

Perspectives à longue échéance de l'approvisionnement énergétique et le rôle potentiel du gaz naturel *

Arnulf Gröbler, IIASA, Laxenburg, Autriche

Langfristaussichten der Energieversorgung und die potentielle Rolle von Erdgas - Zusammenfassung

Die Energieperspektiven haben sich verändert. Nicht mehr Ressourcenknappheit, sondern mögliche globale Klimaveränderungen werden als Schranke zukünftigen Energiewachstums angesehen. Erdgas erweist sich sowohl bezüglich Kriterien eines rationellen Energieeinsatzes als auch hinsichtlich der Umweltfreundlichkeit als vorteilhafte Option und Alternative. Mehr als ausreichende Verfügbarkeit und hohe Effizienz in der Anwendung, die günstigen Umweltauswirkungen aller fossilen Energieträger und weiterhin hohe soziale Akzeptanz sprechen für eine verstärkte Nutzung. Darüber hinaus ist Erdgas eine evolutionäre Stufe in der historischen Entwicklung des Energiesystems in Richtung im Wasserstoffgehalt höherwertiger Brennstoffe und kann so langfristig zu einer Wasserstoffwirtschaft überleiten. In seiner Funktion als «Brückenbrennstoff» in ein nach-fossiles Energiezeitalter könnte Erdgas auch Optionen zur aktiven Minderung von CO₂-Emissionen und damit einhergehender möglicher Klimabeeinflussung eröffnen.

Offen bleibt die Frage, inwieweit diese potentielle Rolle von Erdgas und die damit einhergehenden Vorteile realisierbar sind. Es fehlt nicht an geologischen Vorkommen oder effizienten Gewinnungs- und Nutzungstechnologien. Entscheidend ist die Bereitschaft der Energiepolitik und der öffentlichen Meinung, Erdgas als ernstzunehmende und reelle Alternative zu erkennen und verstärkt zu nutzen.

Résumé

Les perspectives énergétiques se sont modifiées. Les changements universels possibles du climat sont perçus plus nettement comme des limites à la croissance énergétique que la pénurie des ressources. Le gaz naturel se présente comme une option et une alternative avantageuse autant du point de vue des critères de l'emploi rationnel de l'énergie que de celui de son côté favorable à l'environnement. Les réserves plus que suffisantes et sa haute capacité de rendement, les effets les plus favorables pour l'environnement par rapport à tous les autres combustibles fossiles et de plus sa large acceptation sociale, parlent en faveur d'un emploi accru du gaz naturel. Celui-ci représente également une étape de l'évolution historique du système énergétique, qui va en direction des combustibles plus riches en hydrogène et peut de ce fait, à longue échéance, ouvrir la voie vers une industrie de l'hydrogène. Par sa fonction de «combustible de liaison» dans une ère énergétique à combustibles post-fossiles, le gaz naturel pourrait ouvrir des options permettant la diminution active des émissions de CO₂ et de ce fait, la possibilité d'influencer le climat.

Les questions de savoir jusqu'où ce rôle potentiel du gaz naturel peut aller et si, grâce à celui-ci des avantages importants peuvent être réalisés, restent ouvertes. Les réserves géologiques ou les technologies de production et d'exploitation ne manquent pas. La disponibilité des responsables de la politique énergétique et de l'opinion publique à reconnaître le gaz naturel comme alternative sérieuse et réelle et de s'en servir d'une manière accrue, est déterminante.

* Die deutsche Fassung ist bereits im GWA 89/12 (S. 763 f.) erschienen.

The long-term perspectives of the energy supply and the potential role of natural gas - Summary

The perspectives on energy have changed. Instead of resource limitations, possible global climatic change is perceived as ultimate constraint for growth in energy demand. Natural gas is shown to constitute an efficient and clean energy alternative. More than adequate reserves, high energy efficiency in end use applications, the most benign environmental impacts of all fossil energy carriers and finally, high social acceptability, are all good arguments for increased reliance on natural gas for end use applications and electricity generation. Natural gas is from a long-term perspective, an evolutionary step in the historical development of the energy system in direction of higher quality (i.e. higher hydrogen content) fuels. Natural gas could, therefore, be a natural transition to a post-fossil hydrogen economy. In the meantime, also active CO₂ control policies and the effective lowering of the climatic change potential due to energy use are opened by increased uses of natural gas.

An open question is, whether the potential increased contribution of natural gas to future energy supplies and the advantages stemming from it, can be realized. We are not lacking abundant resources or efficient conversion and end-use technologies. The missing element is that policy makers, and the public, recognize natural gas as viable realistic alternative, and are prepared to abandon conventional wisdom hindering increased uses of gas.

INTRODUCTION

Après environ 15 ans d'études sur l'énergie, une série de questions importantes restent en suspens. Les consommateurs et notre économie politique se demandent si les prix de l'énergie resteront dorénavant à un bas niveau. Si c'était le cas, nous devrions peut-être relativiser l'ordre de grandeur du «problème énergétique», dans le sens des années 70, puisque, aux prix actuels, les coûts des énergies (frais d'installation non inclus) ne représentent pas plus de 2 à 3% du produit national brut des pays industrialisés. Nous constatons qu'un des plus forts paradigmes des études sur l'énergie des années 70 et de la première moitié des années 80, à savoir la perspective de prix réels en perpétuelle croissance, n'a pu se confirmer dans la réalité.

Un autre fondement de notre conception du monde des années 70, en particulier depuis la publication du rapport du Club de Rome «Les limites de la croissance», a été la crainte d'une pénurie physique imminente des ressources, surtout du pétrole. Nous avons pu à nouveau constater que la réalité dynamique a largement dépassé la plupart des modèles «statiques», et que le mythe malthusien de la pénurie des ressources a été manifestement compris dans une fausse perspective. Les ressources incluent également les gisements dont l'estimation géologique n'est que grossière, et dont l'exploitation technique et économique est encore problématique à l'heure actuelle. Au contraire, les réserves décelées n'incluent que les réserves déterminées avec précision par des forages (précision telle qu'une compagnie pétrolière peut normalement emprunter à tout moment des crédits sur ces réserves), et à coup sûr exploitables aux prix et avec la technologie actuels. En allant au-delà de considérations économiques raisonnables, les firmes pétrolières chercheraient à déterminer, par de coûteux forages d'exploration et de délimitation, des réserves dépassant leurs précisions. L'estimation des réserves de pétrole se monte donc à environ 30 ans, ce qui n'indique que la limite de planification économique des firmes pétrolières, mais n'est pas une preuve de pénurie des ressources. En conclusion,

les ressources ne représentent en effet pas une grandeur physique finie à un moment précis, mais doivent toujours être considérées dans leur lien dynamique avec l'évolution de la science, les progrès technologiques, et nos conditions économiques et sociales en mutation.

En même temps surgit une nouvelle question pour notre politique en matière d'énergie: étant donné la globalisation de plus en plus grande des problèmes de l'environnement, la biosphère et le climat général seront-ils l'«ultime» limite à une croissance énergétique ultérieure?

Le fait que, dans la réalité, de nombreux domaines ont évolué autrement et plus rapidement que ne le pronostiquaient maintes études, a en premier lieu deux raisons. Je verrais tout d'abord l'élasticité de la technologie et l'élasticité de la demande. On a souvent sous-estimé et représenté par des modèles trop statiques, nos capacités d'adaptation et de progrès, par exemple dans le sens d'un rendement amélioré par l'évolution technique; également les possibilités, que nous pouvons observer depuis les deux crises pétrolières, de séparer la demande en énergie de la croissance économique. Tout cela résultait en premier lieu d'une perspective à trop court terme, laquelle voulait presque voir dans les tendances évolutives des années 50 et 60 des «lois naturelles» pour l'avenir de l'énergie, et en tirait ainsi des prévisions pessimistes.

1. Perspectives à long terme concernant l'énergie

A ce stade, il est utile d'opter pour une perspective à plus long terme, afin de mieux distinguer, dans les changements structurels et les caractéristiques du système énergétique, les tendances fluctuantes, à court terme, et les tendances stables, à long terme. Lorsque nous considérons l'évolution de la consommation mondiale en énergie primaire et celle de la population mondiale depuis le milieu du XIXe siècle (figure 1), nous constatons que la croissance (en moyenne d'environ 2,3% par année) de la demande en énergie était beaucoup plus forte que celle de la population (taux annuel: environ 1%). Comment a-t-on pu fournir à une population mondiale en forte augmentation une quantité d'énergie toujours plus grande et le bien-être matériel qui en découle, jusqu'ici inconcevable dans l'histoire humaine?

Autour de 1850, une étude aurait semble-t-il prévu un intensification de la consommation de bois et de charbon.

Gigawatt-années, Mio.

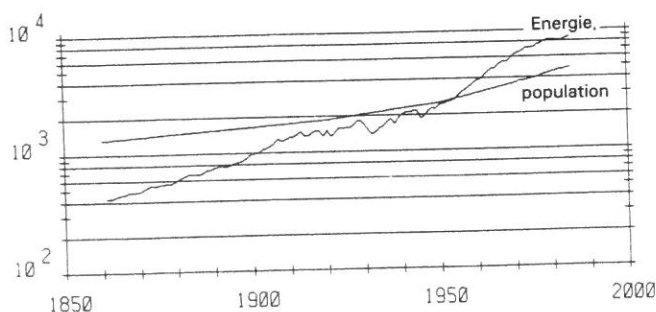


Fig. 1 Croissance de la population (Mio.) et de la consommation d'énergie (GW-années) (1 GW-année correspond à 1 mio. de t de charbon équivalent). Source: Nakicenovic et Gilli, 1989

Entretemps, en effet, l'évolution de la demande et de l'approvisionnement en énergie fut caractérisée principalement par des changements structurels accélérés. De nouveaux champs d'application, de nouvelles technologies et de nouvelles sources d'énergie, qui répondaient mieux à des besoins sociaux et économiques en mutation, furent en grande partie la cause de cette demande croissante. Cela signifie qu'à partir de la révolution industrielle, l'histoire de l'énergie fut caractérisée moins par le principe «davantage d'une même chose» que par un changement (technologique) constant et des taux de croissance différents d'une énergie primaire à une autre (figure 2).

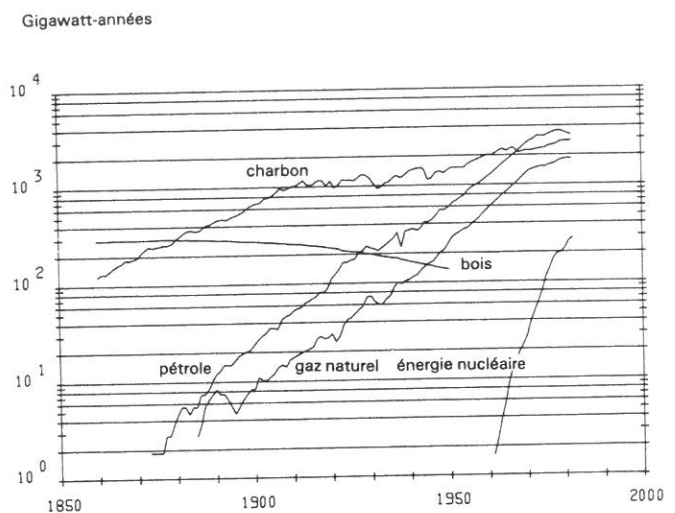


Fig. 2 Croissance de la consommation d'énergie primaire au niveau mondial en GW-années. Source: Grubler et Nakicenovic, 1988.

2. Substitution à l'échelle mondiale des énergies primaires

Les taux de croissance différents d'une énergie primaire à une autre ont abouti à une série de changements structurels au sein du système énergétique, au cours desquels des énergies plus récentes ont à chaque fois remplacé les anciennes. L'évolution des parts de marché des diverses formes d'énergies primaires le montre très clairement: d'abord, source d'énergie dominante (environ 70% des parts de marché en 1860), le bois fut progressivement remplacé par le charbon, dont les parts de marché atteignirent leur apogée autour de 1910 et reculèrent depuis l'introduction de nouvelles sources d'énergie (pétrole et gaz naturel). Insistons sur le fait que cette substitution d'anciennes énergies par de nouvelles n'est pas due à une restriction des réserves disponibles ou au coût moins élevé des nouvelles; le pétrole a remplacé le charbon, malgré les réserves pratiquement illimitées de ce dernier et, bien que les produits pétroliers n'aient pu concurrencer que plus tard le charbon quant aux prix (suite au développement des technologies et des infrastructures du pétrole, et aux réductions de coût qui s'ensuivent). La raison de cette progression du pétrole a résidé plutôt dans sa plus grande densité énergétique, et dans la supériorité de ses technologies, par rapport à celles du charbon, sur les plans de la production (forages au lieu d'exploitations mi-

nières), du stockage, du transport (pipe-lines) et de l'utilisation des produits finis (carburants liquides pour moteurs à explosion au lieu de machines à vapeur chauffées au charbon). Il faut donc comprendre les modifications du système énergétique avant tout comme des *processus de substitution technologiques*, au cours desquels de nouvelles technologies, supérieures quant à leur production et à leur emploi, remplacent à chaque fois celles existantes.

La description des modifications structurelles figurant dans le bilan des énergies primaires suppose également l'emploi de modèles technologiques de substitution, tels ceux réalisés pour la première fois par *Marchetti et Nakicenovic* (1979) à l'IIASA. Ce modèle décrit ces modifications structurelles à l'aide d'un système d'équations logistiques couplées, représentant les parts de marché, et dont certaines données historiques établissent les paramètres. Normalement, une échelle logarithmique représente les résultats sous une forme linéaire, c'est-à-dire le quotient des parts de marché déjà atteintes «F» d'une énergie primaire, par les parts de marché à réaliser «I-F» (donc l'ensemble des parts de marché de toutes les autres sources d'énergie) (*figure 3*). Dans cette transformation $\log \left(\frac{F}{I-F} \right)$, les courbes de substitution logistiques apparaissent comme des droites, lesquelles conviennent mieux à l'analyse optique de la phase d'introduction et de saturation (qui apparaît en tant que parabole de transition non-logique en *figure 3*) du cycle de vie technologique.

Comme le montre la *figure 3*, nous pouvons décrire l'évolution structurelle du système mondial des énergies primaires comme une conséquence de la croissance, de la saturation et de la suppression des diverses énergies primaires. L'évolution des parts de marché de ces diverses énergies montre une suite régulière de substitutions d'anciennes technologies par de nouvelles; à ce propos, on peut bien comprendre l'évolution des 130 dernières années, et nous voulons donc la poursuivre par un coup d'œil dans l'avenir. Il faut encore établir à cet effet une série d'hypothèses supplémentaires. La première concerne le taux de croissance de l'énergie nucléaire, puisque les données disponibles ne suffisent pas à déterminer, à partir du passé, les taux de pénétration sur le marché. Les constantes historiques de temps relatives à l'introduction et à la supplantation des énergies primaires que sont le bois, le charbon, le pétrole et le gaz naturel, s'élèvent, pour chacune d'entre elles, à environ 100 ans, au cours desquels les parts de marché augmentent ou diminuent de 1 à 50%. Par analogie, on supposera un même taux de croissance en ce qui concerne l'évolution future de l'énergie nucléaire. Comme le montre la *figure 3*, cette énergie a toutefois bénéficié d'un taux de croissance plus rapide lors de son introduction. Cette entrée rapide sur le marché est due principalement au fait qu'elle a pu se servir d'une infrastructure de transport et de distribution déjà existante (le réseau électrique), sans devoir en édifier une peu à peu - comme ce fut le cas pour le charbon, le pétrole et le gaz naturel. Cette croissance «trop rapide» de l'énergie nucléaire (eu égard aux constantes historiques de temps relatives au changement du système énergétique) pourrait expliquer son déclin actuel et sa stagnation sur le plan mondial, tandis qu'elle se trouve dans une phase transitoire de croissance ralentie: on ne prévoit aucune relève significative de cette dernière d'ici la fin du millénaire. La deuxième hypo-

thèse concerne l'introduction de nouvelles sources d'énergie: dans le passé, elle a eu lieu tous les 50 ans environ. Cette hypothèse résulte principalement des changements économiques à long terme (cycles de Kondratieff) et des cycles innovateurs qui en dépendent (v. *Marchetti, 1980*). Par analogie avec le passé, on imagine l'entrée d'une nouvelle source d'énergie au début du prochain millénaire, appelée *Solfus*, pour indiquer qu'il pourrait s'agir d'énergie solaire ou de fusion nucléaire.

Ce qui frappe le plus (et peut-être surprend le plus) dans une telle projection de l'évolution historique de la substitution des énergies primaires, c'est la *mise en évidence du gaz naturel* en tant qu'énergie dominante au XXI^e siècle. Selon le modèle de substitution de la *figure 3*, le gaz naturel couvrirait, au début du prochain millénaire, plus de la moitié de la consommation globale d'énergie mondiale.

Bien que ce résultat surprenne peut-être, une série de raisons plaide en faveur de cette «fonction relais» du gaz naturel au XXI^e siècle. Ces raisons s'appliquent avant tout à sa grande disponibilité, au potentiel considérable d'accroissement de ses réserves, à son étendue plus grande et moins concentrée; également aux possibilités énormes de son développement technologique autonome et d'une amélioration des technologies (et des coûts) en ce qui concerne sa production, son transport et son usage final; à sa grande flexibilité et efficacité dans son usage final; finalement à son acceptation sociale, ainsi qu'à ses atouts écologiques évidents.

Pour toutes ces raisons, le renforcement de la consommation de gaz naturel coïncide non seulement avec l'évolution historique du système énergétique, mais semble également souhaitable, eu égard aux critères fluctuants de notre politique en matière d'énergie, laquelle préfère de plus en plus une utilisation rationnelle respectant la population et l'environnement, à de pures considérations financières (comme dans l'appui à des importations de charbon) ou «autarciques» (comme dans le désir de renforcer l'énergie nucléaire). Par la suite, il faudra brièvement discuter de l'évolution sur le plan des ressources, du rendement et de l'environnement, en s'intéressant particulièrement au gaz naturel, afin de démontrer que son avenir, tel que le postule la *figure 3*, serait non seulement réalisable, mais également avantageux.

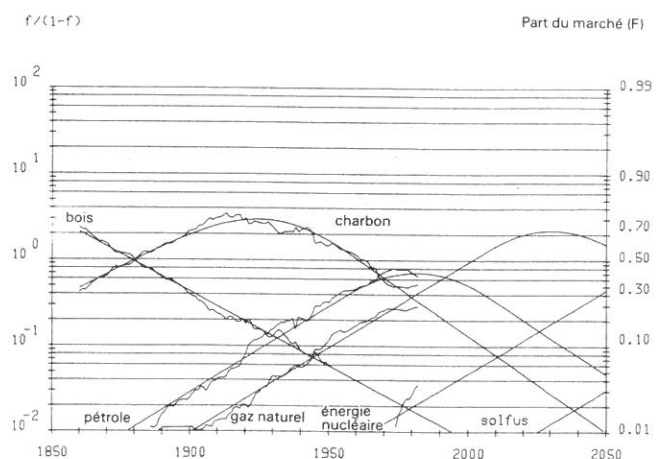


Fig. 3 Substitution des sources d'énergies primaires au niveau mondial; transformation $F/(1-F)$ des parts de marché (F). Source: *Marchetti et Nakicenovic, 1979*.

3. Réserves et ressources

Lorsque nous considérons l'évolution, depuis 1970, des réserves de gaz naturel et de pétrole décelées, exploitables aux prix et avec la technologie actuels (figure 4), nous pouvons constater une nette extension des réserves de gaz naturel: presque trois fois la valeur de 1970. Cette dynamique dans l'extension de réserves immédiatement disponibles est d'autant plus intéressante lorsqu'on la compare à la stagnation des réserves de pétrole depuis 1970 (pour un équivalent de pétrole d'environ 90 milliards de tonnes). La forte montée des réserves de pétrole entre 1986 et 1987 (figure 4), n'est pas imputable à de nouvelles découvertes, mais à une réévaluation des chiffres du Proche-Orient - volontairement baissés pour des raisons politiques.

Si les réserves de gaz naturel représentaient environ la moitié de celles de pétrole en 1970, elles ont atteint actuellement un même ordre de grandeur, bien qu'avec 20%, la part du gaz naturel à la consommation mondiale ne représente qu'environ la moitié de celle du pétrole (38% env.). Le fort accroissement des réserves de gaz naturel depuis 1970 est un phénomène que nous pouvons observer, dans toutes les régions du monde, hormis les USA (tableau 1).

Une des causes d'erreurs d'appréciation courantes concernant la viabilité des réserves de gaz naturel et la forte extension, pour beaucoup surprenante, de celles-ci à l'inverse de celles du pétrole, réside dans l'ignorance fréquente des propriétés fondamentales (et différentes) du gaz naturel. Ces différences fondamentales s'appliquent autant à la géologie des gisements qu'aux propriétés physiques du gaz naturel. En raison d'un lien historique étroit entre la production gazière et la prospection et la production de pétrole, ces différences ont été jusqu'ici trop souvent négligées.

On peut observer du méthane* pratiquement dans tous les sédiments du monde, et son exploitation à but économique ne dépend pas de gisements spéciaux (et rares) (anticlinaux ou «inclinaires» stratigraphiques, ou domaine des profondeurs appelé «fenêtre pétrolière»), nécessaires à la production de pétrole. Deuxièmement, le méthane n'a pas de limite de profondeur, comme le pétrole pour des raisons de température et de pression. Le méthane est au contraire thermiquement stable jusqu'à des profondeurs d'environ 30 km (où règnent des températures d'env. 1000 degrés, et une pression allant jusqu'à 10000 bar). On sait d'autre part que la répartition de fréquence des réserves de gaz naturel et de pétrole varie selon la profondeur. Cela signifie qu'à des profondeurs assez grandes, là où on ne trouve presque plus de pétrole, la fréquence de gisements gazeux augmente. Puisque, par le passé, les activités exploratoires se sont principalement concentrées sur la recherche de pétrole, ces sédiments profonds n'ont été examinés que dans de très rares cas. Troisièmement, contrairement au pétrole, le gaz naturel est compressible. Ce fait est avant tout important parce qu'il permet de produire du gaz à partir de couches qui ne présentent aucune perméabilité pour le pétrole. Finalement, un tonneau de pétrole brut, qu'on plonge à une profondeur de 10000 mètres, reste un tonneau

* Le méthane est le composant principal du gaz naturel (environ 90%). Les autres composants sont l'éthane, le propane, des quantités plus faibles de butane, d'hexane, d'hydrogène, ainsi que le dioxyde de carbone et l'azote.

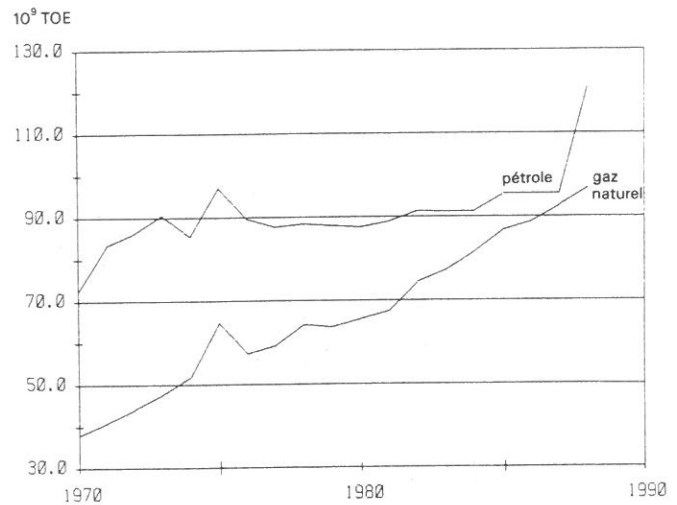


Fig. 4 Réserves récupérables de pétrole et de gaz nat. de 1970 à 1987 en mia. de t. pétrole équivalent. Source: IIASA, 1989.

de pétrole brut en surface, tandis qu'un volume donné de gaz naturel (comprimé) tiré de cette profondeur correspond en surface à jusqu'à 500 volumes de méthane.

Ces facteurs nous montrent clairement pourquoi les réserves de gaz naturel sont géographiquement beaucoup plus étendues que celles de pétrole. Environ 100 pays disposent de gisements de gaz naturel commercialement exploitables. On a découvert du gaz naturel, en quantités économiquement exploitables, dans de nombreuses régions où la recherche de pétrole est restée infructueuse (p. ex. en Nouvelle-Zélande et en Malaisie; on a même trouvé de grands gisements dans la Vallée himalayenne de Katmandou ou sous la lagune de Venise).

Cette distribution géologique de gaz naturel explique pourquoi ses réserves ont triplé par rapport à 1970. Face à ces réserves qui ont triplé, la demande n'a même pas doublé dans le même laps de temps. La portée de ces réserves s'est donc accrue de 35 ans à plus de 58 ans, et cela quoique nous ne puissions guère parler d'exploration bien ciblée sur le

Région	Gaz 1970	Réserves 1988	Gaz 1970	Production 1987	Rapport Réserves	1988/1970 Production
Amérique du Nord	9236	8040	685	546	0.87	0.80
Europe de l'ouest	4118	5416	77	196	1.32	2.55
URSS et Europe de l'est	9516	42481	232	793	4.46	3.42
Japon, N.Z., Australie	560	2469	4	20	4.41	5.00
OPEC	12619	39870	38	185	3.16	4.87
Somme intermédiaire	36076	98276	1036	1740	2.72	1.68
Pays en voie de développement non OPEC	2022	12407	41	151	6.14	3.68
monde	38098	110683	1077	1891	2.91	1.76
Monde: Rapport Réserves: Production				1970: 35.4 années		
				1988: 58.5 années		
Pays en voie de développement non OPEP				1970: 49.3 années		
				1988: 82.2 années		

Tab. 1 Réserves récupérables et production de gaz nat. de 1970 à 1987 en mia. de m³. Source: CEDIGAZ, 1985 et 1988.

gaz naturel, puisqu'on l'a découvert principalement en activité annexe (souvent surprenante) à une recherche intensive de pétrole. Dans cette perspective, nous pouvons qualifier le gaz naturel de «demi-sœur» du pétrole, dont on n'exploitera tout le potentiel que dans une indépendance technologique et institutionnelle accrue par rapport à l'industrie du pétrole. Comme le montre le *tableau 1*, les réserves de gaz naturel ont eu la plus forte croissance dans les pays en voie de développement extérieurs à l'OPEP, quoique l'exploration faite dans ces pays se soit principalement concentrée sur la recherche de pétrole et était donc encore faible – comparée au nombre de forages d'Amérique du Nord (*figure 5*). Toutefois, les réserves de gaz naturel déjà identifiées dans des pays en développement importateurs de pétrole, suffiraient à contribuer efficacement à la consommation de ces pays (*tableau 2*). Dans de nombreux cas, c'est par manque d'infrastructures adéquates qu'on n'exploite pas commercialement le gaz naturel. Cela soulève une série de questions concernant notre pratique, exercée jusqu'ici, d'aide économique et d'aide au développement à l'égard de ces pays. Ces derniers, dépendants du pétrole, n'ont pas les moyens suffisants pour créer une infrastructure en vue d'exploiter des réserves de gaz naturel indigènes, déjà identifiées, tandis qu'ils dépensent chaque année des sommes considérables pour leurs importations de pétrole. Le même paradoxe apparaît dans la discussion relative aux grandes quantités de gaz naturel qu'on brûle à la torche chaque année sans les utiliser.

Lorsqu'en outre nous considérons la densité d'exploration plutôt faible (nombre de forages par km² de couches sédimentaires) hors celle de l'Amérique du Nord (*figure 5*), il apparaît clairement qu'à l'heure actuelle, nous ne pouvons pas encore réellement estimer le potentiel d'autres découvertes de gisements conventionnels. Les indications relatives à ces derniers qui sont encore à trouver et à ceux qui

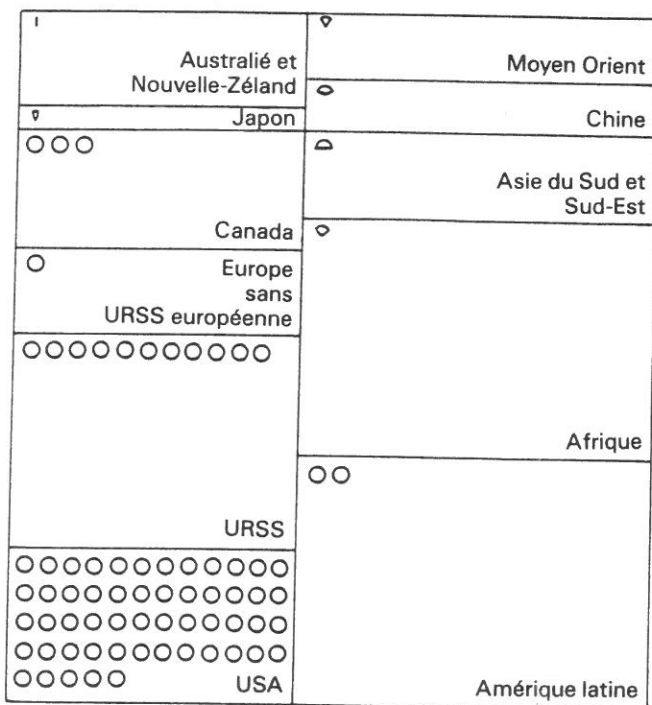


Fig. 5 Densité des forages d'exploration par rapport au bassin sédimentaire. Source: Grossling, 1976.

	Réserves prouvées EJ	Production 1987 EJ	Consommation d'énergie commerciale totale EJ		Rapport Réserves de gaz à la consommation d'énergie commerciale totale	
Afrique						
Côte-d'Ivoire	3.8	0	.072	.153	52.8	24.8
Mozambique	2.5	0	.051	.192	48.4	12.9
Rwanda	1.9	0	.009	.060	211.1	31.7
Soudan	3.2	0	.051	.235	62.7	13.6
Tanzanie	4.5	0	.032	.465	140.1	9.6
Amérique du Sud						
Brésil	4.0	.111	4.246	6.789	0.9	0.6
Chili	4.6	.028	.404	.463	11.3	9.8
Colombie	4.4	.156	.869	1.046	5.0	4.2
Asie						
Afghanistan	2.3	.106	.057	.105	40.7	22.1
Bangladesh	13.7	.141	.175	.435	78.2	31.4
Inde	38.2	.319	6.182	8.532	6.2	4.5
Pakistan	23.8	.452	.868	1.095	27.4	21.7
Papua Nlle Guinée	3.3	0	.036	.091	90.8	35.9
Thaïlande	7.0	.167	.658	1.138	10.6	6.1
Yémen du Nord	4.0	0	.038	n. a.	105.0	n. a.

Pays avec des réserves de gaz > 50 10⁹ m³
(10⁹ m³ gaz égal à 30 10¹⁵ J oder 0.038 EJ)

Tab. 2 Pays en voie de développement importateurs de pétrole, ayant des réserves importantes de gaz. Réserves, production et consommation d'énergie en Exa (10¹⁸) joule. Source: Grubler et Nowotny, 1989.

sont déjà identifiés, et qui seraient rentables aux prix et avec la technologie actuels, font varier entre trois à huit fois les réserves connues, ce qui, pour la production actuelle, correspond à une portée de 150 à 420 ans (*tableau 3*).

L'exemple du gisement norvégien de Troll montre à quel point une perspective à court terme concernant la rentabilité économique et technique des ressources peut créer des problèmes. Jusqu'en 1986, on ne voyait dans ce gisement aucune rentabilité économique et technique. Malgré la chute vertigineuse des prix de l'énergie on prit la décision de développer les gisements de Troll. A cela contribua grandement l'arrivée d'une nouvelle technologie: les plates-formes de forage, qui permettent de produire du gaz même dans les conditions hostiles de la Mer du Nord. D'autres progrès prévisibles dans les technologies d'exploration et d'exploitation accroîtront encore les réserves disponibles. Une vision statique des choses, telle qu'elle apparaît dans le *tableau 3* où les réserves conventionnelles représentent une grandeur absolue, finie, des ressources dorénavant disponibles, peut donc mener à une politique erronée en matière d'énergie.

Jusqu'ici, dans notre discussion, nous n'avons mentionné qu'une fraction des ressources du gaz naturel, à savoir celui dit *conventionnel* (c'est-à-dire des gisements se trouvant dans des formations géologiques connues à partir desquels on produit aujourd'hui déjà du gaz naturel). Au-delà, le gaz naturel existe en grandes quantités dans les *gisements* dits «non conventionnels», dans les couches de sable et de schiste, dans les houillères, sous pression dans de grandes profondeurs marines, pour n'en citer que quelques-uns. Des estimations sur les ressources non conventionnelles existent principalement en ce qui concerne les Etats-Unis. En 1988, Hannemann les a estimées aux USA, à plus de 230 · 10¹² m³ (*figure 6*). Cela correspond à 40 fois la quantité des réserves conventionnelles, et plus de 500 fois la con-

sommation annuelle des USA. Globalement, on indique les ressources non conventionnelles qu'on a décelées avec une certaine sécurité, par 300 à 400 tera (10^{12}) m^3 (tableau 3), à quoi il faut ajouter au moins 2000 tera m^3 de gisements supposés. En l'absence d'examen géologiques et de calculs d'exploitation détaillés, dans notre état actuel de connaissances, on classera ces indications de ressources parmi les ressources «spéculatives».

Actuellement, rien n'indique que la technologie moderne sera capable d'exploiter ces énormes quantités; on estime pour le moment que seuls 1 à 2% de ces ressources sont techniquement et économiquement exploitables (tableau 3); mais nous évoquerons ultérieurement les grandes possibilités du développement technique des technologies du gaz naturel, de telle sorte que nous ne devrions pas a priori exclure des améliorations adéquates dans ce domaine. Qui, il y a vingt ans, aurait cru possible la production de gaz naturel possible dans les conditions difficiles de la partie septentrionale de la mer du Nord (ex. le gisement de Troll) ou l'installation couronnée de succès de forages en Méditerranée à des profondeurs de 1500 mètres?

Très récemment, des gisements de gaz naturel dits «méthanes clathrates», qui se trouvent dans le treillis cristallin de l'eau gelée des permafrosts, a suscité particulièrement l'attention des climatologues. Ils craignent qu'un net réchauffement du climat pourrait libérer dans l'atmosphère, de façon incontrôlée, la grande quantité de méthane que contiennent ces gisements; ce méthane pourrait ainsi contribuer à une modification globale du climat. A ce propos, on a largement négligé le fait que ces gisements (comme les hydrates de méthane sous les fonds marins) pourraient s'avérer très intéressants sur le plan économique. Le directeur du *Centre de recherches MITRE* a récemment publié des chiffres impressionnants concernant ces gisements non conventionnels (MacDonald, 1989). La quantité de gaz naturel contenue dans les perma-

Catégories des ressources	de	à
Réserves 1988	111	
Ressources conventionnelles récupérables	280	800
Ressources non conventionnelles récupérables (avec la technologie d'aujourd'hui)	20	50
Somme intermédiaire	300	850
Ressources non conventionnelles identifiées et estimées (spéculatives)	280	340
	2000	?
Total	2600	3200
Clathrates	21 000	?
Gaz profond	??	??

Tab. 3 Ressources de gaz nat. conventionnelles, non conventionnelles et exotiques en $10^{12} m^3$. Source: API (1989), BP (1989), Parent et Linden (1977), Grossling (1976), Kuuskraa et Meyers (1983), Mac Donald (1989).

frosts serait d'au moins 21 000 tera m^3 , c'est-à-dire 200 fois les réserves conventionnelles. Certes les coûts de production tels qu'ils sont estimés actuellement sont à peu près deux fois plus élevés que pour les gisements conventionnels; en outre, les gisements situés très au nord signifieraient des frais de transport élevés. Pourtant, à l'heure actuelle, qui voudrait exclure une exploitation commerciale de ce gaz naturel, au cas où le besoin (vu la demande

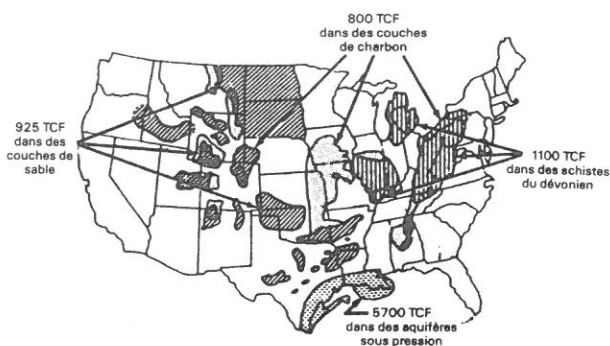


Fig. 6 Ressources de gaz nat. non conventionnelles (méthane dans les couches de sable, de charbon, dans des schistes et des aquifères sous pression aux Etats-Unis en TFC 10^{12} pied cubes). Source: Hanneman, 1988.

en énergie et les réflexions en vue d'éviter un changement ultérieur du climat) devait exister?

Cette large diffusion des ressources en gaz naturel a également relancé la discussion, pendant longtemps considérée comme close, relative à l'origine des hydrocarbures, et a montré les possibilités surprenantes (quoique contestées) de l'origine non biologique du méthane. Cela signifierait des réserves pratiquement illimitées. L'astrophysicien Gold (1985) a défendu de façon très fouillée et convaincante la théorie originelle «abiogène» du gaz naturel (déjà défendue au XIXe siècle par Mendeleev et von Humboldt). La théorie du prof. Gold réunit nos connaissances actuelles concernant le processus de création de la terre, avec observation de la large diffusion des hydrocarbures dans notre système solaire, comme les images de la sonde Voyager-2 de la planète bleue Neptune l'ont confirmé de façon impressionnante en août 1989. La couleur bleue de Neptune provient de la haute teneur en méthane de son atmosphère, qui absorbe les raies jaune et orange du spectre de la lumière incidente du soleil et n'en réfléchit que la raie bleue. Des systèmes nuageux, composés de cristaux de méthane gelés, circulent dans l'atmosphère de Neptune.

Selon la théorie de Gold, le méthane était le source élémentaire du carbone se trouvant sur terre et il existe en outre en grandes quantités dans les couches profondes de la croûte terrestre, où, grâce à de hautes pressions, il garde sa stabilité malgré de hautes températures. Cette théorie expliquerait la naissance de combustibles fossiles grâce à l'échappement du méthane de l'intérieur du globe terrestre. Ce méthane représente un réservoir pratiquement inépuisable, qui serait stocké à une profondeur adéquate et sous des couches imperméables, et exploitable. Selon cette théorie, le «gaz profond» a enrichi, au cours de sa migration vers la surface terrestre, surtout le long des zones de fractures des plaques continentales (comme le Golfe persique), de dépôts de matières organiques contenant du carbone et de l'oxygène, pour contribuer ainsi à la formation des hydrocarbures que sont le pétrole et le charbon.

Aussi fascinante que cette théorie puisse être, et aussi convainquants ses arguments, sa vérification reste à faire. Des programmes de forages profonds, par exemple en URSS ou en RFA, ont mis en évidence, dans les couches minérales extérieures aux couches sédimentaires, des concentrations en méthane élevées, dont la proportion isotopique plaide en faveur d'une origine abiogène. Le forage du cratère de Sil-

jan en Suède (où, selon la théorie traditionnelle, il n'y a aucun espoir de trouver des hydrocarbures) a également mis en évidence du méthane (abiogène), certes en quantités provisoirement non commercialisables.

Indépendamment de cette discussion, nous pouvons déjà récapituler que les réserves connues de gaz naturel conventionnel et non conventionnel sont vraiment considérables: leur rayon d'action se mesurera en siècles et non en décennies. Le lien étroit qui existait autrefois entre la recherche de pétrole et celle de gaz naturel, qui ont largement ignoré les particularités de la géologie et des gisements du gaz naturel, a largement contribué à une estimation encore provisoire, à l'heure actuelle, du potentiel géologique des réserves de gaz naturel. Le fait de disposer d'une quantité plus que suffisante en réserves dont on attendra dorénavant l'extension significative grâce à une prospection appropriée et une évolution prévisible des technologies de recherche et d'exploitation, enlève tout obstacle à une accélération de la consommation de gaz naturel.

4. Evolution technique et rendement

La liste des technologies liées au gaz naturel, au sein desquelles une amélioration progressive pourrait mener à une réduction des coûts et à de nouveaux usages, est très longue et englobe les domaines suivants: exploration, forage et extraction, transport, distribution et utilisation finale (industrie, ménage, courant électrique). Les pronostics ont jusqu'ici négligé les possibilités d'améliorations techniques et d'accroissement du rendement; habituellement, ils esquissent plutôt le *statu quo* technique sur des périodes allant de 20 à 30 ans dans l'avenir, et aboutissent par conséquent à des énoncés conservateurs. Le passé enseigne toutefois que le progrès technique est un moteur essentiel de l'évolution du système énergétique.

Les possibilités techniques actuelles de la production de gaz naturel faite dans des horizons profonds ou soumise à des conditions très difficiles, les accroissements possibles du rendement pour l'utilisation finale, de nouveaux champs d'application (tels que la réduction directe de minerai de fer ou la production de lamelles de diamant extrêmement fines), tout cela montre clairement que les possibilités d'évolution technique des technologies du gaz naturel ne peuvent être ignorées plus longtemps. Des examens appropriés de l'IIASA (Rogner, 1988) ont montré que, même avec une description très conservatrice des tendances passées de l'évolution technique et des accroissements du rendement des technologies, le potentiel de croissance du gaz naturel est beaucoup plus grand (surtout en comparaison avec d'autres sources d'énergie) qu'on le suppose souvent. Ainsi, la part du gaz naturel dans la consommation de l'Europe de l'Ouest, qui s'est élevée en 1980 à environ 14% pourrait facilement doubler, et même augmenter encore grâce aux percées technologiques adéquates (tel un nouveau procédé très efficace pour fabriquer des carburants liquides à partir de gaz naturel).

Parmi le grand nombre de technologies qui possèdent un fort potentiel de progrès, nous voulons choisir l'évolution des technologies relatives aux forages à grande profondeur, et des turbines à gaz à haut rendement. Comme des exa-

mens approfondis de l'IIASA l'ont montré, une appréciation des possibilités d'évolution et de progrès de ces technologies, requiert une perspective à long terme et d'ordre quantitatif. A ce propos, on doit non seulement prendre en considération les potentiels de progrès des technologies traditionnelles, respectant un schéma d'apprentissage classique, mais surtout analyser les possibilités de sauts technologiques qui franchissent les limites de l'efficacité technique.

Lorsque nous considérons l'évolution historique de l'efficacité des technologies de forage (figure 7), nous voyons qu'un changement technique est caractérisé autant par des améliorations progressives (selon une courbe d'apprentissage) que par des améliorations révolutionnaires. Outre d'autres améliorations graduelles des technologies traditionnelles, l'introduction de nouvelles technologies paraît donc de la plus grande importance, puisque ces dernières, quoique souvent inférieurs aux anciennes au moment de leur introduction, montrent à long terme un plus grand potentiel de progrès. Comme le montre la figure 7, l'évolution continue des technologies de forage a permis de maîtriser des profondeurs toujours plus grandes. La courbe enveloppe de l'efficacité des diverses technologies de forage (figure 8) aux USA, indique une tendance à long terme, qui montre que des profondeurs supérieures à 10 km seront non seulement possibles dans un avenir proche, mais presque banales. Dans le cas des USA, nous pouvons constater que, depuis 1950, c'est exclusivement en cherchant du gaz naturel qu'on a établi de nouveaux records de forages profonds.

Quoique, dans ce cas, la technologie vienne de l'industrie pétrolière, et que son évolution continue (pour mieux répondre aux exigences spéciales des gisements de gaz naturel profonds) n'en est qu'à ses balbutiements, on se rend compte que l'évolution technologique des forages favorise le développement des réserves de gaz naturel provenant d'endroits assez profonds. D'autres évolutions dans les domaines de la microélectronique permettront de recenser des données géologiques étendues, et de les interpréter sur place; elles causeront des réductions de frais et amélioreront les chances du succès des forages.

Le développement de technologies à haut rendement, peu polluantes, ayant pour but de transformer le gaz en électricité (et chaleur), comme les piles à combustibles ou les tur-

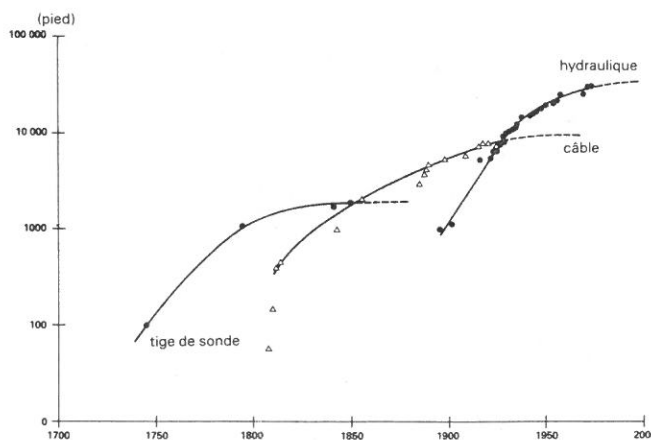


Fig. 7 Profondeur max. des technologies de forage (en pied). Source: Grübler et Nakicenovic, 1988.

bines à gaz, n'est pas encore terminé. Les cycles combinés (turbines à gaz et vapeur combinés pour produire du courant électrique) atteignent actuellement un rendement de 52% (production de courant pure), comme le montre la nouvelle centrale électrique PEGUS aux Pays-Bas (ABB, 1989). Des améliorations du rendement jusqu'à 60% et d'autres réductions des coûts (figure 9) sont prévisibles, d'autant plus que dans ce cas, nous pouvons nous baser sur les progrès que les propulseurs à réaction ont réalisés au cours de leur évolution. La cogénération chaleur-force apporte des avantages supplémentaires dans les cycles combi-

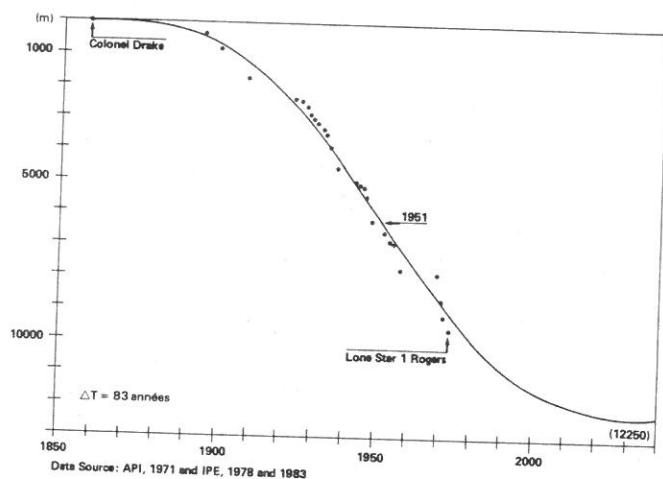


Fig. 8 Profondeur max. de forages d'exploration aux E.-U. avec courbe logistique en m. Source: Grubler et Nakicenovic, 1988.

électrique. Cela est important, surtout dans une période de grande incertitude quant à l'évolution de la demande et des prescriptions futures en matière d'environnement et de sécurité, période qui justifie difficilement la lourde charge financière et le risque qui en découle des centrales à charbon ou des centrales nucléaires. Dans ce contexte, une série de prescriptions régulatrices, qui, sous la pression du choc pétrolier, ont pratiquement soumis l'utilisation du gaz naturel à la production de courant électrique (directives CEE) apparaissent comme contre-productives. Au moment de la rédaction de ce rapport, on a définitivement suspendu aux USA de telles restrictions, suite à des considérations d'ordre politico-économique et écologique. La bureaucratie de la CEE n'a pas encore fait montre de signes semblables de dérégulation. D'un point de vue économique et écologique, la subvention massive à la production de charbon et à sa transformation en courant électrique, fait problème, lorsqu'existent des alternatives moins coûteuses et plus propres.

L'exemple des cycles combinés montre que de nouvelles solutions techniques ouvrent à notre politique en matière d'énergie, la possibilité de lier à une solution synergique d'avantages écologiques et des considérations relatives à un usage rationnel. Toutefois, une série de barrières institutionnelles empêche souvent leur implantation. Cela montre à nouveau que l'évolution technologique ne peut proposer que des options dont l'approbation dépendra de la conscience publique, des intérêts particuliers des institutions concernées, et des processus politiques de décision. Les possibilités d'un accroissement ultérieur du rendement énergétique, que permettent surtout une série de technologies liées au gaz naturel (cycles combinés, brûleurs à combustion pulsatoire, nouveaux systèmes frigorifiques à gaz à absorption, etc.), offrent également une occasion de puiser dans une perspective à long terme, historique, quelques remarques quant à la discussion actuelle sur la prétendue «économie d'énergie». A long terme, on constate que les améliorations quant à un usage rationnel de l'énergie, et la dissociation, souvent citée, entre la demande économique et la demande énergétique ne sont pas une «découverte» de l'ère des crises pétrolières, et n'ont pas nécessairement un lien avec des périodes où les prix sont élevés.

Pour l'ensemble des pays de l'OCDE, la consommation d'énergie primaire par unité (constante) de produit national brut, a reculé, depuis 1973, d'un taux moyen de 2% par an. Si l'on prend 1960 comme année de base, le taux moyen d'amélioration s'élève à 1% par an, pour installations de chauffage, puisqu'entre 1960 et 1972, on n'a pu constater pratiquement aucune amélioration du rendement dans la consommation d'énergie de nos économies. Cette situation plutôt atypique a eu pour effet que, pendant de nombreuses années, la littérature compétente a érigé quasiment en «loi fondamentale» un couplage entre la croissance de l'énergie et celle de l'économie (avec une élasticité de 1). En symétrie avec cette situation, le pendule semble aller maintenant dans la direction opposée. Le succès de cette dissociation, qu'il a fallu attribuer avant tout à la réalisation (facile) d'une série de potentiels d'amélioration de la structure relativement inefficace des années 50 et 60, amène à cette opinion fréquente qu'on devrait facilement réaliser, ou même dépasser, de semblables taux d'amélioration de l'in-

nés (rendement de 85% et plus), d'autant plus que leur structure modulaire, leurs faibles émissions polluantes, leur indépendance en eau de refroidissement, et surtout leur bon impact auprès de la population, autorisent à ériger des installations dans des zones urbaines (et donc à proximité des consommateurs potentiels du chauffage à distance). Comme le prouvent une série de grands cycles combinés dans la baie de Tokyo, dans les secteurs urbains de Vienne ou de Los Angeles, des installations modernes peuvent répondre aux normes les plus strictes en matière d'environnement, par exemple lors d'émissions d'oxydes d'azote normalement sans mesures secondaires (comme la dénitrification catalytique).

En période d'incertitude sur les choix d'investissement, le gaz naturel offre un avantage supplémentaire quant aux coûts et à la flexibilité: contrairement au charbon ou aux centrales nucléaires, les turbines à gaz modulaires, à haut rendement, peuvent apporter des économies considérables en capitaux. Comme le montre une étude du MIT, les coûts d'investissement se montent habituellement à un tiers seulement de ceux des centrales de charbon, et, dans de nombreux cas, les turbines à gaz représentent aux USA la possibilité la moins coûteuse d'accroître la capacité électrique (Lee, 1989).

Périodes d'installation de six mois, livraison «clé en main» (et, en corollaire, une réduction des coûts due à une production en série), modularité et flexibilité en raison d'unités plus petites, sont d'autres arguments favorables au gaz naturel, source d'énergie amie de l'environnement, décentralisée même dans le domaine de la production de courant

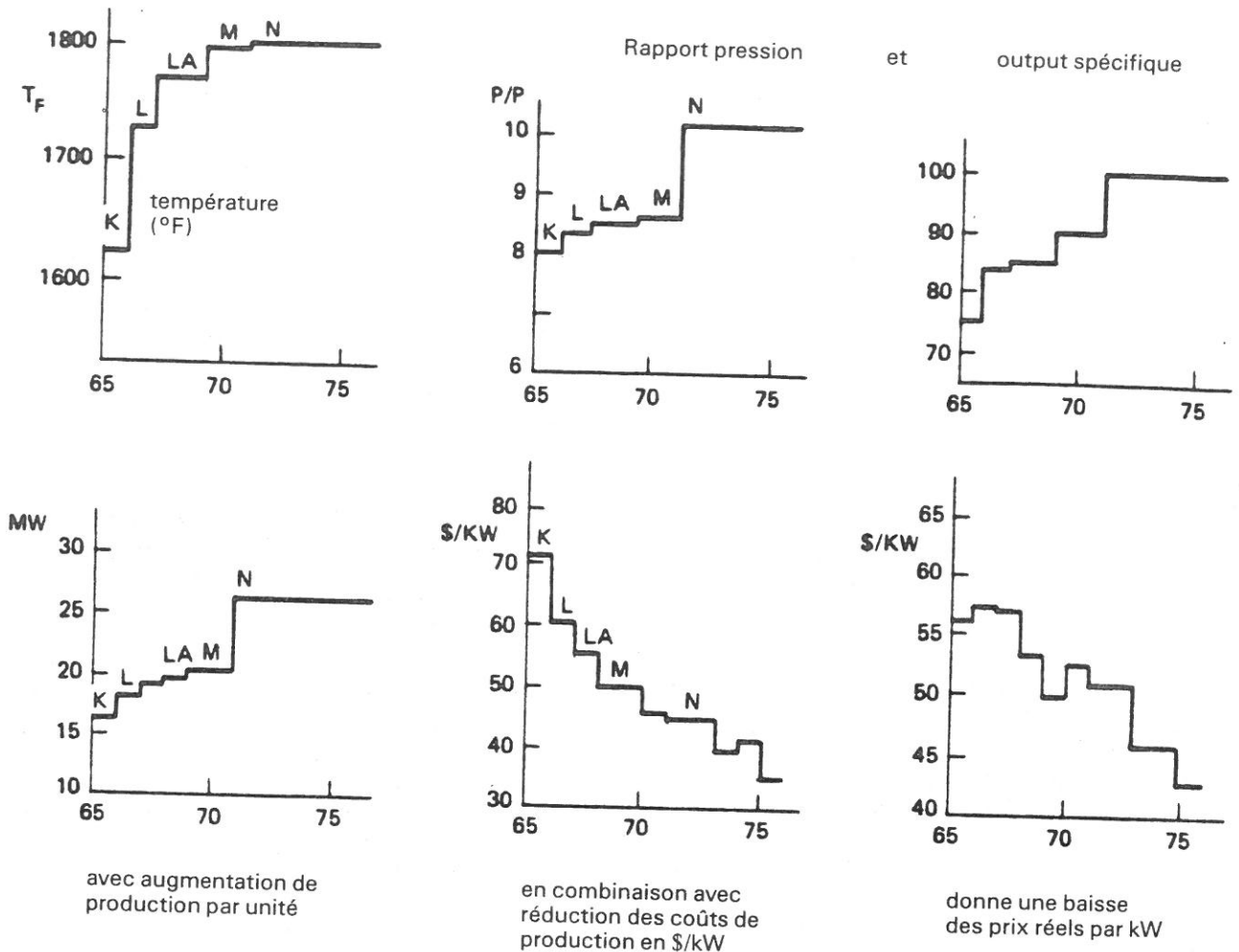


Fig. 9 Histoire technologique d'une turbine à gaz (MS 5001). Source: Lee, 1987.

intensité énergétique de 2% par an. Un examen à long terme (incluant les sources d'énergie non commerciales) pour une série de pays industrialisés depuis le milieu du XIXe siècle (figure 10), montre que la dissociation très discutée n'est nullement une invention des deux dernières décennies, mais qu'une amélioration du rendement énergétique était un élément inhérent à l'évolution industrielle, et cela même en cas de prix bas.

La figure 10 montre un autre lien intéressant entre les diverses voies de l'industrialisation et de l'évolution à long terme de l'intensité énergétique. En systématique, on qualifie ce lien de «*path dependency*», afin d'exprimer par là que l'état actuel comme d'éventuelles futures trajectoires d'évolution, dépendent des conditions originelles et du processus d'évolution historique. L'histoire joue donc un rôle important. Un échantillon de l'évolution et de l'industrialisation telles qu'elles se présentent aux USA (ou dans l'Angleterre d'avant 1900) aboutit à une structure complètement différente, en ce qui concerne l'économie, l'habitat et la consommation d'énergie, de l'Allemagne, de la France ou du Japon. Le fait que l'intensité énergétique rapportée au produit intérieur soit deux fois plus élevée aux USA qu'en France ou au Japon, ne signifie pas qu'un accroissement ultérieur du rendement sera plus simple à réaliser aux USA. Pour la même raison, il faut refuser un taux normatif, si l'on suggère que des mesures simples devraient per-

mettre, à moyen terme, d'atteindre une intensité énergétique (basse) semblable dans des pays de structure et d'évolution différentes.

Dans le cas des USA, les données relatives à l'évolution de l'intensité des énergies primaires depuis 1800, montrent que cette dernière s'est améliorée d'un facteur > 5 depuis le début de la révolution industrielle (figure 11), ce qui correspond à un accroissement du rendement d'environ 1% par an. Il y avait en arrière plan une intensification de la demande (multiplication par quatre de la consommation d'énergie par tête d'habitant), et ce sont surtout un changement structurel continu et l'introduction de nouvelles technologies pour produire et utiliser l'énergie, qui ont permis cela.

Contrairement au rendement assez élevé de la transformation d'énergie primaire (charbon, pétrole, etc.) en énergie finale (combustibles, courant électrique, chauffage à distance, etc.), qui s'élève actuellement à environ 70% pour la moyenne de tous les pays de l'OCDE, les rendements de la transformation d'énergie finale en énergie utile (chauffage des locaux, lumière), et spécialement en services (comme les kilomètres parcourus par un passager), sont bas. Énergétiquement, seuls 15% environ de l'énergie primaire dépensée sont utilisés comme service demandé. Énergétiquement, le rendement global n'est que de 4% (Nakicenovic et Gilli, 1989). Ces calculs passent pour la moyenne de tous

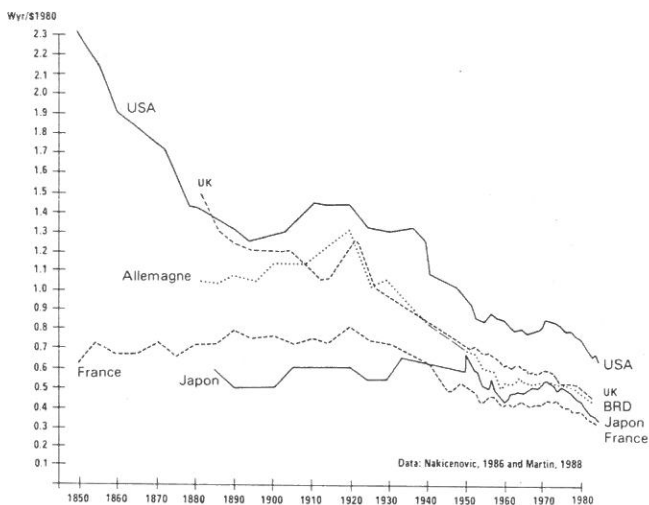


Fig. 10 Consommation d'énergie par unité du produit intérieur brut (en monnaie constante) y incluant des sources d'énergie non commerciales (bois) en Watt-année par \$ 1980. Source: Nakicenovic et Gilli, 1989.

les pays de l'OCDE pour 1986, et, en l'absence de données suffisantes quant aux taux d'utilisation de la capacité dans la fourniture de services, ne peuvent servir que d'indications grossières et approximatives. Le rendement exergetique bas résulte avant tout de considération thermodynamiques. Ainsi, le rendement de Carnot maximal (calculé d'après le deuxième principe de la thermodynamique) du chauffage des locaux ne s'élève qu'à 7% environ.

Sous cet angle, un potentiel d'autres améliorations du rendement semble exister pour les 200 prochaines années. Cependant, ces améliorations sont plutôt une question d'application de nouvelles technologies d'utilisation de l'énergie, et, pour la fourniture des services demandés, qu'une question de modifications des habitudes de vie et d'«économie d'énergie» dans un sens assez étroit; la vitesse de leur réalisation ou de leur restriction possible, dépend essentiellement de la structure des capitaux, ainsi que du taux de changement de structure économique. Le taux d'amélioration, historique, de 1% par an, resp. de 2%, tel

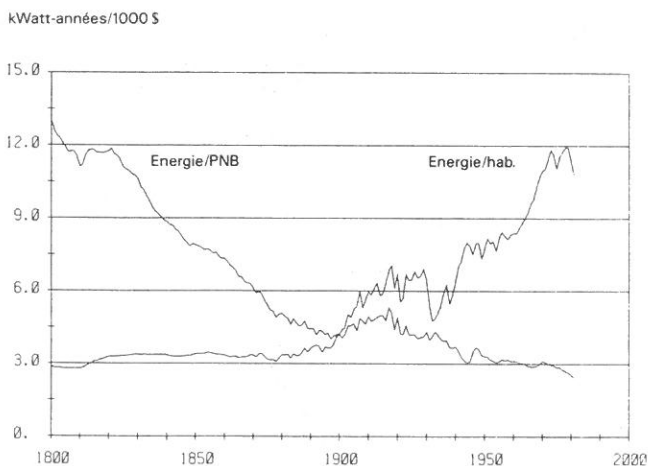


Fig. 11 Consommation d'énergie primaire (énergie commerciale, bois, foin, énergie hydraulique et éolienne) par unité du produit national brut (PNB) et consommation d'énergie par hab. aux E.-U. depuis 1800 en kWatt-année par 1000 \$ (1958) PNB et par hab. Source: Nakicenovic, 1986.

qu'il a pu être réalisé depuis le début des années 70, définit presque à coup sûr les limites d'accroissement de rendement réalisables. Des taux d'accroissement du rendement de cet ordre de grandeur pourraient produire en 50 ans une unité du produit national brut avec seulement 40 à 60% de l'énergie primaire utilisée actuellement, ce que des raisons écologiques surtout devraient nous inciter à obtenir. Il faut toutefois faire remarquer que d'autres accroissements du rendement présupposent des améliorations technologiques et un changement de structure économique. Des encouragements économiques et sociaux adéquats, ainsi que la volonté d'abandonner des réglementations figées, dépassées, en sont les conditions nécessaires.

5. D'une conscience locale de l'environnement à une conscience globale

Le débat scientifique et public se déplace de plus en plus sur la dimension globale de l'ensemble des problèmes de l'environnement (modifications climatiques). Ce n'est plus une pénurie de ressources, mais de possibles modifications climatiques, (effet de serre) lié à l'utilisation d'énergies fossiles, de gaz chauds et d'un important déboisement des forêts humides tropicales, que beaucoup considèrent comme la limite définitive à la poursuite d'une stratégie de développement matériel et énergétique intensive.

Une nouvelle réflexion globale dans les problèmes de l'environnement ne devrait toutefois pas oublier les problèmes en grande partie non résolus au plan local et régional. Dans la plupart des pays européens de l'Ouest, l'utilisation de carburants basse teneur en soufre et un usage renforcé du chauffage à gaz naturel et à distance, ont très fortement réduit la pollution de l'air locale due à des concentrations trop élevées de SO₂. Actuellement, en Europe de l'ouest, des concentrations trop élevées en oxydes d'azote et en ozone semblent être, au plan local, le problème prioritaire, qui n'en est qu'au début d'une solution adéquate (par exemple grâce à l'introduction de véhicules à catalyseur). Face aux succès de la politique européenne de l'ouest en matière d'environnement, se trouve une situation inchangée, sinon aggravée, en Europe de l'est et du sud. Tandis que les émissions sulfureuses d'Europe de l'ouest ont par exemple diminué de près de 40% depuis 1970, les émissions élevées d'Europe de l'est et du sud les ont plus que compensées (tableau 4). Cela signifie qu'on n'est pas encore parvenu à réduire de façon notable les émissions de soufre et les pluies acides qui en découlent, dans de nombreux pays est-européens et en conséquence dans les régions ouest-européennes concernées par le transport à grande distance (figure 12). D'autres efforts en vue de réduire les émissions de soufre et d'oxydes d'azote* apparaissent donc nécessaires sur le plan local et régional. Le gaz naturel est pratiquement privé de soufre, et émet en outre des quantités relativement faibles en NO_x, que des mesures simples tels de

* Contrairement aux émissions de soufre, dont la part pour l'Europe de l'Ouest est tombée à environ 23% des émissions globales européennes (partie européenne de l'URSS incluse), la part des émissions d'oxyde d'azote imputée à l'Europe de l'Ouest est nettement dominante (40%).

nouveaux types de brûleurs, ont pu réduire de façon drastique. Un usage renforcé du gaz naturel, surtout pour remplacer des combustibles riches en soufre (mazout lourd) et mauvaise qualité (tel le lignite) dans des endroits à forte densité de population, constitue donc une option écologique réalisable à court terme (Grübler et Amann, 1986). Dans ce contexte, une série d'examens de l'IASA (Shaw et al., 1988) ont démontré qu'il est non seulement raisonnable sur le plan économique, mais aussi plus efficace en vue de réduire la quantité globale des émissions et les immissions nationales, de prendre des mesures appropriées dans les pays qui ont des émissions très élevées. Cela signifie que, pour réduire par exemple les immissions de soufre de la RFA, il serait moins coûteux de réduire les émissions des pays voisins (Pologne, RDA et Tchécoslovaquie), qui en exportent de grandes quantités par le transport à grande distance, que de prendre des mesures à grande échelle extrême (et coûteuses) pour réduire les émissions nationales (déjà relativement basses).

En ce qui concerne les *problèmes climatiques* globaux (effet de serre), de solides ébauches de solutions possibles se font jour, malgré des incertitudes scientifiques considérables. Outre un accroissement ultérieur du rendement énergétique, la substitution de combustibles ayant un rapport carbone-hydrogène élevé (surtout le lignite et la houille) par le gaz naturel joue un rôle important. En tant que «combustible de transition» vers un avenir postfossile (nucléaire ou solaire), le gaz naturel pourrait atténuer notablement l'élévation ultérieure des concentrations de CO₂ dans l'atmosphère, et les effets climatiques qui en résultent. Récemment, l'IASA a examiné de plus près les effets que pourraient avoir sur les émissions globales de CO₂ et les concentrations atmosphériques, des scénarios où le gaz naturel serait la source d'énergie principale formant la transition à un avenir post-fossile (Ausubel et al., 1989). Ces scénarios ont pour point de départ les modifications historiques, à long terme, de la structure des énergies primaires (figure 3), où le gaz naturel est l'énergie dominante, après le tournant de ce millénaire, et constitue la transition, progressivement, vers un système énergétique non fossile (d'abord l'énergie nucléaire, puis l'énergie solaire ou la fusion nucléaire (le solfus des figures 3 et 13). Deux scénarios, avec des parts de marché relatives invariables de diverses sources d'énergie (figure 3), mais avec une demande globale différente, ont été examinés. Le premier (appelé «long wave») fait monter la consommation mondiale d'énergie par tête d'habitant d'ici l'an 2100, au niveau actuel des USA (environ douze tonnes d'équivalent charbon). Le second scénario («efficiency») met en scène des efforts renforcés pour améliorer l'usage rationnel de l'énergie, et des taux de croissance économique plus faibles: la consommation mondiale par tête d'habitant reste presque inchangée. Dans les deux scénarios, la demande en énergie augmente toutefois en fonction de la croissance de la population (env. 10 milliards d'êtres humains en 2100).

Le modèle simple, qui est à la base des deux scénarios, peut comprendre environ 130 ans d'histoire de la consommation mondiale (figure 13); voilà pourquoi ses effets sur les futures émissions de CO₂ méritent plus ample attention. On remarque que, dans les deux scénarios, un emploi renforcé du gaz naturel jusqu'à une percée massive sur le marché par

	1970	1985	% différence
Europe de l'ouest	20.57	12.51	-39
Europe du sud	2.95	5.09	+73
Europe de l'est	13.44	17.85	+33
URSS européenne	10.89	17.54	+61
Europe total	47.85	52.99	+11

Tab. 4 Emissions de soufre en Europe en mio. de t SO₂ par an en 1970 et 1985. Source: IASA Transboundary Air Pollution Project, 1989.

des énergies non fossiles (après 2030), produirait significativement moins d'émissions de CO₂ que dans des scénarios comparables dépendant massivement du charbon et de combustibles liquides synthétiques (figure 14). Dans le cas d'une consommation élevée, les scénarios conventionnels calculent («case A» de la figure 14) des concentrations de CO₂ allant jusqu'à 1600 ppm (parts per million), tandis que pour le «long wave», celles-ci resteraient inférieures à 600 ppm. Même avec une faible consommation d'énergie, un scénario traditionnel («case C» de la figure 14) provoquerait un doublement de la concentration de CO₂ dans l'atmosphère, tandis que pour l'«efficiency», elle resterait inférieure à 450 ppm.

En relation avec les *réacteurs à haute température* (ou chaleur de processus à haute température produite par les centrales solaires, Nakicenovic et Messner, 1982), le gaz naturel permettrait des stratégies actives de diminution du CO₂. Marchetti (1988) propose de diviser le gaz naturel en hydrogène élémentaire et en CO₂. Un procédé («steam reforming») que de très nombreuses raffineries utilisent d'ailleurs déjà aujourd'hui pour produire de l'hydrogène. L'hydrogène ainsi produit pourrait être mélangé au gaz naturel et augmenter ainsi le pouvoir calorifique d'environ 15%. Le *mélange hydrogène gaz naturel* pourrait être transporté ensuite auprès du consommateur, et être directement utilisé, sans autres modifications des installations. L'élégance réelle de la proposition de Marchetti réside dans le fait qu'elle propose d'ériger les installations adéquates dans les endroits où on utilise le CO₂ produit pour une production de pétrole tertiaire, comme cela se pratique déjà souvent aux USA. Cela pourrait non seulement accroître le rendement des anciens gisement pétroliers, mais aussi «fixer définitivement» le CO₂ dans des couches géologiques stables, et de le soustraire ainsi durablement* à la biosphère.

Une telle fonction transitoire du gaz naturel dans un système d'hydrogène solaire ou nucléaire, prépare l'infrastructure adéquate (pipelines, stockage, et infrastructure pour utiliser des sources d'énergie gazeuses), mais aussi propose des stratégies actives de réduction du CO₂, sans aller jusqu'aux installations d'absorption du CO₂ théoriquement réalisables mais extrêmement coûteuses, une telle fonction donc représente un autre avantage décisif du gaz naturel pour l'environnement.

Le fait que le méthane, le principal composant du gaz naturel, soit un gaz relevant lui-même du climat (tableau 5)

* Le fait que le pétrole soit demeuré pendant des millions d'années dans cette roche-réservoir illustre de la meilleure façon la stabilité des horizons dans lesquels le CO₂ doit être réinjecté.

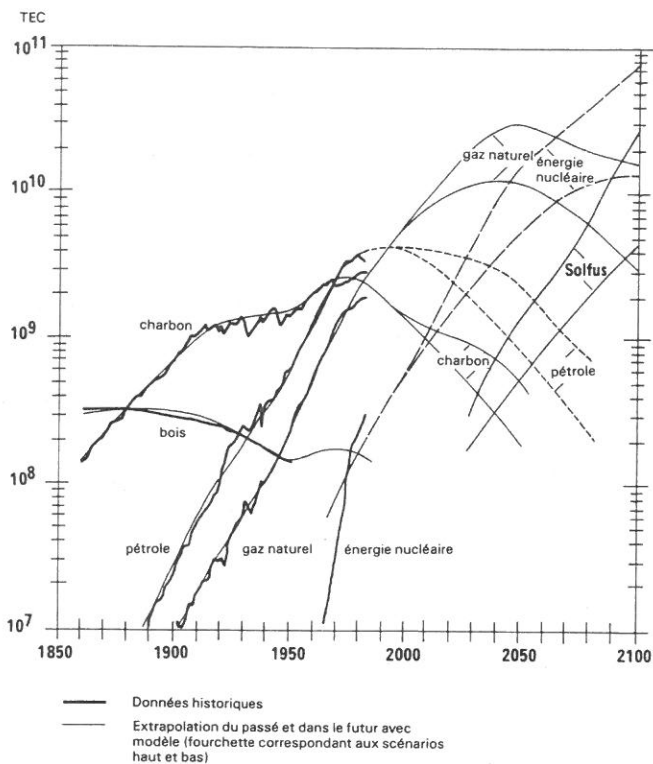


Fig. 13 Consommation d'énergie primaire depuis 1860 et deux scénarios de gaz (t équivalent charbon). Source: Ausubel et al., 1988.

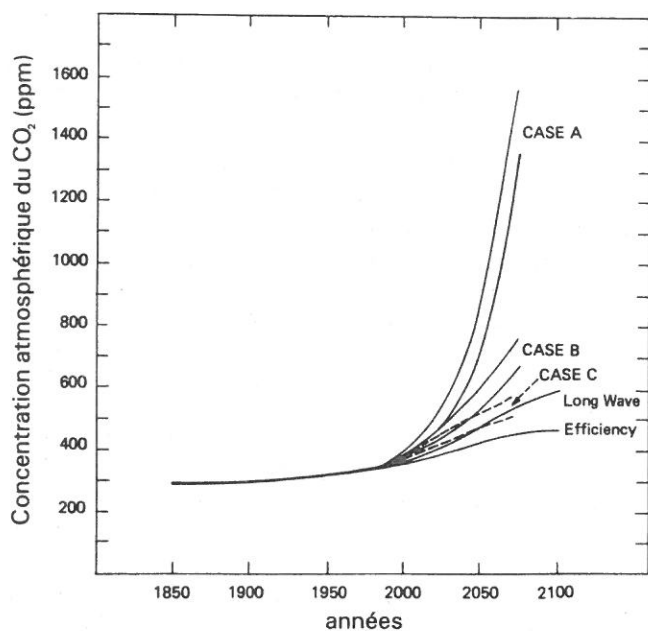


Fig. 14 Concentration atmosphérique du CO₂ dans différents scénarios d'approvisionnement d'énergie. Source: Ausubel et al., 1988.

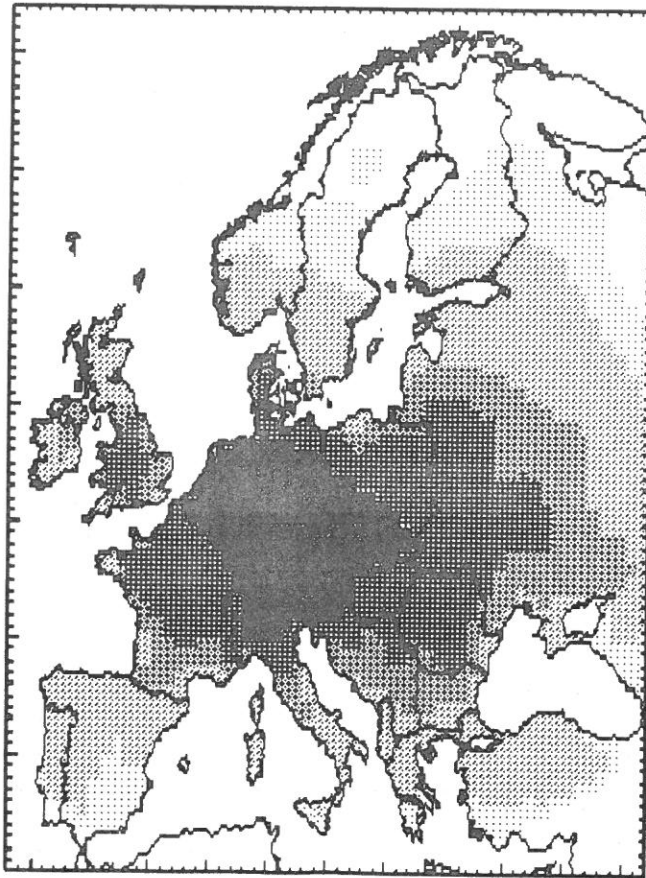
n'handicape pas cette conclusion. Des concentrations élevées de méthane dans l'atmosphère sont importantes surtout du fait que l'«effet de serre» (la capacité à empêcher des rayons chauds de quitter la terre) d'une molécule de méthane est environ 24 à 32 fois plus élevé que celui d'une molécule de CO₂. Aux sources naturelles de méthane (p.ex. termites, digestion de ruminants à l'état sauvage) d'une

quantité estimée entre 47 et 310 millions de tonnes de CH₄, s'ajoutent encore entre 250 à 460 millions de tonnes de sources anthropogènes (élevage, rizières, dépôts d'ordures, et émissions de méthane lors de l'extraction du charbon, et de la production et consommation du gaz naturel). A titre de comparaison: la consommation mondiale de gaz naturel s'élève actuellement à mille millions de tonnes. Une utilisation énergétique de ces sources de méthane (comme la production de méthane à partir de dépôts d'ordures) aurait ainsi non seulement des avantages d'ordre économique, mais aussi écologiques. Face aux sources se trouvent des puits (absorption par les radicaux OH) de 375 à 475 millions de tonnes par an, ce qui provoque un taux d'accroissement net de la concentration de méthane dans l'atmosphère de 1% par an (Parlement allemand, 1988), qui est due surtout à une production de riz augmentée et à l'élevage. Certes, à l'heure actuelle, les sources de méthane ne sont comptabilisées que de manière insuffisante, et on ne connaît pas suffisamment leur ordre de grandeur, à tel point qu'on ne sait pas quelle priorité donner aux mesures préventives.

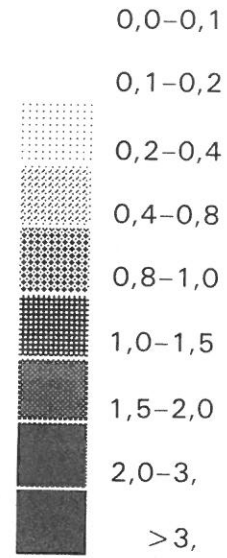
Même si le secteur de l'énergie n'est lui-même responsable que d'une fraction (entre 5 et 10%) des émissions de méthane de sources anthropogènes et naturelles, il apparaît comme prioritaire d'épargner à l'atmosphère ces pertes inutiles. Il faut à ce propos faire remarquer que les avantages comparés du CO₂ du gaz naturel par rapport au charbon ne peuvent être définis de manière significative par les pertes en méthane, puisqu'on estime les émissions de méthane provenant du charbon et du gaz naturel à 35 millions de tonnes annuelles pour chacun. En comparaison avec les effets climatiques du CO₂ faisons remarquer que le temps de séjour dans l'atmosphère est beaucoup plus bref pour les émissions de méthane. Une molécule de méthane ne séjourne qu'environ 10 ans dans l'atmosphère, tandis qu'une molécule de CO₂ émise devra attendre plus de 100 ans avant que les océans ne la réabsorbent définitivement (tableau 5). C'est la raison pour laquelle les avantages en CO₂ d'une utilisation accrue du gaz naturel ne sont pas touchés de manière substantielle* par les pertes en méthane (tableau 6).

En considérant les effets climatiques sur le temps de séjour global dans l'atmosphère (tableau 5), on se rend compte à quel point des mesures en vue de réduire les gaz propulseurs sont prioritaires (CFC, ou chlorofluorocarbones), sous la forme internationale que leur a données le procès-verbal de Montréal. Lorsqu'on se livre à des réflexions semblables concernant l'activité climatique sur la durée de vie totale de tous les gaz émis dans l'atmosphère, on voit que le CO₂ demeure le problème principal du secteur énergétique et que la nocivité relative des divers combustibles, y compris les émissions de méthane, ne se distinguent pas fondamentalement de la nocivité selon les émissions spécifiques de CO₂ (tableau 6).

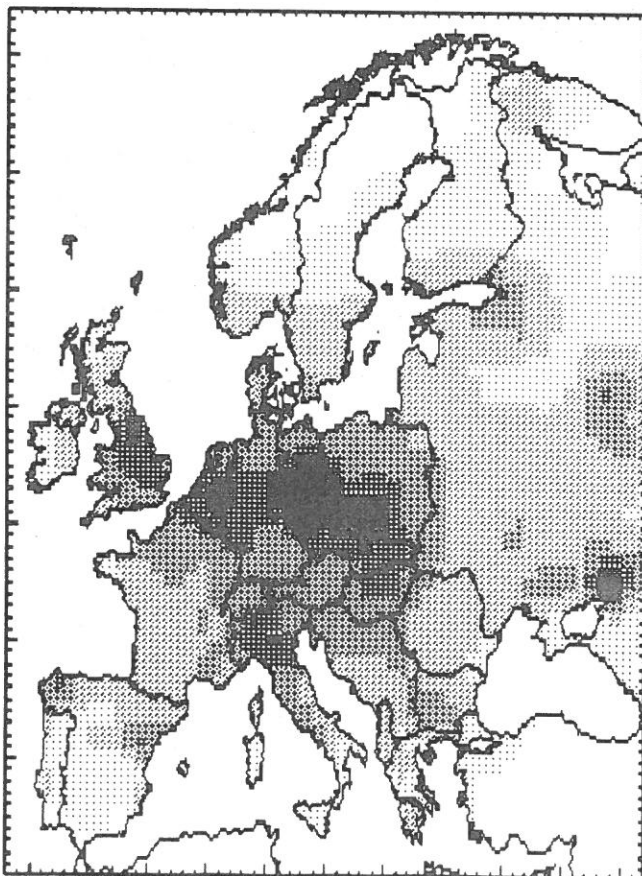
* La quantité globale d'unités équivalentes de CO₂ (où une molécule de méthane émise équivaut à 32 molécules de CO₂), agissant sur le climat, n'augmenterait que de 10% dans les scénarios relatifs au gaz naturel (et ne se rapportant qu'au CO₂). Elle est illustrée dans la figure 14 (Viktor, 1989).



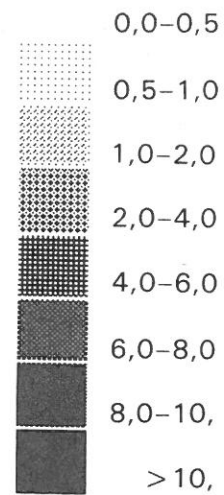
Légende:



(g N/m²/an)



Légende:



(g S/m²/an)

Fig. 12 Dépôt de soufre (en haut) et d'azote (en bas) des émissions d'Europe en 1980 (g/m²/an). Source: IIASA Transboundary Air Pollution Project, 1989.

L'exigence d'éviter des pertes inutiles en gaz naturel n'est pas seulement judicieuse vis-à-vis du climat, mais aussi face au calcul économique. Actuellement, on gaspille ou «ventile» dans l'air presque 90 milliards de m³ gaz naturel. Cela équivaut presque au double de la consommation en RFA. Rien qu'en mer du Nord, on gaspille plus de gaz naturel que la Suisse n'en consomme annuellement (tableau 7).

	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	Ozone	CFC 11	CFC 12
c (ppm)	364	1.65	0.31	0.02	0.0002	0.0003
Δt (an)	100	10	150	0.1	65	110
Δc (%/an)	0.4	1.0	0.3	0.5	5	5
DGE (par mole)	1	32	150	2000	14000	17000
ALG (Δt*DGE)	1	3.2	22.5	2	9100	18700
RGC (%)	50	19	4	8	5	10

DGE: effet direct sur le climat lors d'émissions, CO₂ = 1
 ALG: effet sur le climat pendant la durée de vie de la molécule dans l'atmosphère, CO₂ = 1
 RGC: contribution relative au changement de climat (estimation)

Tab. 5 Caractéristiques des gaz d'un impact sur le climat, concentration atmosphérique (c) en ppm, durée de vie de la molécule dans l'atmosphère (Δt), croissance de la concentration atmosphérique (Δc) en % par an, effet sur le climat d'une molécule comparé à celui du CO₂ lors d'émissions (DGE) et pendant la durée de vie totale d'une molécule dans l'atmosphère (ALG), contribution aux changements du climat (estimation) en %. (RGC) Source: Commission d'enquête. Parlement allemand (RFA), 1988.

a) négligeable
 b) attribué au gaz. Environ 30% des émissions de CH₄, attribués au gaz nat. devraient être attribués à la production du pétrole.
 Rendement meilleur du gaz à l'utilisation finale donne des émissions spécifiques par unité d'énergie utile plus basses qu'indiquées dans le tableau.

CO₂ du lignite = 100

Carburant	CO ₂		CH ₄			total	
	t/tce	DGE	kg/tce	DGE	ALG	DGE	ALG
lignite	3.247	100	0 ^{a)}	0 ^{a)}	0 ^{a)}	100	100
houille	2.675	82	6-11	16-30	2-3	98-112	84-85
pétrole	2.309	71	0 ^{b)}	0 ^{b)}	0 ^{b)}	71	71
gaz nat.	1.502	46	13.5-15.7	36-42	4	82-88	50

Tab. 6 Facteurs d'émissions du CO₂ et du méthane des sources d'énergie et indice combiné d'impact sur le climat (direct) et impact sur le climat pendant la durée de vie totale d'une molécule dans l'atmosphère; indice CO₂ du lignite = 100. Source: calculs faits d'après les chiffres de la commission d'enquête - Parlement allemand (RFA), 1988.

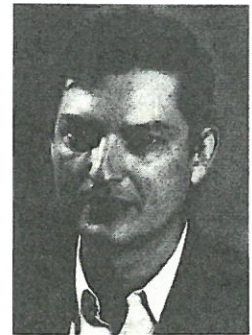
Brûlé à la torche	1973	1986
Monde	208.6	86.0
OPEC	159.1	49.1
URSS	15.7	9.5
USA	3.8	2.2
UK	3.1	2.2
Consommation de gaz		
Monde	1271.8	1807.3
Europe de l'ouest	184.4	251.2
RFA	42.6	55.8
Suisse	0.5	1.6

Tab. 7 Quantité de gaz nat. gaspillée et brûlée à la torche comparée à la consommation de gaz en 10⁹ m³. Source: CEDIGAZ, 1985 et 1988.

Des pays tels que le Nigéria gaspillent une grande partie de leur gaz naturel associé (c'est-à-dire se trouvant dans les gisements de pétrole), puisqu'ils n'ont pas l'infrastructure adéquate pour recomprimer le gaz naturel dans ses gisements ou le transporter à l'utilisateur final. Cette situation est un exemple d'aide technique et économique insuffisante aux pays en voie de développement. Il n'existe pas de moyens suffisants à disposition pour recueillir et développer leurs réserves nationales, resp. d'empêcher un gaspillage des ressources par une simple combustion aux torchères.

La perspective d'éventuelles modifications du climat mondial rend digne d'efforts la poursuite d'une tendance historique, à long terme, à consommer de l'énergie, c'est-à-dire la tendance à utiliser des hydrocarbures de haut rendement ayant un faible rapport carbone/hydrogène. Dans ce sens, le gaz naturel constitue un pont logique de l'évolution vers un âge de l'hydrogène, dans lequel la production et l'utilisation de l'énergie, dont notre société a besoin, pourraient se réaliser sans émissions nocives.

Bibliographie, voir GEEU no 1989/12, pages 776 et 777.



Adresse des Verfassers:
 Dr. A. Grübler,
 International Institute
 for Applied Systems Analysis,
 A-2361 Laxenburg

* * *

Literatur

- ABB (Asea Brown Boveri) (1989) - Kombi-Heizkraftwerk PEGUS E 12 MK 225 MW, Typ HKA-13E-1. ABB, Baden, Schweiz.
- API (American Petroleum Institute) (1989) - Basic Petroleum Data Book, Petroleum Industry Statistics. Vol. VIII No. 2, May 1988. API, Washington D. C.
- Ausubel, J. H., Grübler, A., und N. Nakicenovic (1988) - Carbon Dioxide Emissions in a Methane Economy. *Climatic Change* 12:245-263.
- CEDIGAZ (1985 und 1987) - Natural Gas in the World. CEDIGAZ, Rueil-Malmaison, Frankreich.
- Edmonds, J. A., Reilly, J. M., Gardner, R. H., und A. Brenkert (1985) - Uncertainty in Future Global Energy Use and Fossil Fuel CO₂ Emissions 1975 to 2075. Institute for Energy Analysis, Oak Ridge.
- Enquetekommission zum Schutz der Erdatmosphäre, Deutscher Bundestag (1988) - Schutz der Erdatmosphäre eine internationale Herausforderung. Zur Sache 5/88. Deutscher Bundestag, Referat Öffentlichkeitsarbeit, Bonn.
- Gold, T. (1985) - The Origin of Natural Gas and Petroleum, and the Prognosis for Future Supplies. *Ann. Rev. Energy*, Vol. 10, pp. 53-77.
- Grossling, B. F. (1976) - Window on Oil: A Survey of World Petroleum. Financial Times Ltd., London.
- Grübler, A. und M. Ammann (1976) - Grenzkosten der Reduktion von SO₂-Emissionen. Österreichische Wirtschaftliche Blätter (33) 4:467-484.
- Grübler, A. und N. Nakicenovic (1988) - The Dynamic Evolution of Methane Technologies, in: T. H. Lee, H. R. Linden, D. A. Dreyfus und T. Vasko (Hrsg.), *The Methane Age*. Kluwer Academic Publishers, Dordrecht, Boston, London.
- Grübler, A. und H. Nowotny (1989) - Towards the 5th Kondratiev Upswing, Elements of an Emerging New Growth Phase and Possible Development Trajectories. IIASA, Laxenburg, Österreich.
- Hanneman, R. E. (1988) - Methane Technology: A Technical Survey, in: T. H. Lee, H. R. Linden, D. A. Dreyfus und T. Vasko (Hrsg.), *The Methane Age*. Kluwer Academic Publishers, Dordrecht, Boston, London.
- IIASA (International Institute for Applied Systems Analysis) (1989) - Methane - Bridging the Energy Gap. Options, March 1989, pp. 6-8.
- IIASA Transboundary Air Pollution Project (1989) - Estimated Effects on Deposition in Europe of Presently Committed SO_x and NO_x Emission Reduction. Paper submitted to the Working Group on Abatement Strategies, Executive Body for the Convention on Long-Range Transboundary Air Pollution United Nations Economic Commission for Europe. IIASA, Laxenburg, Österreich.
- Kuuskraa, V. A. und R. F. Meyers (1983) - Review of World Resources of Unconventional Gas, in: M. Grenon und C. Delahaye (Hrsg.), *Convention and Unconventional World Natural Gas Resources*. Proceedings of the Fifth IIASA Conference on Energy Resources. CP-83-S4. IIASA, Laxenburg, Österreich. pp 409-458.
- Lee, T. H. und R. L. Loftness (1987) - Managing Electrotechnology Innovation in the USA. WP-87-54. IIASA, Laxenburg, Österreich.
- Lee, T. H. (1989) - Advanced Fossil Fuel Systems and Beyond, in: J. H. Ausubel und H. E. Sladovich (Hrsg.), *Technology and Environment*. National Academy Press, Washington D. C. pp. 114-136.
- MacDonald, G. J. (1989) - The Near- and Far-Term Technologies, Uses, and Future of Natural Gas, in: *Energy Technologies for Reducing Emissions of Greenhouse Gases*, Vol. 1, pp. 509-535. OECD, Paris.
- Marchetti, C. (1980) - Society as a Learning System: Discovery, Invention, and Innovation Cycles Revisited. *Techn. Forecasting and Social Change* 23:3-23.

- Marchetti, C.* (1982) - When Will Hydrogen Come? WP-82-123. IIASA Laxenburg, Österreich.
- Marchetti, C.* (1988) - How to Solve the CO₂ Problem without Tears. Paper presented at the 7th World Hydrogen Conference, Moscow September 25-29, 1988. IIASA, Laxenburg, Österreich.
- Marchetti, C. und N. Nakicenovic* (1979) - The Dynamics of Energy Systems and the Logistic Substitution Model. RR-79-13 IIASA, Laxenburg, Österreich.
- Nakicenovic, N.* (1986) - Patterns of Change - Technological Substitution and Long Waves in the United States. WP-86-13. IIASA, Laxenburg, Österreich.
- Nakicenovic, N. und S. Messner* (1982) - Solar Energy Futures in a Western European Context. WP-82-126/b. IIASA, Laxenburg, Österreich.
- Nakicenovic, N. und P. V. Gilli*, (1989) - Technological Progress, Structural Change and Efficient Energy Use: Trends Worldwide and in Austria. IIASA, Laxenburg, Österreich.
- Parent, J. D. und H. R. Linden* (1977) - A Survey of United States and Total World Production, Proved Reserves and Remaining Recoverable Resources of Fossil Fuels and Uranium as of December 21, 1975. Institute of Gas Technology, Chicago.
- BP (British Petroleum)* (1989) - BP Statistical Review of World Energy. BP, London.
- Rogner, H. H.* (1988) - Technology and the Prospects for Natural Gas, Results of Current Gas Studies. Energy Policy, February 1988, pp. 9-26.
- Shaw, R., Amann, M. und W. Schoepp* (1988) - The Regional Acidification Information and Simulation (RAINS) Model - A Tool to Develop Emission Strategies and to Assess their Effects, VDI Berichte 690 (combustion pollution reduction), VDI Verlag, Düsseldorf, pp. 47-60.
- Viktor, D. G.* (1989) - Greenhouse Gas Emissions from High Demand, Natural Gas-intensive Energy Scenarios. Working Paper (im Druck). IIASA, Laxenburg, Österreich.