de mieux connaître les relations qui existent, à un moment donné, dans un pays donné, entre l'énergie, le capital et le travail, et cela nécessite de faire appel au concept de fonction de production.

1.3 L'ÉNERGIE DANS LA FONCTION DE PRODUCTION

Les relations entre l'énergie et le PIB étant « médiatisées » par le recours à des équipements, il est indispensable d'analyser les relations énergie-capital-travail au sein de la fonction de production pour mieux comprendre les principaux déterminants de la demande d'énergie au cours du processus de croissance.

1.3.1 Le recours aux fonctions KLEM

Les principaux facteurs de production (le capital K , le travail L , l'énergie E , les matières premières non énergétiques M) peuvent être combinés dans des proportions variables, dans le temps et l'espace, sous l'effet du progrès technique et en fonction du niveau des prix relatifs de chacun d'entre eux. Certaines fonctions de production postulent une stricte complémentarité entre K , L , E et M , tandis que d'autres admettent une forte substituabilité

entre ces facteurs. Tout dépend en fait de l'horizon temporel retenu : si une certaine substitution est concevable à moyen et long terme, la marge de manœuvre semble beaucoup plus faible à court terme et les relations de complémentarité semblent alors l'emporter (le choix de l'équipement impliquant celui de l'énergie). Il existe en pratique trois principaux types de fonctions de production :

- 1) Des fonctions « putty-putty », qui admettent une substituabilité *ex ante* et *ex post* entre les divers facteurs. Les substitutions entre facteurs sont supposées pouvoir intervenir avant et après que les investissements aient été réalisés. Le prototype en est la fonction de Cobb-Douglas du type :

$$Y = AK^{\alpha} . L^{\beta} . E^{\gamma}$$

où Y représente le PIB, K le stock de capital, L la quantité de travail, E la quantité d'énergie utilisée et A un facteur de dimension caractéristique de l'économie. Les paramètres α , β et γ correspondent aux élasticités de la production par rapport au capital, au travail et à l'énergie, respectivement, soit :

$$\alpha = \frac{\partial Y / Y}{\partial K / K}, \beta = \frac{\partial Y / Y}{\partial L / L} \text{ et } \gamma = \frac{\partial Y / Y}{\partial E / E}$$

On postule généralement que la fonction est soumise à des rendements marginaux positifs mais décroissants ($\partial Y / \partial K > 0$ et $\partial^2 Y / \partial K^2 < 0$, etc.) et à des rendements d'échelle constants (soit $\alpha + \beta + \gamma = 1$).

Cette fonction est utile pédagogiquement et simple à manier, mais elle n'est pas réaliste car elle ignore les contraintes liées à l'indivisibilité des équipements et à la rigidité technologique observée dans la réalité.

- 2) Des fonctions « clay-clay », qui réfutent toute substitution *ex ante* et *ex post* entre les facteurs de production et retiennent en conséquence le principe d'une stricte complémentarité entre l'énergie, le capital et le travail. Le prototype en est la fonction de Leontieff qui est de la forme $Y = K / v = L / u = E / w$ où v , u , w sont des constantes positives qui expriment respectivement le coefficient de capital, l'intensité en main d'œuvre et l'intensité énergétique du PIB. Cette hypothèse d'absence de toute substitution est concevable à court terme, mais elle est discutable à moyen et long terme. C'est pourquoi on peut faire appel à des fonctions *clay-clay* à générations de capital. Elles permettent de retenir des coefficients fixes entre capital et travail ou entre capital et énergie, mais cette fixité n'est postulée qu'au niveau d'une génération donnée d'équipement, les coefficients variant d'une génération à l'autre. L'efficacité énergétique des équipements les plus récents pourra être supérieure à celle des équipements anciens ce qui, *in fine*, revient à constater une certaine substituabilité entre facteurs de production.
- 3) Des fonctions « putty-clay », qui admettent une substitution *ex ante* entre les divers facteurs de production mais rejettent toute substitution *ex post*. Il existe un éventail des possibles dans les technologies disponibles, certaines étant plus « energy-intensive » que d'autres, mais une fois que le choix technique est fait, la quantité d'énergie utilisée par l'équipement choisi n'est plus modifiable.

Pour éviter le double écueil que constituent les fonctions de Cobb-Douglas, d'une part (substituabilité parfaite) et les fonctions de type Leontieff, d'autre part (complémentarité rigide), on a souvent recours, dans le domaine de l'énergie, aux fonctions CES (Constant Elasticity of Substitution, dites encore fonctions SMAC du nom de leurs pères fondateurs : Solow, Minhas, Arrow et Chenery) ou, si les statistiques disponibles le permettent, à des fonctions à générations de capital.

La fonction CES est du type :

$$Y = [aE^{-\gamma} + bK^{*-\gamma}]^{-1/\gamma}$$

où Y représente le PIB, E le facteur énergie et K^* le facteur capital (mais un facteur capital supposé combiné à une proportion fixe de facteur travail). Les constantes a et b sont des paramètres de distribution tels que $a + b = 1$, en général, et γ un paramètre de substitution tel que $\gamma = (1 - \sigma) / \sigma$ où σ est l'élasticité de substitution énergie-capital définie comme étant le rapport entre la dérivée logarithmique de E/K et la dérivée logarithmique de p_e/p_k (p_e et p_k étant les prix de l'énergie et du capital respectivement) soit :

$$\sigma = - \frac{\partial \ln(E/K)}{\partial \ln(p_e/p_k)} = - \frac{d\left(\frac{E}{K}\right) / \frac{E}{K}}{d\left(\frac{p_e}{p_k}\right) / \frac{p_e}{p_k}}$$

Cette élasticité de substitution $\sigma > 0$ est ici supposée constante et c'est à l'économétrie qu'est laissé le soin d'en fixer la valeur. Elle traduit la façon dont se modifie, en termes relatifs, la combinaison énergie-capital lorsqu'on observe une variation des prix relatifs. La fonction peut être réécrite comme suit :

$$Y^{\frac{\sigma-1}{\sigma}} = aE^{\frac{\sigma-1}{\sigma}} + bK^{*\frac{\sigma-1}{\sigma}}$$

Si $\gamma = 0$ ou $\sigma = 1$, on retrouve une fonction de production de type Cobb-Douglas. Si $\gamma \rightarrow \infty$ et $\sigma \rightarrow 0$, on retrouve une fonction de type Leontieff.

On peut généraliser la fonction CES au cas où σ varie. On obtient alors des fonctions de production du type VES (Variable Elasticity of Substitution). L'élasticité de substitution σ pourra par exemple varier de façon linéaire avec le rapport E/K^* . Parmi ces fonctions VES, les plus utilisées dans le secteur de l'énergie sont les fonctions translog, introduites par Christensen, Jorgenson et Lau (1971) et Diewert (1974). La fonction de coût associée à une telle fonction de production homogène de degré un s'écrit :

$$\ln C = \ln \alpha_0 + \ln Y + \sum_i \alpha_i \ln p_i + \frac{1}{2} \sum_i \sum_j \beta_{ij} \ln p_i \ln p_j$$

avec $i, j = K, L, E, M$ et où Y représente le PIB et p le prix des divers facteurs de production.

L'homogénéité de la fonction de production implique :

$$\sum_i \alpha_i = 1, \sum_i \beta_{ij} = 0 \text{ et } \beta_{ij} = \beta_{ji}$$

La dérivée logarithmique de C par rapport à p_i donne :

$$\frac{\partial \ln C}{\partial \ln p_i} = \frac{\partial C}{\partial p_i} \frac{p_i}{C} = \alpha_i + \sum_j \beta_{ij} \ln p_j \text{ avec } i, j = K, L, E, M$$

On en déduit la part optimale du coût de chacun des facteurs de production :

$$S_i = \frac{p_i q_i}{C} = \alpha_i + \sum_j \beta_{ij} \ln p_j \text{ avec } \sum_i S_i = 1$$

La part optimale de chaque facteur dans le coût total de production dépend donc linéairement du logarithme des prix. On voit l'avantage d'une formulation translog qui, pour une fonction à quatre facteurs de production, permet d'établir quatre relations assez faciles à estimer de façon économétrique.

L'estimation des coefficients du système formé par les équations de parts de marché permet ensuite de calculer les élasticités partielles de substitution de long terme au sens d'Allen-Uzawa entre l'input i et l'input j , et qui sont données par :

$$\sigma_{ij} = \frac{\eta_{ij}}{S_j} = \frac{\partial \ln q_i}{\partial \ln p_j} \frac{\sum_i p_i q_i}{p_j q_j}$$

où q_i est la quantité utilisée de chacun des facteurs. Cette élasticité de substitution 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. On peut écrire alors, selon le théorème d'Uzawa :

$$\sigma_{ij} = \frac{\beta_{ij} + S_i S_j}{S_i S_j} \text{ avec } i, j = K, L, E, M \text{ et } i \neq j$$

$$\sigma_{ii} = \frac{\beta_{ii} + S_i^2 - S_i}{S_i^2} \text{ avec } i = K, L, E, M$$

L'élasticité de la demande d'un facteur i par rapport au prix du facteur j (élasticité croisée η_{ij} au sens de Hicks-Allen) est égale au produit de l'élasticité de substitution au sens d'Allen-Uzawa entre ces deux facteurs par la part du second facteur dans le coût total. Mais si $\sigma_{ij} = \sigma_{ji}$, on a en général $\eta_{ij} \neq \eta_{ji}$. Les élasticités de substitution σ_{ii} sont en général négatives. Les élasticités σ_{ij} peuvent être en revanche soit positives (les deux facteurs sont considérés comme substituables), soit négatives (les deux facteurs sont alors considérés comme complémentaires).

On peut utiliser la même approche pour analyser les relations entre formes d'énergie au sein du système énergétique considéré globalement. Les indices i et j représentent cette fois les principales formes d'énergie : pétrole, gaz naturel, charbon, électricité, etc. L'élasticité de substitution permet alors d'évaluer l'effet d'une hausse du prix relatif d'une forme d'énergie sur la consommation relative d'une autre forme d'énergie. Dans le cas où σ_{ij} est négatif, les énergies i et j sont complémentaires ; dans le cas où σ_{ij} est positif, elles sont substituables. Dans le cas général, on observe que les élasticités-prix directes sont négatives et que les élasticités-prix croisées et de substitution sont positives.

L'une des limites des fonctions translog telles que définies ci-dessus ($\beta_{ij} = \beta_{ji}$ et $\sigma_{ij} = \sigma_{ji}$) réside dans la symétrie qui suppose que l'effet du prix de l'énergie i sur la part de marché de l'énergie j est identique à l'effet du prix de l'énergie j sur la part de marché de l'énergie i . De plus, une variation du prix de l'énergie j aura un impact sur la demande de i d'autant plus fort que la part de marché de j est plus élevée, et d'autant plus faible que la part de marché de i est plus élevée. En d'autres termes, plus la part d'une énergie sera élevée, plus le prix de cette énergie aura un impact élevé sur la demande des autres énergies, alors que la demande de cette énergie sera moins sensible au prix des autres énergies.

Le recours à des fonctions translog a permis d'alimenter une controverse entre Berndt et Wood, d'une part et Gregory et Griffin, d'autre part, concernant les relations de complémentarité ou de substituabilité qui existent dans la fonction de production entre le capital et l'énergie.

1.3.2 Le débat complémentarité-substituabilité entre le capital et l'énergie

En s'appuyant sur une fonction de production de type translog et sur sa fonction de coût duale, Berndt et Wood (1975) ont conclu que l'énergie devait être considérée comme un substitut au facteur travail et un complément au facteur capital. Ils ont utilisé pour cela une approche en séries temporelles testée sur plusieurs pays industrialisés, dont les États-Unis, sur la période 1947-1971. Ces résultats corroboraient les travaux de Hudson et Jorgenson (1974) sur des données similaires, toujours en séries temporelles, et ceux de Humphrey et Moroney (1975) qui ont eux utilisé une approche de panel (*cross-section*). Tous utilisaient l'élasticité de substitution au sens d'Allen-Uzawa et faisaient l'hypothèse que la fonction de production est à rendements d'échelle constants avec progrès technique neutre au sens de Hicks. C'est en partant eux aussi d'une fonction de production translog, mais en recourant à une approche « *cross-section* » sur neuf pays industrialisés pour les années 1955, 1960, 1965 et 1969 que Gregory et Griffin (1976) ont conclu à l'existence d'une relation de substituabilité entre l'énergie et le capital, comme d'ailleurs entre l'énergie et le travail (se reporter à Percebois, 1989).

De nombreuses autres vérifications ont ensuite été tentées dans un sens comme dans l'autre et, en 1983, une synthèse des études économétriques disponibles a été faite par Mittlestadt, qui montre que les analyses fondées sur des séries temporelles conduisent plutôt à confirmer la thèse de la complémentarité, alors que les analyses menées sur des données transversales concluent invariablement à l'existence d'une relation de substituabilité (bien que faible dans certains cas).

Berndt et Wood (1977) avaient proposé une explication de ces divergences et présenté du même coup un essai de réconciliation entre les deux thèses en présence. Pour eux, Gregory et Griffin ont confondu la « substituabilité apparente » au sens technique du terme (vision de l'ingénieur) et la « complémentarité réelle » au sens économique (vision du gestionnaire). Mais loin d'apaiser les esprits, cette explication a relancé la polémique qui s'est focalisée sur quatre niveaux simultanément :

- celui de la procédure d'estimation : selon que l'on privilégie des fonctions à trois ou quatre facteurs (fonctions KLE pour Gregory et Griffin, fonctions KLEM pour Berndt et Wood), que l'on recoure à des séries temporelles ou à une approche « cross-section », les résultats sont différents ;
- celui de la nature des pays étudiés : la thèse de la complémentarité se vérifie plus facilement aux États-Unis, au Canada ou au Japon que dans les pays européens industrialisés ;
- celui des branches d'activité retenues : l'énergie et le capital seraient substituables dans les branches à forte intensité énergétique et complémentaires dans les autres ;
- celui de la nature de l'énergie considérée : les résultats seraient différents suivant que l'on fait appel à l'énergie globalement considérée ou que l'on isole l'électricité des autres énergies. Le capital et l'électricité seraient systématiquement complémentaires alors que le capital et les énergies fossiles utilisées comme combustibles pourraient être complémentaires ou substituables. Cette complémentarité capital-électricité a notamment été mise en évidence par Le Grand (1982) sur le cas de la France (avec application aux branches industrielles).

À noter que Blackorby et Russel (1989) ont critiqué l'utilisation du coefficient d'élasticité de substitution au sens d'Allen et considèrent qu'il vaudrait mieux s'appuyer sur l'élasticité de substitution de Morishima (1967)¹, qui est à leurs yeux un meilleur indicateur. Thompson et Taylor (1995) ont alors repris huit études empiriques, dont celles de Berndt et Wood (1975) et Gregory et Griffin (1976), en utilisant cette élasticité de substitution de Morishima. Pour chacune de ces études, ils trouvent alors que le capital et l'énergie sont des substituts. Ils notent d'ailleurs que les résultats ne sont pas les mêmes selon que c'est le prix de l'énergie ou celui du facteur capital qui varie. La substitution est plus forte si c'est le prix de l'énergie qui varie plutôt que celui du capital. En conséquence, une politique de maîtrise de l'énergie serait plus efficace si l'État choisit de renchérir le prix de l'énergie (via une taxe) plutôt qu'en subventionnant les équipements concernés (via des crédits d'impôt, par exemple).

Solow (1987) considère que toutes ces études raisonnent sur des données relativement agrégées, ce qui en limite la portée car, pour lui, le phénomène de complémentarité-substituabilité est d'essence microéconomique plutôt que macroéconomique. Nguyen et Streitwieser (1997) montrent effectivement que les approches microéconomiques donnent des résultats plus fiables que les approches méso- ou macroéconomiques (données agrégées par secteurs). Ils concluent à la substituabilité énergie-capital, meilleure avec l'élasticité au sens de Morishima qu'avec l'élasticité au sens d'Allen. De plus, les résultats varient selon la taille des firmes analysées : la substitution serait plus forte dans les petites

¹ L'élasticité de substitution de Morishima (*ESM*) entre deux facteurs de production i et j est donnée par $ESM_{i,j} = \frac{\partial \ln(X_i/X_j)}{\partial \ln(\partial F / \partial X_j)}$ avec $i \neq j$ et $F = F(X_1, X_2, \dots, X_n)$. Cette élasticité suppose que la productivité marginale du facteur i est constante et n'apparaît donc plus dans la relation. L'*ESM* n'est donc pas nécessairement symétrique. Une valeur positive traduit des possibilités de substitution entre les facteurs i et j . Voir F. Reynes et Y. Yeddir-Tamsamani (2009).

ENCADRÉ 1.2

**Substituabilité brute et complémentarité nette
entre le capital et l'énergie selon Berndt et Wood (1977)**

Soit une fonction de production macroéconomique $Y = f(K, L, E, M)$ séparable comme suit : $Y = f(K^*, L^*)$ avec $K^* = g(K, E)$ et $L^* = h(L, M)$. La fonction de coût duale est de la forme : $C = I(C_K^*, C_L^*)$ avec $C_K^* = p_K \cdot K + p_E \cdot E$ et $C_L^* = p_L L + p_M M$. Les coûts unitaires des *inputs* agrégés sont : $p_K^* = \frac{C_K^*}{K^*}$ et $p_L^* = \frac{C_L^*}{L^*}$.

La minimisation de la fonction de coût sous une contrainte de production $Y = Y_1$ conduit à choisir le point O_1 (la droite d'isocoût AA' est de pente $-p_L^* / p_K^*$). On utilise donc à l'équilibre K_1^* unités de l'*input* agrégé (K, E) et L_1^* unités de l'*input* agrégé (L, M) (se reporter à la figure 1.5).

Pour obtenir K_1^* unités d'*input* agrégé K^* , on doit à l'optimum O_2 combiner K_1 unités de capital à E_1 unités d'énergie (la droite d'isocoût BB' est de pente $-p_E / p_K$) (se reporter à la figure 1.6). De même, on combine, à l'optimum, L_1 unités de travail à M_1 unités de matières premières non énergétiques pour obtenir $L^* = L_1$.

Supposons que le prix du facteur capital diminue, *ceteris paribus* (le raisonnement serait le même si c'est le prix de l'énergie qui s'accroît, *ceteris paribus*). Si l'on suppose, dans un premier temps, que K^* est fixé *ne varietur* ($K^* = K_1^*$), le déplacement de la droite d'isocoût de BB' en DD' entraîne une baisse de la quantité utilisée d'énergie, qui passe de E_1 à E_2 , et une hausse concomitante de la quantité employée de capital, qui passe de K_1 à K_2 (cf. figure 1.6).

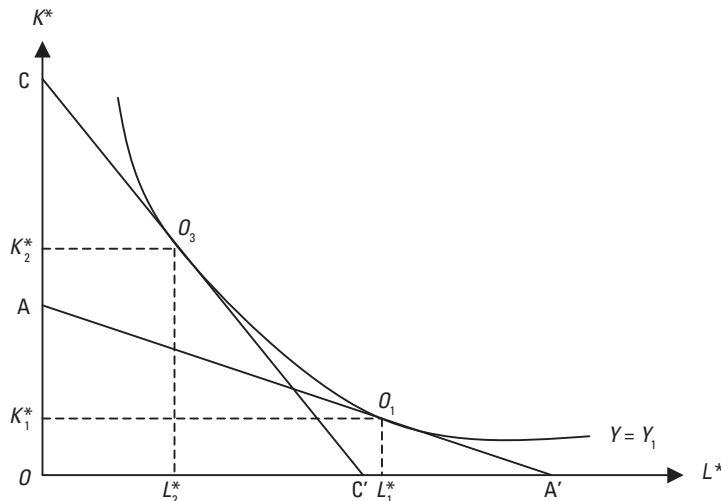


Figure 1.5

On se situe alors au point d'équilibre O_4 . La baisse du prix relatif du facteur capital a induit un *effet de substitution brute* que l'on peut mettre en évidence en calculant les élasticités-prix brutes $\eta_{KK}^* < 0$ et $\eta_{EK}^* > 0$ (élasticité directe et croisée).

La baisse du prix p_K induit une baisse du coût unitaire composite p_K^* . Cela modifie, dans un second temps, l'équilibre entre K^* et L^* puisque la droite d'isocoût AA' se déplace en CC' sur la figure 1.5. Au nouveau point d'équilibre O_3 , la demande d'*input* agrégé K^* s'accroît de K_1^* à K_2^* tandis que celle de l'*input* agrégé L^* tend à diminuer de L_1^* à L_2^* . Il convient ensuite d'examiner comment cette quantité K_2^* est obtenue sur la figure 1.6 au point O_5 (point de tangence entre la courbe $K^* = K_2^*$ et la droite d'isocoût FF' parallèle à la droite DD').

En ce point, la quantité utilisée de capital K s'accroît et passe de K_2 à K_3 , mais la quantité d'énergie consommée s'accroît elle aussi puisqu'elle passe de E_2 à E_3 et rien n'empêche alors, comme c'est le cas ici, que $E_3 > E_1$.

L'effet d'échelle a donc accru simultanément les quantités employées d'énergie et de capital. Pour le capital, l'effet de substitution (passage de K_1 à K_2) et l'effet d'échelle (passage de K_2 à K_3) se renforcent l'un l'autre. Pour l'énergie, les deux effets jouent en sens contraire : l'effet de substitution brute diminue la consommation d'énergie (passage de E_1 à E_2), tandis que l'effet d'échelle l'accroît (passage de E_2 à E_3). Ici, l'effet d'échelle l'emporte sur l'effet de substitution et du coup l'énergie et le capital sont des *compléments nets au sens économique*. Il y a donc du capital « pro-énergie » et du capital « anti-énergie ».

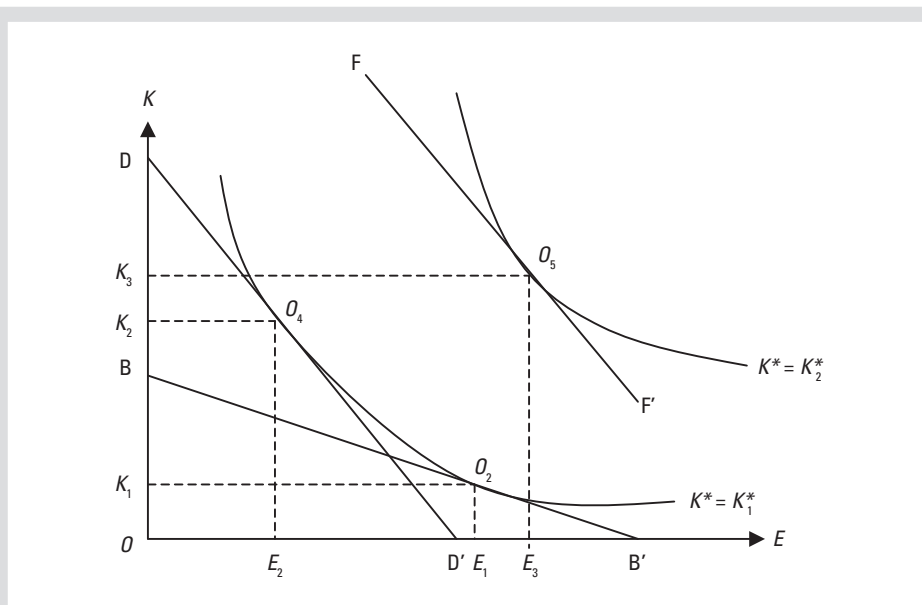


Figure 1.6

Source : Percebois (1989)

unités de production ; dans les grandes unités, on observerait en revanche une substituabilité plus faible, voire une complémentarité dans certains cas.

Atkeson et Kehoe (1999) considèrent, chiffres à l'appui, que la relation est une relation de complémentarité à court terme, mais de relative substituabilité sur le long terme. Diaz, Puch et Guillo (2004) distinguent les investissements destinés au processus de production et les investissements destinés à réduire la consommation d'énergie au cours de ce processus. Dans le premier cas, il y a complémentarité entre capital et énergie et, dans le second cas, ce sont des relations de substituabilité qui s'imposent. On doit donc distinguer le capital « energy-consuming » du capital « energy-saving ».

Cette approche en termes d'élasticité de substitution conduit donc à des résultats pour le moins contradictoires lorsqu'on reste à un niveau global d'analyse, et cela peut s'expliquer par deux limites importantes :

- il est difficile d'isoler une modification des proportions factorielles au niveau d'un secteur (l'industrie, par exemple) d'une variation de la structure de cette industrie ;
- on ne tient pas assez compte du caractère hétérogène des facteurs de production et notamment de la nature des énergies utilisées dans les divers usages. L'électricité et les combustibles fossiles (pétrole, gaz, charbon) ne sont pas toujours substituables ; certaines énergies bénéficient d'usages captifs et le choix des équipements conditionnera celui de l'énergie dans certains cas ; le choix d'une énergie pourra aussi parfois conditionner celui des équipements utilisateurs. C'est le cas dans le transport automobile qui requiert, sauf exception, des produits pétroliers. C'est aussi le cas du chauffage domestique : le choix de l'équipement impose celui du combustible.

En d'autres termes, seule une analyse microéconomique qui tienne compte de la nature des activités, de la taille des firmes, de l'éventail technologique disponible, des critères de choix et des contraintes de financement en matière d'investissement est susceptible d'apporter des réponses précises aux relations complexes qui lient l'énergie et le capital au sein de la fonction de production.

1.4 LES MODÈLES DE PRÉVISION UTILISÉS DANS LE SECTEUR DE L'ÉNERGIE

On distingue traditionnellement trois familles de modèles : les modèles « top-down », les modèles « bottom-up » et les modèles « hybrides ».

1.4.1 Les modèles « top-down »

Ces modèles partent d'un équilibre macroéconomique qui est progressivement désagrégé. Comme le rappelle P. Zagamé (2008), « ces modèles décrivent donc a priori le

système énergétique à partir des fonctions de production, où l'énergie figure de façon plus ou moins détaillée, comme un facteur de production substituable ou complémentaire avec d'autres facteurs comme le travail et les autres produits intermédiaires. Dans les représentations traditionnelles de ces modèles, ces fonctions de production sont à progrès technique exogène ; c'est ainsi qu'apparaît dans les simulations un *trend* d'efficacité énergétique autonome, c'est-à-dire indépendant des conditions économiques prévalentes. L'endogénéisation n'est apparue que tardivement ». Ces modèles sont souvent caractérisés par un haut niveau d'agrégation et les relations entre variables macroéconomiques sont supposées suffisamment stables dans le temps pour réaliser des prévisions. Sur la base des prix relatifs des divers *inputs*, les élasticités de substitution permettent de simuler diverses combinaisons productives et des coefficients exogènes d'amélioration de l'efficacité énergétique permettent de faire évoluer l'intensité énergétique des divers produits au cours du temps. Il est en revanche difficile de prendre en considération des ruptures technologiques dans ce genre de modèles. Il existe deux catégories principales de modèles « top-down » :

- 1) *Les modèles macroéconométriques* dont l'horizon temporel se limite généralement à dix ou quinze ans, car on considère que les structures économiques se modifient trop pour que les estimations économétriques conservent leur validité au-delà. Ces relations sont estimées à partir de séries temporelles ou de données de panel et on s'appuie souvent sur des matrices *input-output* pour modéliser les relations interindustrielles.
- 2) *Les modèles d'équilibre général calculable (MEGC)* qui supposent que les agents économiques maximisent ou minimisent leurs fonctions de préférence (maximisation d'une fonction d'utilité pour les ménages, maximisation d'une fonction de profit ou minimisation d'une fonction de coût pour les entreprises). Les relations sont, en général, « calibrées » sur des séries statistiques et non pas estimées économétriquement. À chaque itération, ces modèles établissent l'équilibre sur l'ensemble des marchés grâce à un ajustement par les prix, mais ils ne fournissent pas d'information sur le cheminement vers cet équilibre. L'horizon temporel des MEGC est, en général, plus éloigné que celui des modèles macroéconométriques, permettant ainsi de simuler sur le long terme l'impact des mesures de politique énergétique.

1.4.2 Les modèles « bottom-up »

Ces modèles partent d'une description détaillée du système énergétique en insistant sur l'éventail des technologies disponibles ou qui le seront. La demande d'énergie est appréhendée par secteur économique et par usage énergétique (parfois en termes d'énergie utile). Grâce à cette représentation détaillée des diverses technologies, ces modèles permettent de mettre en évidence la marge de manœuvre dont disposent les divers acteurs pour satisfaire leurs besoins. En fonction d'hypothèses exogènes sur la croissance économique et sur le progrès technique, on peut tracer une image cohérente du système énergétique futur dès lors que l'on suppose que la fonction « objectif » des agents est connue. Il s'agit en général d'une fonction de coût que l'on cherche à minimiser. En pratique, on distingue deux types principaux de modèles :

- 1) *des modèles de simulation* qui envisagent plusieurs scénarios technologiques avec des hypothèses contrastées de croissance économique et de prix des énergies ;
- 2) *des modèles d'optimisation* qui supposent que le comportement des agents est rationnel et cherche à maximiser un profit ou à minimiser un coût, dès lors que l'environnement économique est donné (croissance des activités économiques, prix relatifs).

Ces modèles ne permettent toutefois pas de prendre en compte les interactions entre secteurs économiques ni les rétroactions macroéconomiques liées aux choix techniques.

1.4.3 Les modèles « hybrides »

Comme le rappelle P. Zagamé (2008), on peut trouver plusieurs façons de concilier les deux approches (cf. Boehringer, 1998, et Loulou, 2005) :

« Tout d'abord, prolonger “vers le bas” un modèle macro-sectoriel par un modèle énergie décrivant de façon détaillée les technologies ; mais cette opération est limitée par la lourdeur de la mise en œuvre(...) Pousser “vers le haut” un modèle *bottom-up*(...) en y ajoutant un module macroéconomique agrégé(...) Enfin, il y a la possibilité de faire dialoguer deux modèles ou plus, de façon décentralisée, en organisant un *linkage* par les itérations. »

L'ambition des modèles hybrides consiste à combiner une représentation détaillée des technologies et usages de l'énergie avec une représentation du comportement des agents (supposés rationnels) et avec une représentation détaillée des interactions entre le

Tableau 1.3

Quelques exemples de modèles utilisés dans l'Union européenne (avec indication de l'institution qui les a élaborés)

	Modèles <i>top-down</i>		Modèles <i>bottom-up</i>
Modèles macro-économétriques	HERMES ⁽¹⁾ NEMESIS ⁽²⁾	Modèles de simulation	MEDEE ⁽⁶⁾ POLES ⁽⁷⁾
Modèles d'équilibre général calculable	GEM-E3 ⁽³⁾ GEMINI ⁽⁴⁾ IMACLIM ⁽⁵⁾	Modèles d'optimisation	MARKAL ⁽⁸⁾ EFOM ⁽⁹⁾ PRIMES ⁽¹⁰⁾ TIMES ⁽¹¹⁾

(1) Harmonized Economic Research for Modelling Economic Systems (ERASME)

(2) New Economic Model for Environment and Strategies Implementation for Sustainable Development (ERASME)

(3) General Equilibrium Model for Energy-Economy-Environment Interactions (NTUA et ERASME)

(4) General Equilibrium Model of International-National Interactions between Economy, Energy and the Environment (A. Bernard et M. Vielle)

(5) Modèle d'interactions énergie-climat (CIRED)

(6) Modèle d'évolution de la demande d'énergie (à long terme) (ENERDATA)

(7) Prospective Outlook on Long Term Energy Systems (LEPII)

(8) MARKet ALlocation (École des Mines de Paris)

(9) Energy Flows Optimisation Model (LEPII et Commission européenne)

(10) Projections of INTEGRATED Modelling Energy Systems (NTUA)

(11) The Integrated MARKAL-EFOM System (École des Mines de Paris)

système énergétique et le reste de l'économie. Mais les approches de l'ingénieur ne coïncident pas toujours avec les contraintes de l'économiste.

1.5 LES EFFETS MACROÉCONOMIQUES D'UN CHOC ÉNERGÉTIQUE

On peut définir un choc énergétique (pétrolier, par exemple) comme une situation dans laquelle une économie fortement tributaire des importations d'énergie est soumise à une augmentation brutale non anticipée et significative des prix de l'énergie, sans qu'il lui soit possible, à court terme du moins, de réagir autrement que par un prélèvement réel sur la richesse nationale ou sur un endettement extérieur croissant (Percebois, 1989, p. 24, et Hamilton, 2003). Les chocs pétroliers de 1973-1974 et 1979-1980 ont donné lieu à diverses analyses macroéconomiques destinées à évaluer les conséquences de la hausse du prix du brut sur la croissance, l'emploi et l'équilibre extérieur. Ces études ont également permis de dresser une typologie des politiques publiques qui furent menées alors pour y faire face.

1.5.1 *Mesure d'un choc pétrolier et de ses conséquences*

On fait référence ici à l'essai de quantification du prélèvement subi à l'échelle macroéconomique par les économies de l'OCDE à la suite des deux chocs pétroliers, qui a été proposé par F. Meunier (INSEE) (1982, 1983). Pour évaluer le prélèvement subi (transfert de richesse vers l'extérieur), l'auteur compare la situation effective observée au niveau du solde commercial à une situation virtuelle où les volumes d'importations et d'exportations resteraient inchangés par rapport à la situation courante, mais où les prix du commerce extérieur évolueraient comme les prix intérieurs (prix du PIB). Le prélèvement opéré par l'extérieur sur le revenu national correspond à la différence entre le solde extérieur à prix courants et ce qu'aurait été ce solde si, à volumes inchangés, les prix à l'importation et les prix à l'exportation avaient évolué comme le prix de référence, celui du PIB.

Ce prélèvement est donné par : $T = X - M - p(x - m) = x(p_x - p) - m(p_m - p)$ où X et x représentent les exportations en valeur et en volume respectivement, M et m les importations en valeur et en volume respectivement, p , p_x et p_m les indices des prix du PIB, des exportations et des importations respectivement. Si $p_m > p$, les agents intérieurs subissent une ponction sur leur revenu mais ils s'efforcent d'en récupérer une partie en adoptant $p_x > p$. La hausse du coût des importations va d'ailleurs accroître le prix des consommations intermédiaires, et cela se répercutera inéluctablement dans le prix des produits nationaux, dont une partie est exportée. Il y aura prélèvement par l'extérieur si $T < 0$ et prélèvement sur l'extérieur si $T > 0$, et ce prélèvement est évalué en pourcentage du PIB.

Face à un choc extérieur, les pays vont essayer d'exporter davantage pour financer le surcoût et on peut évaluer l'importance de cette réponse « volume ». Il s'agit, selon

l'auteur, « du flux de revenu entre le pays et l'extérieur qu'occasionne, à évolutions de prix inchangées, une croissance du commerce extérieur, à l'importation comme à l'exportation, différente de la croissance intérieure » (1982, p. 7). C'est donc l'écart entre le solde extérieur observé et celui qu'aurait connu le pays si, à prix identiques, les importations et les exportations avaient augmenté au rythme du PIB, soit :

$$V = (X - q\bar{x}) - (M - q\bar{m})$$

où q est l'indice d'évolution en volume du PIB, $\bar{x}$ les exportations à volumes constants, $\bar{m}$ les importations à volumes constants et X et M les exportations et importations en valeur, respectivement. Par convention, $\bar{x} = p_x \cdot x_0$ (produit de l'indice des prix des exportations par leur montant l'année de base) et $\bar{m} = p_m \cdot m_0$ (produit de l'indice des prix des importations par leur montant l'année de base).

Il y aura réponse-volume par développement des exportations si leur croissance en volume est plus forte que celle du PIB, et réponse-volume par diminution des importations si la croissance en volume des importations est inférieure à la croissance en volume du PIB. Cette réponse-volume ($V > 0$) est évaluée en pourcentage du PIB. Les économies victimes d'un choc pétrolier vont essayer de compenser un T négatif par un V de même importance mais positif.

Les calculs de F. Meunier (1983), menés sur six économies (Allemagne, États-Unis, France, Italie, Japon et Royaume-Uni), conduisent aux conclusions suivantes :

- Les chocs pétroliers n'ont pas la même signification pour les États-Unis et le Royaume-Uni, d'une part et les autres pays, d'autre part. Les deux fois, le choc fut d'une faible ampleur aux États-Unis ($T = -1,4\%$ lors du premier choc et $T = -0,2\%$ lors du second choc), surtout la seconde fois puisque les États-Unis n'ont pas eu à faire face au « choc dollar » (forte hausse du cours du dollar à partir de 1980). Si le Royaume-Uni eut à subir le premier choc ($T = -4,3\%$), il échappa totalement au second grâce au pétrole de la mer du Nord. Importateur net de pétrole en 1973-1974, le Royaume-Uni était devenu exportateur net lors du second choc.
- C'est l'Italie qui supporta le prélèvement le plus important sur l'ensemble de la période ($T = -8,8\%$ au total), suivie par le Japon ($T = -7,6\%$), la France ($T = -6,4\%$) et l'Allemagne Fédérale ($T = -5,9\%$). Dans le cas de l'Italie, cela s'explique en particulier par la forte dépréciation de la lire ; dans le cas du Japon, cela est dû au poids très élevé des importations de pétrole dans le total des importations, le Japon étant très pauvre en ressources énergétiques fossiles (plus de 50 % des importations en valeur étaient constituées par du pétrole lors du second choc).
- Le premier choc fut plus éprouvant que le second, en termes de prélèvement sur le revenu national, pour la France ($T = -3,8\%$ et $T = -2,6\%$ respectivement) comme pour l'Italie ($T = -4,5\%$ et $T = -4,2\%$ respectivement). La réponse-volume de la France fut particulièrement faible lors du second choc pétrolier, à la fois parce que la contrainte de compétitivité internationale était plus forte et aussi parce que la politique gouvernementale de relance par la demande globale

avait eu pour effet de soutenir le volume des importations. La réponse volume de l'Italie fut relativement forte ($V = 6,0\%$ lors du premier choc et $V = 4,3\%$ lors du second choc) grâce, en particulier, aux politiques de dévaluation compétitive de la lire menées par l'État.

- Le second choc fut plus éprouvant que le premier pour l'Allemagne ($T = -1,7\%$ et $T = -4,2\%$ respectivement) et pour le Japon ($T = -2,9\%$ et $T = -4,7\%$ respectivement), essentiellement parce que le Deutsche Mark et le Yen ont moins bien résisté par rapport au dollar lors du second choc que du premier. La relative dépréciation des deux monnaies a eu pour conséquence de renchérir les importations libellées en dollars.
- La réponse-volume calculée ici recouvre des réalités différentes, comme le rappelle l'auteur : dans le cas de l'Allemagne et du Japon, il s'agit prioritairement d'une augmentation forte des exportations ; dans le cas de l'Italie mais surtout de la France, il s'agit avant tout d'un freinage des importations.

Une telle approche montre que, face à un même choc extérieur, les réponses apportées par les économies sont variables, à la fois parce que les atouts et faiblesses de chacune d'entre elles sont différents, mais aussi parce que les politiques économiques menées ne sont pas les mêmes. Il importe de relativiser ces résultats en n'oubliant pas que l'on compare ici des données réelles à des données hypothétiques.

1.5.2 « Réponse énergétique » versus « réponse commerciale » face aux chocs pétroliers

Dans une étude parue en 1988, Criqui et Percebois analysent le cas de douze pays, dont six pays de l'OCDE (Allemagne Fédérale, États-Unis, France, Italie, Japon et Royaume-Uni) et six pays en développement, sur la période 1973-1983, afin de mettre en évidence des profils d'adaptation aux chocs pétroliers, tant dans le domaine énergétique que dans celui du commerce extérieur. Certains pays importateurs nets d'énergie au moment du premier choc pétrolier ont donné la priorité à la restructuration de leur système énergétique, via la mise en œuvre d'une politique très volontariste de promotion de l'offre nationale d'énergie. Ces stratégies d'adaptation ont eu pour résultat d'orienter l'investissement de façon prioritaire vers le secteur de l'énergie, en exerçant parfois un « effet d'éviction » à l'égard des autres branches industrielles. D'autres pays importateurs nets d'énergie ont en revanche préféré s'adapter aux nouvelles contraintes énergétiques et ont choisi, semble-t-il, de contrebalancer un désavantage relatif sur le plan énergétique par un avantage relatif dans le domaine industriel et commercial. Ces stratégies ont eu pour résultat de compenser les déficits énergétiques croissants par des excédents industriels en constante progression.

La dépendance d'un pays à l'égard du pétrole importé est appréhendée à travers un taux de dépendance pétrolière globale (DPG) égal au rapport entre les importations nettes de pétrole (IEP) évaluées en tep et le PIB évalué en monnaie constante (le dollar). Ce rapport peut être décomposé comme suit :

$$\frac{IEP}{PIB} = \frac{IEP}{IET} \frac{IET}{CET} \frac{CET}{PIB}$$

où *IET* représente le volume des importations totales d'énergie (en tep) et *CET* la consommation totale d'énergie primaire (en tep). Pour réduire la dépendance à l'égard du pétrole importé, un pays peut agir simultanément sur la diversification des sources d'énergie importées (la part du pétrole dans les importations diminue), la mise au point de substituts nationaux (l'offre nationale d'énergie se substitue alors aux importations) et sur la maîtrise de la consommation énergétique (la baisse de l'intensité énergétique du PIB réduit les besoins en énergie primaire).

La capacité de réponse commerciale d'un pays est appréhendée ici à travers l'évolution comparée de deux soldes en valeur : le solde énergétique en valeur estimé en % du PIB, soit $(M - X)_e / PIB$ et le solde manufacturé en valeur ramené au PIB, soit $(X - M)_m / PIB$.

Les résultats obtenus pour les pays de l'OCDE conduisent aux observations suivantes :

- Les meilleurs résultats concernant la réduction du taux de dépendance pétrolière globale sont obtenus par la France et le Japon, grâce au développement de la production nationale d'énergie (le nucléaire essentiellement, et surtout en France) et à une politique volontariste de maîtrise de l'énergie (surtout au Japon).
- Exception faite des États-Unis, tous les pays sont parvenus à accroître la diversification de leurs importations d'énergie, en remplaçant une partie du pétrole importé par du gaz naturel importé (voire par du charbon).
- La relative efficacité des réactions des pays industrialisés face aux chocs pétroliers peut s'expliquer en partie par le fait que ces pays ont généralement choisi de répercuter voire d'amplifier (via des taxes) la hausse des prix internationaux de l'énergie sur les consommateurs finals, ce qui a favorisé les économies d'énergie et accéléré la substitution du capital à l'énergie (isolation, amélioration des rendements des équipements). La politique de « vérité des prix » a été un facteur de maîtrise de la demande d'énergie et de promotion de l'offre nationale d'énergie.
- Trois pays semblent avoir une capacité de réponse supérieure à celle des autres, si l'on prend en compte l'évolution du solde manufacturé : le Japon, l'Allemagne et l'Italie qui, tous les trois, parviennent à faire apparaître un solde positif de l'ordre de 7 à 8 % du PIB, alors que les autres pays connaissent un solde manufacturé soit légèrement positif (de l'ordre de 1 % pour la France) soit nettement négatif (− 1,3 à − 2,4 % du PIB pour les États-Unis et le Royaume-Uni, respectivement), sur l'ensemble de la période. Il est évidemment tentant de dire que l'investissement consenti en faveur de l'offre nationale d'énergie, dans ces trois derniers pays, s'est fait au détriment des autres secteurs industriels. D'autres facteurs ont joué un rôle (les politiques de change, notamment) mais on peut néanmoins, avec les auteurs, avancer l'idée que, face à un choc extérieur, certains pays adoptent plutôt une stratégie « défensive » (réduire la dépendance) alors que d'autres optent pour une stratégie « offensive » (compenser cette dépendance par la dépendance des autres dans d'autres domaines). Politique énergétique et politique industrielle ne sauraient donc être déconnectées, ne serait-ce que parce qu'il existe à la fois des effets d'entraînement (« crowding-in ») et des effets d'éviction

(« crowding-out ») de l'une sur l'autre. Une politique d'investissement dans le secteur énergétique peut, par le biais du multiplicateur keynésien, relancer l'activité économique. Elle peut, dans certains cas, gêner les investissements dans les autres secteurs si le financement de ces investissements énergétiques se fait par emprunts massifs sur le marché financier. Dans ce cas, les investissements énergétiques, en asséchant le marché financier, sont de nature à exercer un effet d'éviction sur les investissements dans le reste de l'industrie.

1.5.3 Une simulation rétrospective de l'impact des chocs pétroliers à l'aide du modèle MELODIE

Berthélémy et Devezeaux de Lavergne (1987) ont utilisé le modèle MELODIE pour analyser, de façon rétrospective, l'impact des chocs pétroliers sur l'économie française entre 1973 et 1982. Ce modèle, construit par le département des programmes du CEA, est un modèle de long terme qui intègre des interactions entre le secteur de l'énergie et le reste de l'économie, par l'intermédiaire notamment de fonctions de production de type translog. La méthode retenue a consisté à réaliser des simulations *a posteriori* en se plaçant dans le contexte d'une économie qui n'aurait pas connu les deux chocs pétroliers, et de comparer les résultats avec ceux observés dans la réalité. Sur la base des valeurs historiques, le calcul des élasticités montre une forte complémentarité entre le capital et l'énergie, une faible substituabilité entre l'énergie et le travail et une assez forte substituabilité entre le capital et le travail dans le secteur industriel. L'augmentation du prix de l'énergie a donc provoqué à la fois une chute de l'investissement et une forte substitution du travail à l'agrégat capital-énergie, limitant ainsi les conséquences de la hausse du prix du pétrole sur le taux de chômage. De ce fait, « les chocs pétroliers n'auront, d'après MELODIE, que peu contribué à l'augmentation du chômage jusqu'en 1982 » (p. 889). Les résultats du modèle conduisent cependant à attribuer aux chocs pétroliers un effet inflationniste important.

L'étude menée sur des données françaises sur la période 1970-2006 à l'aide d'un modèle VAR par Barlet et Crusson (2009) suggère cependant une rupture de la relation entre la croissance du PIB et les variations du prix du pétrole, au début des années 1980. « Avant cette date, les estimations montrent clairement un effet négatif du prix du pétrole, qui s'atténue fortement ensuite... Seule la baisse de la demande étrangère suite à une hausse des cours du pétrole semble avoir un effet significativement négatif sur la croissance du PIB. Cet effet est assez faible, de l'ordre de $-0,2\%$. Cette meilleure résistance aux chocs pétroliers depuis les années 1980 a deux explications principales. Tout d'abord, la France a mis en place une politique énergétique ambitieuse pour réduire la facture pétrolière. En outre, la politique monétaire joue également un rôle important. Les spirales inflationnistes de la fin des années 1970 ne jouent plus... » (p. 24).

Un choc énergétique ne se traduit pas toujours par une détérioration de l'équilibre extérieur mais peut aussi engendrer des excédents commerciaux combinés à des effets pervers sur l'économie nationale. La théorie du « Dutch Disease » analyse le cas de pays industrialisés qui, à un moment de leur histoire, bénéficient de la découverte d'une ressource majeure susceptible de leur procurer des recettes élevées d'exportation.

Le développement industriel est alors abandonné au profit de l'importation de produits finis, ce qui va engendrer des effets non souhaités sur l'économie nationale (déindustrialisation, inflation). Ce peut être le cas avec une découverte énergétique majeure susceptible de leur procurer des recettes élevées d'exportation. On peut prendre le cas de la « rente gazière » des Pays-Bas, suite à la découverte du gisement de Groningue dans les années 1950. Cet « effet d'aubaine » a eu des conséquences inattendues, pas toujours souhaitables. Le processus est le suivant : le boom constaté dans le secteur énergétique attire le facteur travail et tend à élever le niveau du salaire moyen ; cela renchérit le coût du travail dans le reste de l'industrie et exerce en outre une forte appréciation de la monnaie nationale sur le marché des changes, deux phénomènes qui détériorent la situation des entreprises du secteur industriel traditionnel, confrontées tout à la fois à un manque de main d'œuvre, un coût du travail plus élevé et des difficultés d'exportation. On assiste dès lors à un processus de déindustrialisation, la croissance du secteur de l'énergie se faisant pour partie au détriment des activités industrielles traditionnelles (se reporter à l'article de Corden et Neary, 1982).

ENCADRÉ 1.3

Effets macroéconomiques d'un choc pétrolier

EFFETS	MANIFESTATIONS	APPLICATION AU CAS DE LA FRANCE (1973-1983)
1. Effet déflationniste	• joue à court terme • opère un transfert de revenu vers l'extérieur • effet multiplicateur à la baisse	• plus fort lors du 1^{er} choc que lors du 2nd • 1^{er} choc plus court que le 2nd (choc dollar)
2. Effet change	• joue à court terme • le déficit commercial entraîne une dévaluation (dépréciation) de la valeur de la monnaie nationale • effets pervers de la courbe en J	• sortie du FF du serpent européen début 1974 puis à nouveau en mars 1976 • dévaluation du FF en octobre 1981, puis 1982 et mars 1983
3. Effet de substitution	• substitution (limitée) capital-énergie • substitution capital-travail en cas de complémentarité entre l'énergie et le capital dans la fonction de production • joue à moyen-long terme	• une relative substitution du travail au couple « capital-énergie » a atténué la progression du chômage jusqu'en 1982
4. Effet réponse-prix	• joue à moyen-long terme • l'économie s'efforce de récupérer par une hausse du prix de ses exportations une partie du prélèvement subi • effet mécanique via le renchérissement des consommations intermédiaires	• plus faible lors du 2nd choc que lors du 1^{er}, en raison d'une contrainte de compétitivité plus forte (économie concurrencée)

ENCADRÉ 1.3 (suite)

EFFETS	MANIFESTATIONS	APPLICATION AU CAS DE LA FRANCE (1973-1983)
5. Effet réponse-volume	• joue à moyen-long terme • l'économie s'efforce de vendre plus à l'étranger, en volume, pour compenser le prélèvement subi	• plus faible lors du 2nd choc que lors du 1^{er}, en raison de la concurrence internationale et des effets pervers de la politique de relance de 1981
6. Effet relance	• joue à court-moyen terme • l'État s'efforce de compenser l'effet déflationniste du choc par une politique de relance de la demande interne • politique favorisée par la baisse du cours de la monnaie nationale • mais risque de déficit budgétaire et d'accroissement de la dette publique • relance des investissements énergétiques nationaux	• Plan Chirac de relance (1975) mais dévaluation du FF en 1976 • Plan Mauroy de relance (1981-82) mais suivi de 3 dévaluations du FF • Plan Messmer d'accélération du programme électronucléaire (1974)
7. Effet efficacité énergétique	• joue à moyen et long terme • la hausse du prix de l'énergie incite aux économies d'énergies, via une amélioration des rendements des équipements et une modification des comportements • mais les comportements sont réversibles et l'amélioration des rendements requiert des délais d'ajustement (renouvellement des équipements)	• Création de l'AFME, devenue ensuite l'ADEME • Plan ambitieux d'économies d'énergie • baisse de l'intensité énergétique du PIB sur l'ensemble de la période

Source : Percebois (1992)

1.6 LES INSTRUMENTS DESTINÉS À INTERNALISER LES « EXTERNALITÉS »

Le caractère stratégique des approvisionnements en énergie et les imperfections du marché amènent l'État à intervenir dans ce secteur, et il le fait a priori avec trois logiques différentes :

- en tant qu'*autorité régalienn*e, l'État peut instaurer des quotas d'importation de pétrole (ce fut le cas aux États-Unis dans les années 1960), fixer des

TABLE DES MATIÈRES

Indications sur la deuxième édition	V
Remerciements	VII
<i>Nul n'est tenu d'écrire un livre</i>	IX
Préface	XIII
Avant-propos	XXIII
Introduction	XXV

CHAPITRE 1

Macroéconomie de l'énergie	1
1.1 LE CONCEPT DE BILAN ÉNERGÉTIQUE.....	3
1.1.1 <i>Les coefficients d'équivalence</i>	3
1.1.2 <i>Les disparités dans la structure des bilans</i>	5
1.1.3 <i>La concentration spatiale des réserves énergétiques à l'échelle mondiale</i>	9
1.2 LES DÉTERMINANTS DE L'INTENSITÉ ÉNERGÉTIQUE DU PIB....	13
1.2.1 <i>L'élasticité énergie-PIB</i>	14
1.2.2 <i>L'élasticité-prix de la demande d'énergie</i>	16
1.2.3 <i>Effets d'activité, de structure et de contenu</i>	19
1.3 L'ÉNERGIE DANS LA FONCTION DE PRODUCTION.....	21
1.3.1 <i>Le recours aux fonctions KLEM</i>	21
1.3.2 <i>Le débat complémentarité-substituabilité entre le capital et l'énergie</i>	25

1.4	LES MODÈLES DE PRÉVISION UTILISÉS DANS LE SECTEUR DE L'ÉNERGIE	29
1.4.1	Les modèles « top-down »	29
1.4.2	Les modèles « bottom-up »	30
1.4.3	Les modèles « hybrides »	31
1.5	LES EFFETS MACROÉCONOMIQUES D'UN CHOC ÉNERGÉTIQUE	32
1.5.1	Mesure d'un choc pétrolier et de ses conséquences	32
1.5.2	« Réponse énergétique » versus « réponse commerciale » face aux chocs pétroliers	34
1.5.3	Une simulation rétrospective de l'impact des chocs pétroliers à l'aide du modèle MELODIE	36
1.6	LES INSTRUMENTS DESTINÉS À INTERNALISER LES « EXTERNALITÉS »	38
1.6.1	Le débat « taxe sur le CO ₂ » versus « marché de permis d'émission »	40
1.6.2	Le débat « prix de rachat garantis » versus « système de certificats verts » pour la promotion des ENR	45
1.7	QUELS SCÉNARIOS ÉNERGÉTIQUES POUR DEMAIN ?	53
1.7.1	Évolution de la demande mondiale d'énergie à l'horizon 2035	53
1.7.2	Évolution de l'offre d'énergie à l'horizon 2035	57
1.7.3	Évolution des besoins d'investissements à l'horizon 2035	58
	BIBLIOGRAPHIE	61

CHAPITRE 2

	Microéconomie et marchés de l'énergie	67
2.1	LE MARCHÉ	68
2.1.1	La coordination centralisée : prix ou quantités ?	68
2.1.2	L'échange par le marché	70
2.1.3	Marché et concurrence : pratiques et limites	74
2.1.4	L'arbitrage	77
2.2	LES MARCHÉS DE L'ÉNERGIE	78
2.2.1	Caractéristiques générales	78
2.2.2	Indications quantitatives	79
2.2.3	Les marchés de l'énergie et des « commodities »	81
2.3	LA RARETÉ ET LA RENTE	86
2.3.1	Rentes et marché de concurrence parfaite	87
2.3.2	La vraie nature de la rente	87
2.3.3	L'appropriation de la rente	90
2.3.4	Rente, offre et demande des facteurs	90
2.3.5	Les différents types de rentes	93
2.3.6	Les rentes dans l'économie de l'énergie	100
2.3.7	Les rentes et l'action publique	103

2.4	LA RÉGULATION.....	104
2.4.1	Principes	104
2.4.2	Quelques rappels historiques.....	105
2.4.3	La régulation instrumentale	107
2.4.4	La mise en œuvre institutionnelle.....	120
2.4.5	Les autorités nationales de régulation.....	123
2.4.6	La régulation dans un système libéralisé.....	124
2.5	CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES DES MARCHÉS DE L'ÉNERGIE.....	124
2.5.1	L'émergence des marchés	125
2.5.2	La formation des prix	126
2.5.3	Les relations intertemporelles entre les différentes formes de prix	138
2.5.4	La volatilité	142
2.5.5	La liquidité.....	152
2.5.6	Les relations entre les prix des différentes énergies	159
	BIBLIOGRAPHIE	163
	Annexe	
	Caractéristiques des principales formes de marchés	165

CHAPITRE 3

	Le pétrole	171
3.1	LES SPÉCIFICITÉS DE L'INDUSTRIE PÉTROLIÈRE	172
3.1.1	Une industrie mondiale	172
3.1.2	Une industrie multiproduits	173
3.1.3	Une industrie fortement capitalistique.....	173
3.1.4	Une industrie à fortes disparités.....	174
3.2	LES GRANDES ÉTAPES DE L'INDUSTRIE PÉTROLIÈRE	178
3.3	LES DÉTERMINANTS DU PRIX DU PÉTROLE : FACTEURS ÉCONOMIQUES ET GÉOPOLITIQUES	192
3.3.1	L'épuisement des réserves	193
3.3.2	Les déterminants liés à l'offre disponible : structure de la production, taux d'utilisation des capacités disponibles et coût d'accès au brut	203
3.3.3	Les déterminants liés à la demande.....	204
3.3.4	Le pouvoir de marché des producteurs	205
3.3.5	Les déterminants liés à la spéculation et au cours du dollar.....	211
3.3.6	Les déterminants liés à la « capacité d'absorption » des exportateurs et aux tensions politiques.....	213
3.3.7	Conclusion	214
3.4	CONTRATS PÉTROLIERS ET MÉCANISMES DE COUVERTURE.....	216
3.4.1	Typologie des contrats pétroliers	217
3.4.2	Mécanismes de couverture face à la volatilité des prix	220

3.5 L'IMPACT DU PÉTROLE NON CONVENTIONNEL	233
Annexe 1	237
Annexe 2	238
Annexe 3	239
Annexe 4	240
Annexe 5	
Les modèles de Hotelling en temps discret	241
BIBLIOGRAPHIE	248

CHAPITRE 4

Le gaz naturel	251
4.1 LES DIFFÉRENTES CATÉGORIES DE GAZ : QUELQUES RAPPELS TECHNIQUES	252
4.2 LE MARCHÉ INTERNATIONAL DU GAZ NATUREL	254
4.2.1 <i>Un marché étroit avec de fortes « barrières à l'entrée »</i>	257
4.2.2 <i>Le marché nord-américain du gaz naturel</i>	258
4.2.3 <i>Le marché européen du gaz naturel</i>	265
4.2.4 <i>Le marché asiatique du gaz naturel</i>	283
4.3 MISE EN VALEUR D'UN GISEMENT GAZIER	284
4.4 LE PROCESSUS DE « LIBÉRALISATION » DE L'INDUSTRIE GAZIÈRE EUROPÉENNE	287
4.4.1 <i>Intégration ou dé-intégration verticale ?</i>	292
4.4.2 <i>Tarification de l'accès des tiers aux réseaux (ATR)</i>	301
4.4.3 <i>Le rôle du régulateur</i>	322
4.4.4 <i>La tarification du gaz au niveau du consommateur final</i>	324
4.4.5 <i>Libéralisation et gestion des risques nouveaux</i>	328
4.5 LA RUSSIE FACE AU GAZ NON CONVENTIONNEL : VERS UNE STRATÉGIE DE PRIX-LIMITE ?	330
4.5.1 <i>Les enjeux d'une stratégie de prix-limite</i>	330
4.5.2 <i>Atouts et facteurs de fragilité de la Russie</i>	332
4.5.3 <i>La modélisation d'une stratégie de prix-limite</i>	335
BIBLIOGRAPHIE	344

CHAPITRE 5

L'électricité	347
5.1 LE PARC DE PRODUCTION OPTIMAL	348
5.1.1 <i>La structure des coûts de production</i>	349

5.1.2	<i>La couverture optimale de la charge</i>	352
5.1.3	<i>La sensibilité du coût de production à différents facteurs</i>	353
5.1.4	<i>La prise en compte de l'incertitude</i>	356
5.2	COÛTS ET PRIX :	
	UNE PREMIÈRE RÉFÉRENCE AU MARCHÉ	367
5.2.1	<i>Le meilleur prix</i>	367
5.2.2	<i>La planification et le prix : les rentes infra marginales</i>	369
5.2.3	<i>Le recours au marché et la recherche de l'équilibre</i>	375
5.3	L'ÉCONOMIE ÉLECTRIQUE DE MARCHÉ	389
5.3.1	<i>Les bases économiques et institutionnelles</i>	389
5.3.2	<i>La concurrence amont</i>	398
5.3.3	<i>La concurrence aval</i>	408
5.3.4	<i>La transmission</i>	418
5.3.5	<i>L'électricité et le droit de la concurrence européen</i>	428
5.4	POINT D'ÉTAPE	439
	ANNEXE 1	
	Le marché de l'électricité et les énergies renouvelables	442
	Annexe 2	
	Éléments de physique des systèmes électriques	452
	BIBLIOGRAPHIE	475

CHAPITRE 6

	Le nucléaire	477
6.1	LES GRANDES ÉTAPES DE L'INDUSTRIE NUCLÉAIRE	478
6.1.1	<i>Rappels historiques</i>	478
6.1.2	<i>Les principales filières nucléaires (fission)</i>	483
6.2	LE CYCLE DU COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE	492
6.2.1	<i>Le cycle amont</i>	492
6.2.2	<i>Le cycle aval</i>	494
6.3	LE PRIX DE REVIENT DU KWH NUCLÉAIRE	496
6.4	LA GESTION DES RISQUES NUCLÉAIRES	504
6.4.1	<i>Incidents et accidents sur les réacteurs</i>	504
6.4.2	<i>Les effets de la radioactivité sur la santé</i>	509
6.4.3	<i>L'assurabilité du risque nucléaire</i>	509
6.5	L'ÉLECTRICITÉ DE MARCHÉ ET LE CHOIX NUCLÉAIRE	511
6.5.1	<i>Les controverses sur la « rente nucléaire »</i>	512
6.5.2	<i>En France : le rapport Champsaur (2009)</i>	518
	BIBLIOGRAPHIE	527

CHAPITRE 7

Le charbon	531
7.1 LES DIVERSES CATÉGORIES DE CHARBON : NATURE, RÉSERVES, USAGES	532
7.2 LE MARCHÉ INTERNATIONAL DU CHARBON	539
7.2.1 Typologie des acteurs sur le marché	539
7.2.2 Segmentation du marché international	542
7.2.3 Vers un oligopole charbonnier ?	547
7.3 LES PROBLÈMES SOULEVÉS PAR LA « RÉGRESSION » DU CHARBON EN EUROPE	548
7.3.1 Les grandes étapes de la fermeture des mines de charbon non rentables : le cas de la France	548
7.3.2 Le concept de « coût de régression »	550
7.4 L'AVENIR DU CHARBON EN PARTIE CONDITIONNÉ PAR LE PROGRÈS TECHNIQUE	553
7.4.1 La compétitivité du « kWh charbon » est liée au coût du CO ₂	553
7.4.2 Le rendement des centrales au charbon peut être amélioré	556
7.4.3 Le captage et le stockage du CO ₂	556
7.4.4 Les accidents liés à l'exploitation du charbon	558
BIBLIOGRAPHIE	565

CHAPITRE 8

Les énergies renouvelables	567
8.1 L'ÉNERGIE ÉOLIENNE	572
8.1.1 La ressource	572
8.1.2 Mise en œuvre et potentiel	574
8.1.3 Les coûts de production	576
8.1.4 L'impact sur les systèmes électriques	579
8.2 LA BIOMASSE	586
8.2.1 La ressource	586
8.2.2 Mise en œuvre et potentiel	588
8.2.3 Les coûts de production	589
8.2.4 La question de l'approvisionnement	589
8.3 L'ÉNERGIE SOLAIRE	590
8.3.1 Les technologies	590
8.3.2 Les coûts de production	593
8.4 INDICATIONS SUR LES MÉCANISMES DE SOUTIEN	595
8.4.1 Le mécanisme des prix d'achat garantis	595
8.4.2 Le mécanisme des « indemnités compensatrices » et des « contrats pour différences »	599

8.4.3	<i>Le mécanisme des Feed-In Tariffs avec premium (FIP)</i>	603
8.4.4	<i>Les « Certificats Verts »</i>	606
8.4.5	<i>Le mécanisme des appels d'offres avec enchères</i>	606
8.4.6	<i>Constats</i>	609
8.5	LA POLITIQUE EUROPÉENNE	610
8.5.1	<i>Les directives européennes</i>	611
8.5.2	<i>Mise en œuvre</i>	617
	BIBLIOGRAPHIE	621

CHAPITRE 9

	Énergie et environnement	623
9.1	LES DONNÉES PRINCIPALES	625
9.1.1	<i>L'effet de serre anthropique</i>	626
9.1.2	<i>Les premières prises de conscience politique</i>	634
9.2	LES INITIATIVES DIPLOMATIQUES	636
9.2.1	<i>Les négociations antérieures à la conférence de Rio</i>	636
9.2.2	<i>La conférence de Rio de Janeiro (1992) et ses suites</i>	642
9.2.3	<i>Le protocole de Kyoto (1997)</i>	648
9.2.4	<i>L'Union européenne</i>	655
9.3	LA MISE EN ŒUVRE DES TEXTES	659
9.3.1	<i>Structures comparatives</i>	663
9.3.2	<i>Les mécanismes de flexibilité</i>	663
9.3.3	<i>Le mécanisme de marché européen</i>	666
9.4	ÉCONOMIE D'UN MARCHÉ DE PERMIS	667
9.4.1	<i>Les principes</i>	667
9.4.2	<i>Analyse économique : normes, taxes et marché</i>	669
9.4.3	<i>Le marché américain du SO₂ et le marché européen du CO₂</i>	683
9.5	PERSPECTIVES	698
	BIBLIOGRAPHIE	701

CHAPITRE 10

	Illustrations et études de cas	703
10.1	LES ÉQUILIBRES DE RÉGULATION DANS UN SYSTÈME ÉLECTRIQUE INTÉGRÉ	704
10.1.1	<i>Tarification au coût marginal : $p = C_m$</i>	706
10.1.2	<i>L'équilibre de monopole</i>	707
10.1.3	<i>La tarification de Ramsey-Boiteux</i>	707
10.1.4	<i>La régulation en « price-caps »</i>	708

10.1.5	Une régulation de « cost-plus »	710
10.1.6	La pratique d'un prix limite (concurrence potentielle)	711
Annexe 1		
Synthèse et simulations numériques		714
Annexe 2		
Indications sur quelques développements analytiques		719
Annexe 3		
Équilibres de Ramsey-Boiteux et de « price-caps »		722
10.2 LA CONCURRENCE OLIGOPOLISTIQUE DANS LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ. UN MODÈLE DE STACKELBERG		723
10.2.1	Description du marché	723
10.2.2	Analyse de court terme	726
Annexe 1		
Approximation linéaire de la fonction de demande		736
Annexe 2		
La concurrence à la Cournot		737
Annexe 3		
L'équilibre de Stackelberg		738
10.3 EFFETS DE NON-CONVEXITÉS. ILLUSTRATIONS SUR DES PARCS ÉLÉMENTAIRES		740
10.3.1	Les concepts : un exemple à trois machines	740
10.3.2	Absence d'équilibre : le cas d'un parc de deux machines	744
10.3.3	Équilibre avec prix négatifs	746
10.3.4	Exemple de gestion d'une situation de prix négatifs par la flexibilité des centrales	748
10.4 PROJETS D'EXPLORATION-PRODUCTION DANS LE PÉTROLE ET LE GAZ		748
10.4.1	L'exploration-production (« E&P »)	748
10.4.2	Exemple 1 : l'acquisition d'une licence d'exploration-production pétrolière	751
10.4.3	Exemple 2 : l'acquisition d'une participation dans une société exploitant un champ gazier	757
10.5 LE DÉCLASSEMENT DES UNITÉS TGV EN EUROPE		760
10.5.1	Les paramètres économiques du fonctionnement d'une TGV	761
10.5.2	Offre et demande	762
10.5.3	Simulation de variations de la demande	765
10.6 LES ENJEUX ÉCONOMIQUES D'UN MARCHÉ DE PERMIS : UNE ILLUSTRATION DES PARAMÈTRES DU DÉBAT		771
10.6.1	Le périmètre d'application d'un marché de permis	771
10.6.2	La description des équilibres économiques	772
10.6.3	Les technologies de réduction des émissions	774

10.6.4	<i>La construction de scénarios et les critères d'évaluation.....</i>	775
10.6.5	<i>Les critères d'évaluation d'une politique climatique.....</i>	776
10.6.6	<i>Le calibrage du modèle.....</i>	777
10.6.7	<i>Les enseignements du modèle.....</i>	779
Annexe		784
10.7	UNE FERME ÉOLIENNE EN FRANCE.....	787
10.7.1	<i>L'énergie éolienne en France.....</i>	787
10.7.2	<i>Le projet.....</i>	787
10.7.3	<i>Les hypothèses de valorisation de projet.....</i>	787
10.7.4	<i>Les résultats.....</i>	788
10.8	LES CAPACITÉS DE RÉSERVE : UNE COMPARAISON PROBABILISTE TGV — ÉOLIENNES.....	789
10.8.1	<i>La situation.....</i>	790
10.8.2	<i>Données et hypothèses.....</i>	791
10.8.3	<i>Paramètres.....</i>	791
10.8.4	<i>Résultats.....</i>	792
10.9	ÉNERGIE ÉOLIENNE : LE COUPLE RISQUE-PROFIT POUR L'INVESTISSEUR.....	795
10.9.1	<i>Méthodologie.....</i>	796
10.9.2	<i>Situation et données.....</i>	798
10.9.3	<i>Résultats et commentaires.....</i>	798
10.10	LA VALEUR ÉCONOMIQUE DE L'EFFACEMENT.....	802
10.10.1	<i>Contexte général de l'effacement.....</i>	802
10.10.2	<i>Valeur économique de l'effacement pour un système électrique disposant d'un marché de gros de l'électricité.....</i>	804
10.10.3	<i>Valorisation sur le marché spot J-1.....</i>	805
Annexe au chapitre 10		
Les paramètres financiers dans le choix des investissements.....		808
Index.....		813

Énergie

En quelque vingt ans, peu d'industries ont connu une mutation comparable à celle qui a « changé la donne » dans les différents secteurs de l'énergie : pétrole, gaz, charbon, électricité, nucléaire, renouvelables.

Les changements technologiques, les rapports de force entre pays, le comportement des acteurs, les décisions politiques mettant le marché au cœur de toutes les réformes, autant de déterminants majeurs qui ont bouleversé les fondamentaux mêmes de ces activités.

Comment les prix se forment-ils sur ces différents marchés ? Comment tenir compte des deux dimensions de l'énergie : des biens stratégiques mais aussi de service public ? Ce qui vaut pour une énergie est-il pertinent pour les autres ? Le marché peut-il toujours se substituer à la planification et à quelles conditions ? Quels sont les liens entre énergie et environnement ?

Voilà quelques questions, parmi beaucoup d'autres, auxquelles cet ouvrage – dans sa **2^e édition actualisée** – apporte des réponses.

Il dresse, pour la première fois, un bilan de ces changements, basé sur une analyse économique rigoureuse des secteurs et du « bien-énergie » dans son ensemble. Il fournit également de **nombreuses données chiffrées et institutionnelles** présentées de manière synthétique et propose des **analyses critiques des politiques menées en Europe et dans le monde.**

Si la **démarche est d'abord méthodologique**, le texte fournit également de **nombreux exemples de situations pratiques observées** et des **études de cas.**

Ce livre peut satisfaire un large public : étudiants ingénieurs, en licence ou maîtrise d'économie et de sciences politiques, responsables et observateurs de l'industrie de l'énergie et de l'économie dans son ensemble.

Écrit de manière pédagogique et issu de l'expérience de l'enseignement et de la pratique, il présente en encadrés les aspects plus formels ou théoriques et en tableaux de synthèse les grandes données historiques, ce qui permet **plusieurs niveaux de lecture** et un **accès aisé à la documentation.**

Jean-Pierre Hansen

est ingénieur et économiste. Pendant près de vingt ans, il a dirigé Electrabel, l'une des principales compagnies d'électricité européennes. Il a exercé la présidence d'entreprises énergétiques actives en Europe et au grand international et siège aux conseils d'administration de sociétés industrielles et financières. Membre de l'Académie royale de Belgique, il préside le Comité de Politique et de Prospective Énergétique du groupe GDF SUEZ et enseigne l'économie à l'UC Louvain.

Jacques Percebois

est Professeur Em à l'Université de Montpellier, où il a créé et dirigé un Master en Économie et Droit de l'Énergie. Il a fondé et anime le CREDEN, et est chercheur rattaché à l'UMR CNRS Art-Dev. Doyen Honoraire de la Faculté d'Économie, il enseigne à l'École des Mines de Paris et à l'Institut Français du Pétrole et des Énergies nouvelles. Il est membre de la CNE2 et administrateur indépendant de GRTgaz. Auteur de plusieurs ouvrages et de nombreux articles scientifiques, il a reçu le 2006 Outstanding Contributions to the Profession Award décerné par l'International Association of Energy Economists.

La 1^{re} édition de l'ouvrage Énergie a obtenu le Prix AFSE du meilleur manuel d'économie (2011).



<http://noto.deboeck.com> : la version numérique de votre ouvrage

- 24h/24, 7 jours/7
- Offline ou online, enregistrement synchronisé
- Sur PC et tablette
- Personnalisation et partage

ENERGIE
ISBN 978-2-8041-8150-5
ISSN 2030-501X

Photo de couverture : © René Vanden Bergh

www.deboecksuperieur.com

