Zeitschrift: Ingénieurs et architectes suisses

Band: 116 (1990)

Heft: 25

Artikel: Approvisionnement énergétique et rôle potentiel du gaz naturel: Perspectives à longue échéance

Autor: Grübler, Arnulf

DOI: https://doi.org/10.5169/seals-77317

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Mehr erfahren

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. En savoir plus

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. Find out more

Download PDF: 15.07.2025

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, https://www.e-periodica.ch

Approvisionnement énergétique et rôle potentiel du gaz naturel[1]

Perspectives à longue échéance

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 CO_2-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.

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 postfossil hydrogen economy. In the meantime, also active CO_2 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.

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 solution de remplacement 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 postfossiles, le gaz naturel pourrait ouvrir des options permettant la diminution active des émissions de CO_2 et, de ce fait, la possibilité d'influencer le climat. Quant à savoir jusqu'où ce rôle potentiel du gaz naturel peut aller et si, grâce à celui-ci, des avantages importants peuvent être réalisés, cela reste à déterminer. Les réserves géologiques ou les techniques de production et d'exploitation ne manquent pas. La volonté des responsables de la politique énergétique et de l'opinion publique de reconnaître le gaz naturel comme une solution de remplacement sérieuse et réelle et de s'en servir d'une manière accrue sera un facteur décisif.

Introduction

Après environ quinze 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 septante, 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 septante et de la première moitié des années huitante, 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 septante, 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 res-

PAR ARNULF GRÜBLER, LAXENBURG (A)

sources, surtout du pétrole. Nous avons pu de 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 sociétés 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 trente ans, ce qui n'indique que la limite de planification économique des sociétés 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

[1] Cet article est paru dans *Gaz-Eaux-Eaux usées* N° 4, 1990, dont nous remercions la rédaction de nous avoir aimablement autorisés à reprendre sa publication ici.

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 essentiellement 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 et 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, qui voulait voir dans les tendances évolutives des années cinquante et soixante presque des « lois naturelles » pour l'avenir de l'énergie, et en tirait ainsi des prévisions pessimistes.

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 (fig. 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 une intensification de la consommation de bois et de charbon. Entre-temps, 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 (technique) constant et des taux de croissance différents d'une énergie primaire à une autre (fig. 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 (à la suite du développement des techniques et des infrastructures du pétrole, et des réductions de coût qui s'ensuivirent). La raison de cette progression du pétrole a résidé plutôt dans sa plus grande densité énergétique, et dans la supériorité de ses techniques, par rapport à celles du charbon, sur les plans de la production (forages au lieu d'exploitations minières), 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 techniques, 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 [22][2] à l'IIASA[3]. Ce modèle décrit ces modifications structurelles à l'aide d'un système d'équations logistiques couplées, représentant les parts

[2] Les chiffres entre crochets renvoient à la bibliographie en fin d'article.

[3] International Institute for Applied Systems Analysis, à Laxenburg en Autriche.

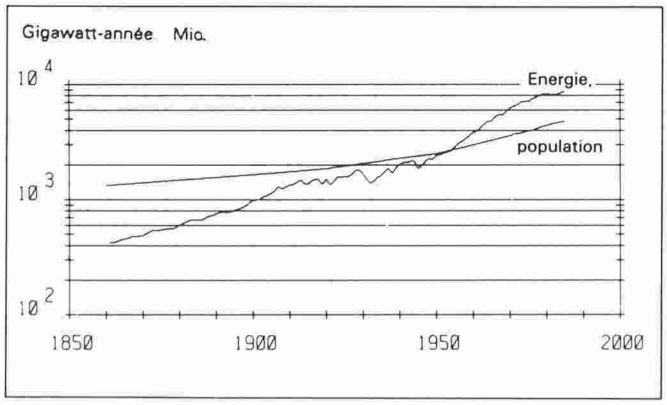

Fig. 1. – Croissance de la population (en millions d'habitants) et de la consommation d'énergie (en GW-année; un gigawatt-année correspond à un million de tonnes de charbon équivalent). (Source : [25][2].)

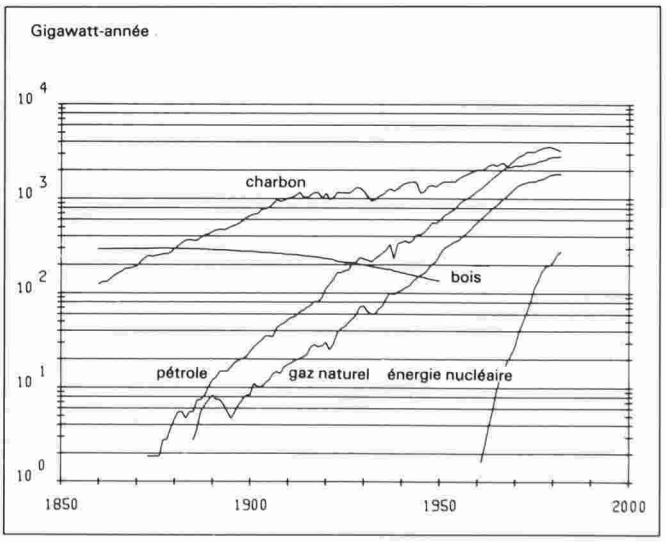

Fig. 2. – Croissance de la consommation d'énergie primaire au niveau mondial en GW-année. (Source : [10].)

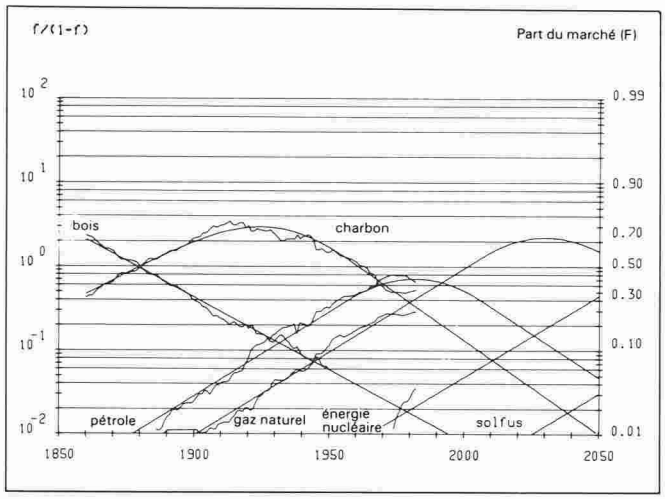

Fig. 3. – Remplacement des sources d'énergies primaires au niveau mondial: transformation F/(1–F) des parts de marché (F).
(Source: [22].)

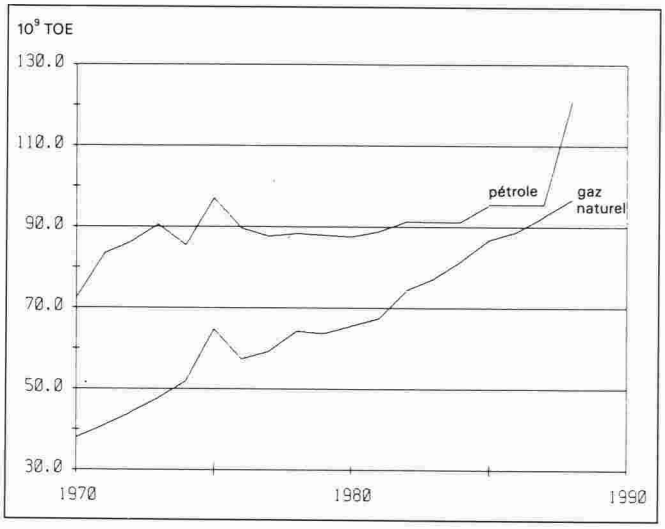

Fig. 4. – Réserves récupérables de pétrole et de gaz naturel de 1970 à 1987 (en milliards de tonnes de pétrole équivalent).
(Source: [13].)

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 « 1–F » (donc l'ensemble des parts de marché de toutes les autres sources d'énergie) (fig. 3). Dans cette transformation log « (F/[1–F]) », les courbes de substitution logistiques apparaissent comme des droites, qui conviennent mieux à l'analyse optique de la phase d'introduction et de saturation (qui apparaît en tant que parabole de transition non logique à la fig. 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 techniques par de nouvelles; à ce propos, on peut bien comprendre l'évolution de ces 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 à la fin du millénaire. La deuxième hypothèse concerne l'introduction de nouvelles sources d'énergie: dans le passé, elle a eu lieu tous les cinquante ans environ. Cette hypothèse résulte principalement des changements économiques à long terme (cycles de Kondratieff) et des cycles innovateurs qui en dépendent [19]. 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 *sol*aire ou de *fus*ion 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 XXIe 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 plaident en faveur de cette *« fonction relais »* du gaz naturel au XXIe 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 technique autonome et d'une amélioration des techniques (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, qui 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.

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 (fig. 4), nous pouvons constater une nette extension des réserves de gaz naturel: presque trois fois la valeur de 1970. Cette dynamique dans l'exten-

sion 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 (fig. 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% environ). 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 Etats-Unis (tabl. 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[4] pratiquement dans tous les sédiments du monde, et son exploitation à but économique ne dépend pas de gisements spéciaux - et rares - (anticlinaux ou «inclinaisons» 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'environ 1000 degrés, et une pression allant jusqu'à 10 000 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 important surtout parce qu'il permet de produire du gaz à partir de couches qui ne présentent aucune perméabilité pour le pétrole. Enfin, un tonneau de pétrole brut, qu'on plonge à une profondeur de 10 000 m, reste un tonneau de pétrole brut en surface, tandis qu'un volume donné de gaz naturel (comprimé) tiré de cette profondeur correspond en surface à une quantité qui peut aller 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. Une centaine de 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 (par exemple 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 du 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 gaz naturel, puisqu'on l'a découvert principalement en activité

TABLEAU 1. - Réserves récupérables et production de gaz naturel de 1970 à 1987 en milliards de m³.

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
OPEP	12619	39870	38	185	3,16	4,87
Somme intermédiaire	36076	98276	1036	1740	2,72	1,68
Pays en voie de développement non OPEP	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

Source: [4].

TABLEAU 2. - Pays en voie de développement importateurs de pétrole ayant des réserves importantes de gaz. Réserves, production et consommation d'énergie en exajoules (10^{18} J).

	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
Papouasie-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 10^9 m³ (10^9 m³ gaz égal à 30 10^{15} J ou 0,030 EJ).
Source: [11].

[4] 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.

annexe (souvent surprenante) à l'occasion d'une recherche intensive de pétrole. Dans cette perspective, nous pouvons qualifier le gaz naturel de « demi-frère » du pétrole, dont on n'exploitera tout le potentiel que dans une indépendance technique et institutionnelle accrue par rapport à l'industrie du pétrole. Comme le montre le tableau 1, les réserves de gaz naturel ont connu leur 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 fût donc encore faible - comparée au nombre de forages d'Amérique du Nord (fig. 5). Toutefois, les réserves de gaz naturel déjà identifiées dans des pays en voie de développement importateurs de pétrole suffiraient à contribuer efficacement à la consommation de ces pays (tabl. 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.

Lorsque nous considérons en outre la densité d'exploration plutôt faible (nombre de forages par km² de couches sédimentaires), sauf celle de l'Amérique du Nord (fig. 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 sont déjà identifiés, et qui seraient rentables aux prix et avec la technique 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 (tabl. 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 technique : les plates-formes de forage, qui

TABLEAU 3. - Ressources de gaz naturel conventionnelles, non conventionnelles et exotiques en 10^{12} m³.

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	280	340
et estimées (spéculatives)	2000	?
Total	2600	3200
Clathrates	21000	?
Gaz profond	??	??

Source : [2] [27] [26] [8] [15] [18].

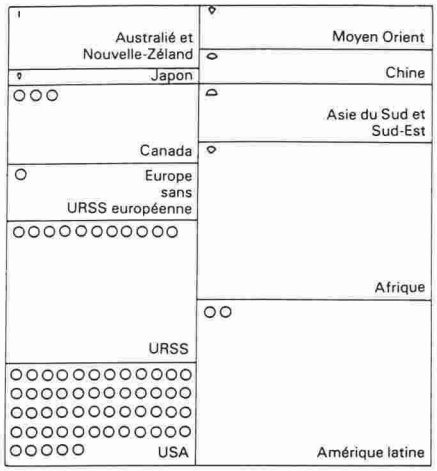

Fig. 5. - Densité des forages d'exploration par rapport au bassin sédimentaire. (Source : [8].)

permettent de produire du gaz même dans les conditions hostiles de la mer du Nord. D'autres progrès prévisibles dans les techniques 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 [12] les a estimées aux Etats-Unis à plus de 230 · 10^{12} m³ (fig. 6). Cela correspond à 40 fois la quantité des réserves conventionnelles, et plus de 500 fois la consommation annuelle des Etats-Unis. Globalement, on indique les ressources non conventionnelles qu'on a décelées avec une certaine sécurité, par 300 à 400 Tm³ [5] (tabl. 3), à quoi il faut ajouter au moins 2000 Tm³ de gisements supposés. En l'absence d'examens géologiques et de calculs d'exploitation détaillés, dans l'état actuel de nos 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 technique-

[5] T pour téra = 10^{12}.

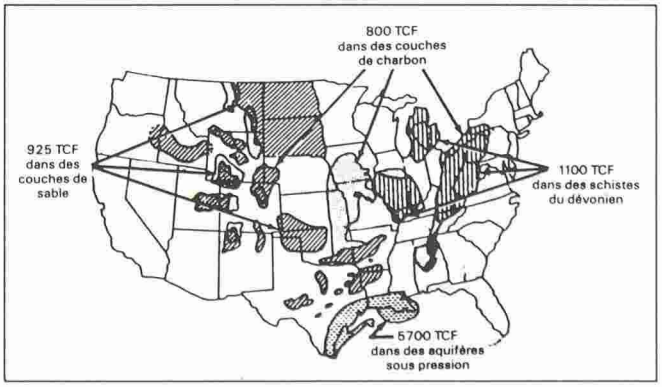

Fig. 6. - Ressources de gaz naturel non conventionnelles (méthane dans les couches de sable, de charbon, dans des schistes et des aquifères sous pression aux Etats-Unis, en TFC 10^{12} pieds cubes). (Source : [12].)

ment et économiquement exploitables (tabl. 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 dans les conditions difficiles de la partie septentrionale de la mer du Nord (exemple: le gisement de Troll) ou l'installation couronnée de succès de forages en Méditerranée à des profondeurs de 1500 m?

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. Ceux-ci craignent qu'un net réchauffement du climat puisse 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 se révéler très intéressants sur le plan économique. Le directeur du Centre de recherches MITRE a récemment publié des chiffres impressionnants concernant ces gisements non conventionnels [18]. La quantité de gaz naturel contenue dans les permafrosts serait d'au moins 21000 Tm^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 en énergie et les réflexions en vue d'éviter un changement ultérieur du climat) en devrait 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 [7] 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 professeur 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 jaunes 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 la 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), des 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.

Si fascinante que cette théorie puisse être, et convaincants ses arguments, sa vérification reste à faire. Des programmes de forages profonds, par exemple en Union soviétique ou en Allemagne fédérale, 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 Siljan 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), en quantités provisoirement non commercialisables, il est vrai.

Indépendamment de cette discussion, nous pouvons déjà conclure 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 techniques de recherche et d'exploitation, enlève tout obstacle à une accélération de la consommation de gaz naturel.

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 vingt à trente 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 [28] 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 techniques adéquates (tel un nouveau procédé très efficace pour fabriquer des carburants liquides à partir de gaz naturel).

Parmi le grand nombre des techniques 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 examens approfondis de l'IIASA l'ont montré, une appréciation des possibilités d'évolution et de progrès de ces techniques requiert une perspective à long terme et d'ordre quantitatif. A ce

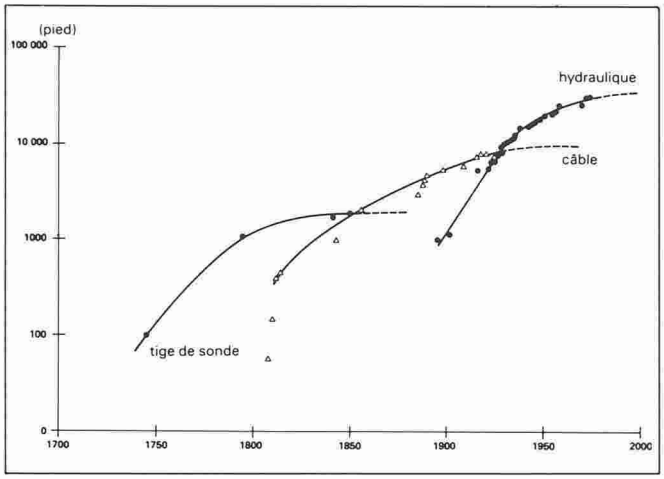

Fig. 7. – Profondeur maximale des techniques de forage (en pieds). (Source : [10].)

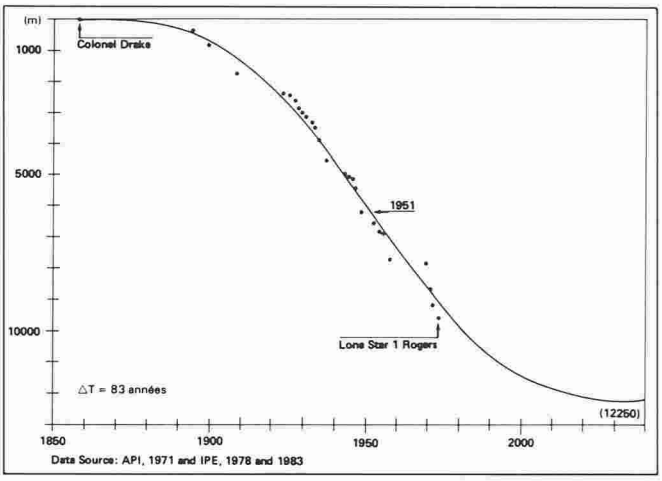

Fig. 8. – Profondeur maximale de forages d'exploration aux Etats-Unis, avec courbe logistique en mètres. (Source : [10].)

propos, on doit non seulement prendre en considération les potentiels de progrès des techniques 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 techniques de forage (fig. 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 techniques traditionnelles, l'introduction de nouvelles techniques paraît donc de la plus grande importance puisque ces dernières, quoique souvent inférieures 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 techniques de forage a permis de maîtriser des profondeurs toujours plus grandes. La courbe enveloppe de l'efficacité des diverses technologies de forage (fig. 8) aux Etats-Unis 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 Etats-Unis, 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 soit qu'à ses balbutiements, on se rend compte que l'évolution technique 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 permettront 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 *turbines 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 [1]. Des améliorations du rendement jusqu'à 60 % et d'autres réductions des coûts (fig. 9) sont prévisibles, d'autant plus que dans ce cas, nous pouvons nous fonder 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 combinés (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 dénitratation 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 Etats-Unis la possibilité la moins coûteuse d'accroître la capacité électrique [17].

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 respectueuse de l'environnement, décentralisée même dans le domaine de la production de courant 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 régulatives 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 Etats-Unis de telles restrictions, en raison de 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, alors qu'il existe des alternatives moins coûteuses et plus propres.

L'exemple des cycles combinés montre que de nouvelles solutions techniques ouvrent à notre politique en

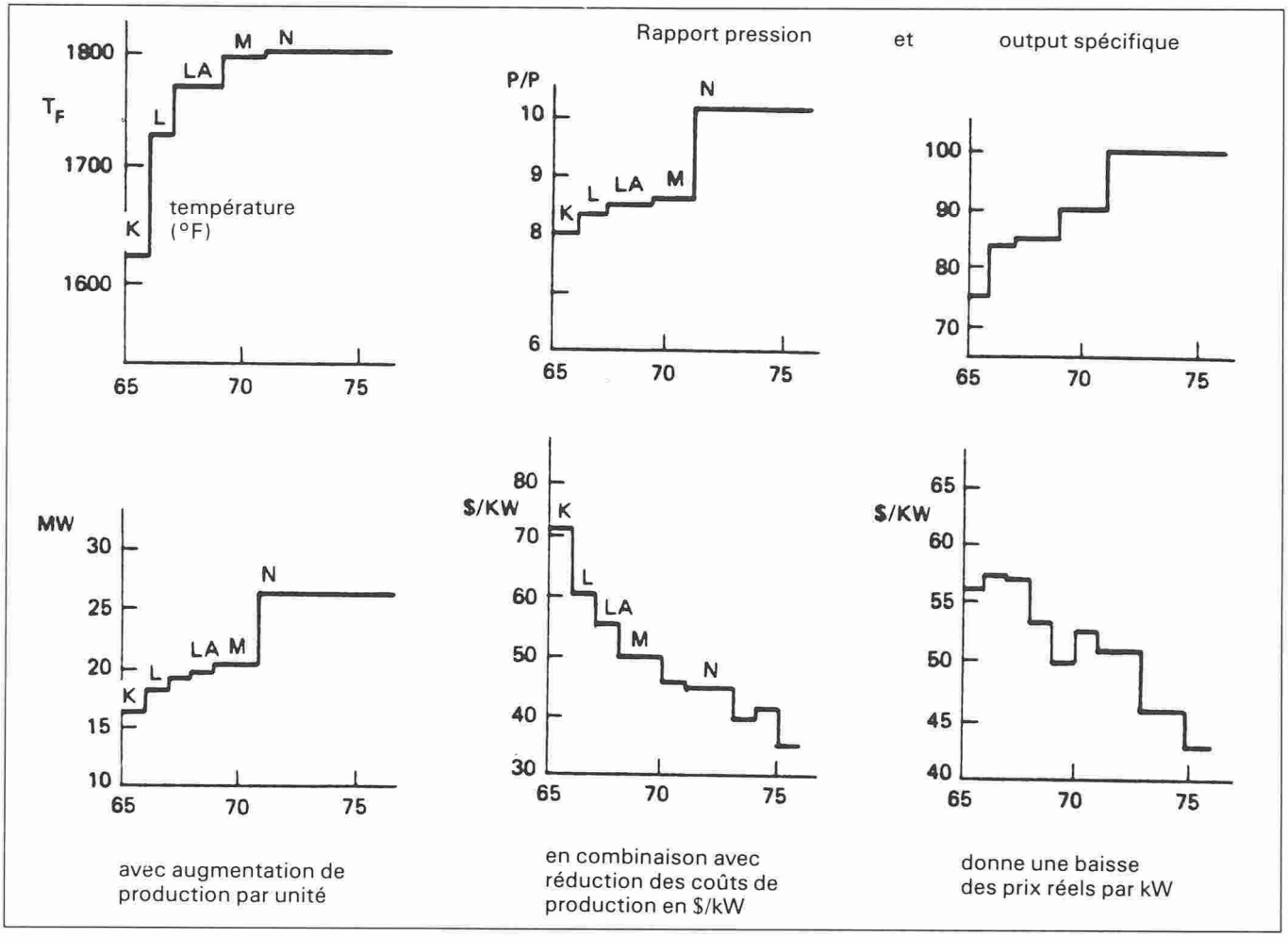

Fig. 9. – Histoire technologique d'une turbine à gaz (MS 5001). (Source: [16].)

matière d'énergie la possibilité de lier à une solution synergique des avantages écologiques et des considérations relatives à un usage rationnel. Toutefois, une série de barrières institutionnelles empêche souvent la mise en place de ces solutions. Cela montre une fois encore que l'évolution technique 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 techniques 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 pour 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 de 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 les installations de chauffage puisque, entre 1960 et 1972, on n'a pu constater pratiquemment aucune amélioration du rendement. 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 cinquante et soixante, amène à cette opinion fréquente qu'on devrait facilement réaliser, ou même dépasser, de semblables taux d'amélioration de l'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 (fig. 10) montre que la dissociation très discutée n'est nullement une invention de ces 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 tout 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 modèle de l'évolution et de l'industrialisation telles qu'elles se présentent aux Etats-Unis (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, selon qu'on l'applique à l'Allemagne, à la France ou au Japon. Le fait que l'intensité énergétique rapportée au produit intérieur soit deux fois plus élevée aux Etats-Unis qu'en France ou au Japon ne signifie pas qu'un accroissement ultérieur du rendement sera plus simple à réaliser aux Etats-Unis. Pour la même raison, il faut refuser un taux normatif, si l'on suggère que des mesures simples devraient permettre,

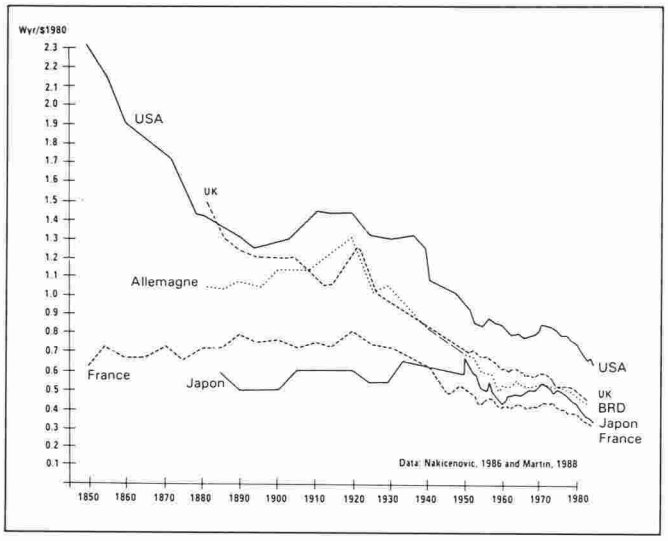

Fig. 10. – Consommation d'énergie par unité de produit national brut (en monnaie constante), y compris les sources d'énergies non commerciales (bois) en watt-année par $ 1980.
(Source: [25].)

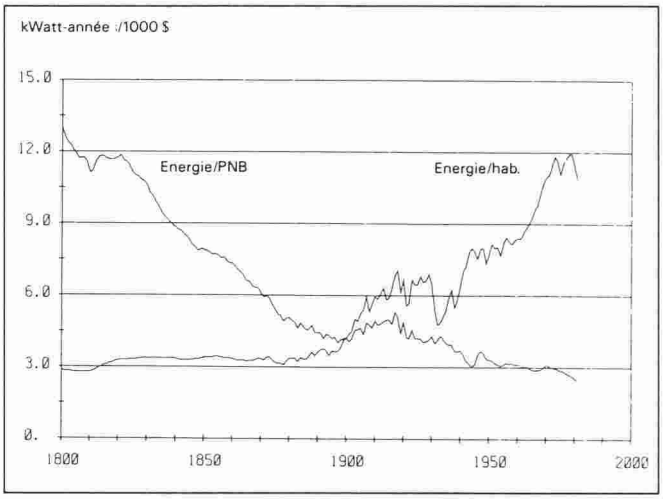

Fig. 11. – Consommation d'énergie primaire (énergie commerciale, bois, foin, énergie hydraulique et éolienne) par unité de produit national brut (PNB) et consommation d'énergie par habitant aux Etats-Unis depuis 1800 en kW-année par 1000$ 1958 PNB et par habitant.
(Source: [23].)

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

Dans le cas des Etats-Unis, si on observe l'évolution de l'intensité des énergies primaires depuis 1800, on s'aperçoit que cette dernière s'est améliorée d'un facteur > 5 depuis le début de la révolution industrielle (fig. 11), ce qui correspond à un accroissement du rendement d'environ 1% par an, essentiellement grâce à un changement structurel continu et à l'introduction de nouvelles techniques pour produire et utiliser l'énergie, sur fond d'intensification de la demande (multiplication par quatre de la consommation d'énergie par habitant).

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. Energétiquement, seuls 15% environ de l'énergie primaire dépensée sont utilisés comme service demandé. Exergétiquement, le rendement global n'est que de 4% [25]. Ces calculs concernent la moyenne de tous 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 exergétique bas est lié d'abord à des facteurs 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 ces 200 prochaines années. Cependant ces améliorations sont plutôt une question d'application de nouvelles techniques 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; le rythme de leur réalisation ou de leur possible restriction dépend essentiellement de la structure des capitaux, ainsi que du taux de changement des structures économiques. Le taux d'amélioration de 1% ou de 2% par an, tel qu'il a pu être réalisé depuis le début des années septante, définit presque à coup sûr les limites de l'accroissement réalisable. Des taux d'accroissement de cet ordre pourraient produire en cinquante ans une unité de produit national brut moyennant seulement 40 à 60% de l'énergie primaire utilisée actuellement, ce à quoi nous devrions arriver essentiellement pour des raisons écologiques. Il faut toutefois faire remarquer que, au-delà, les accroissements présupposeraient des améliorations techniques et un changement des structures économiques, ce qui nécessiterait d'une part des mesures d'incitation sur le plan économique et social, d'autre part la volonté d'abandonner des réglementations figées.

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

Le débat scientifique et public se déplace de plus en plus vers une dimension globale des problèmes de l'environnement (modifications climatiques). Ce n'est plus une pénurie des ressources qui apparaît au premier plan; ce sont de possibles modifications climatiques (effet de serre), liées à l'utilisation d'énergies fossiles, de gaz chauds et à 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 faire oublier les problèmes, dont beaucoup ne sont pas résolus, sur le plan local et régional. Dans la plupart des pays européens de l'Ouest, l'utilisation de carburants à 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 SO_2. Actuellement, en Europe de l'Ouest, des concentrations trop élevées en oxydes d'azote et en ozone semblent être, sur le plan local, le problème prioritaire, et on n'en est qu'au début d'une solution adéquate (par exemple grâce

TABLEAU 4. – Emissions de soufre en Europe en millions de t SO_2 par an, en 1970 et en 1985.

	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

Source: [14].

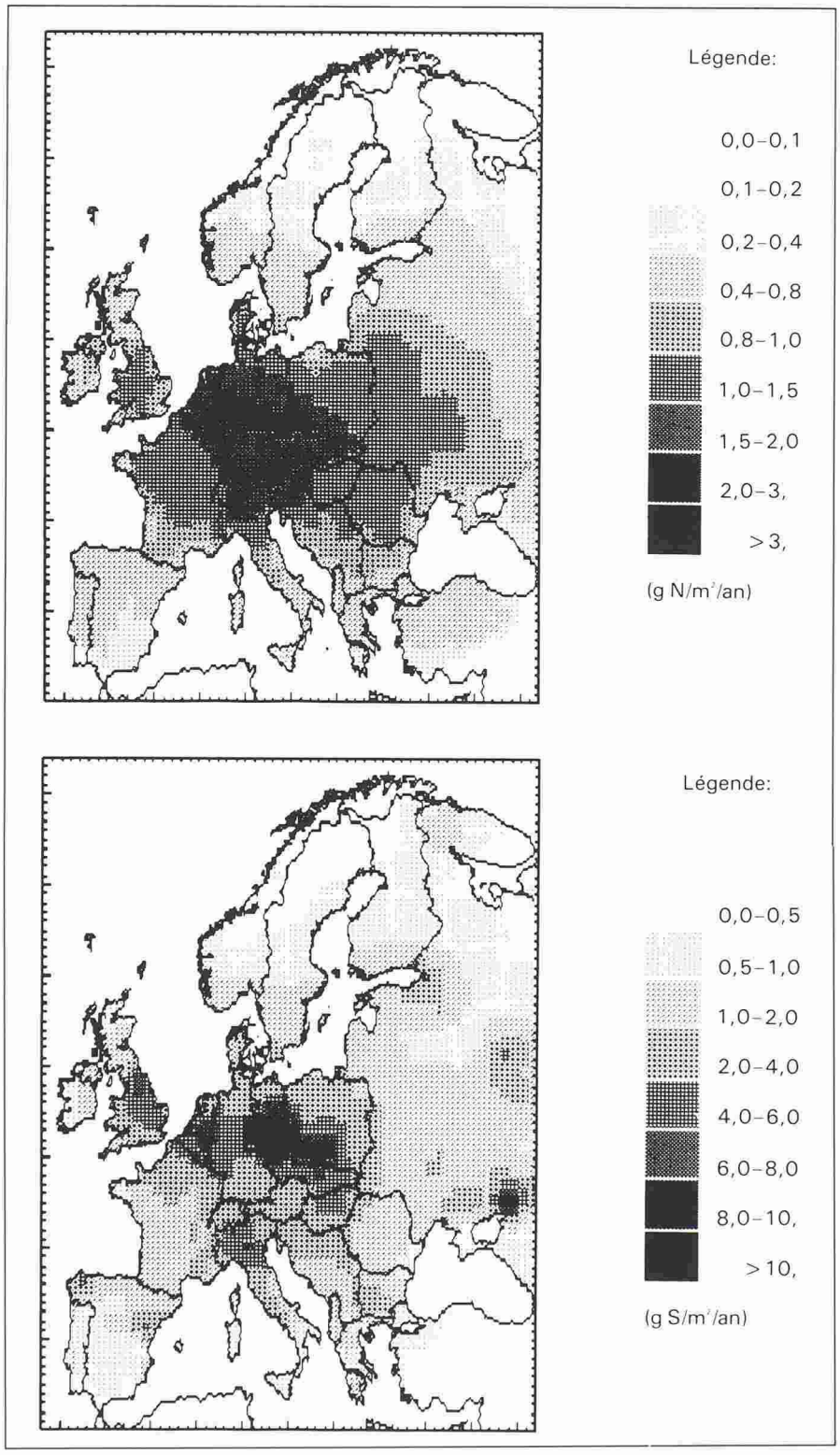

Fig. 12. – Dépôt de soufre (en haut) et d'azote (en bas) des émissions d'Europe en 1980 (en g/m²/an). (Source: [14].)

à l'introduction de véhicules à catalyseur). Face aux succès de la politique européenne de l'Ouest en matière d'environnement, on 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 ont plus que compensé cette baisse (tabl. 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 de l'Est européen et en conséquence dans les régions de l'Europe occidentale concernées par le transport à grande distance (fig. 12). D'autres efforts en vue de *réduire les émissions de soufre et d'oxyde d'azote*[6] apparaissent donc nécessaires sur le plan local et régional. Le gaz naturel est pratiquement sans soufre et il émet en outre des quantités relativement faibles de NO_x, que des mesures simples, tels de nouveaux types de brûleurs, ont pu réduire de façon radicale.

Un usage renforcé du gaz naturel, surtout pour remplacer des combustibles riches en soufre (mazout lourd) et de mauvaise qualité (tel le lignite) dans des endroits à forte densité de population, constitue donc une option écologique réalisable à court terme [9]. Dans ce contexte, une série d'examens de l'IIASA [29] ont démontré qu'il est non seulement raisonnable sur le plan économique, mais aussi plus efficace, pour 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 l'Allemagne fédérale, il serait moins coûteux de réduire les émissions des pays voisins (Pologne, Allemagne de l'Est et Tchécoslovaquie), qui en exportent de grandes quantités par le transport à grande distance, que de prendre des mesures à grande échelle, extrêmes (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, le remplacement 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 CO_2 dans l'atmosphère, et les effets climatiques qui en résultent. Récemment, l'IIASA a examiné de plus près les effets que pourraient avoir, sur les émissions globales de CO_2 et les concentrations atmosphériques, des scénarios où le gaz naturel serait la source d'énergie principale formant la transition vers un avenir postfossile [3]. Ces scénarios partent des modifications historiques, à long terme, de la structure des énergies primaires (fig. 3), où le gaz naturel est l'énergie dominante, après le tournant de ce millénaire, et assure 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 fig. 3 et 13). Deux scénarios, avec des parts de marché relatives invariables de diverses sources d'énergie (fig. 3), mais avec une demande glo-

[6] Contrairement aux émissions de soufre, dont la part pour l'Europe de l'Ouest est tombée à environ 23% du total des émissions 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%).

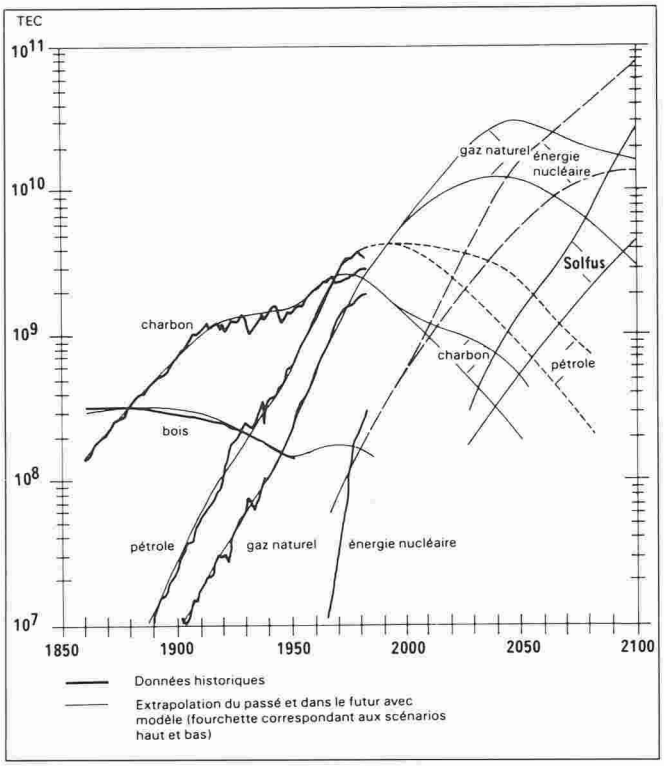

Fig. 13. – Consommation d'énergie primaire depuis 1860 et deux scénarios de gaz (en tonnes équivalent charbon). (Source: [3].)

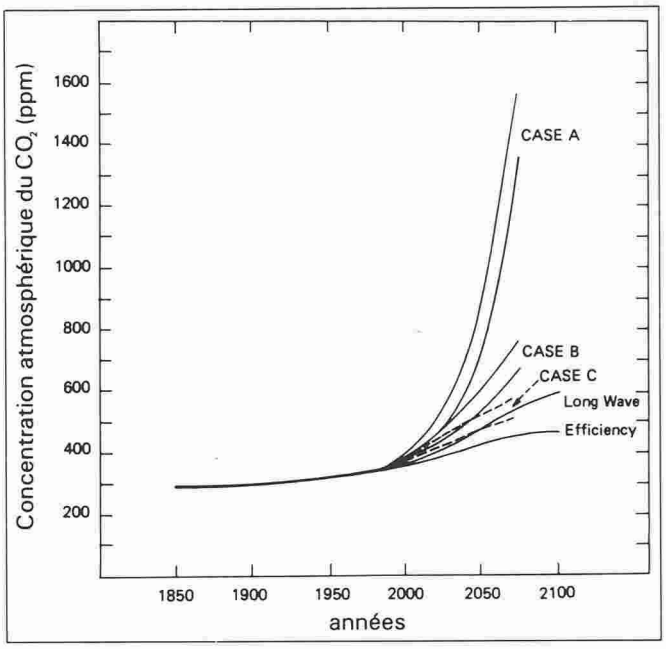

Fig. 14. – Concentration atmosphérique du CO_2 dans différents scénarios d'approvisionnement d'énergie. (Source: [3].)

bale différente, ont été examinés. Le premier (appelé «long wave») fait monter la consommation mondiale d'énergie par habitant d'ici à l'an 2100, au niveau actuel des Etats-Unis (environ 12 t 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 habitant reste presque inchangée. Dans les deux scénarios, la demande d'énergie augmente toutefois en fonction de la croissance de la population (~ 10 milliards d'êtres humains en 2100).

Le modèle simple qui est à la base des deux scénarios peut englober quelque 130 ans d'histoire de la consommation mondiale (fig. 13); voilà pourquoi ses effets sur les futures émissions de CO_2 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 des énergies non fossiles (après 2030), produirait nettement moins d'émissions de CO_2 que dans des scénarios comparables dépendant massivement du charbon et de combustibles liquides synthétiques (fig. 14). Dans le cas d'une consommation élevée, les scénarios classiques calculent («case A» de la fig. 14) des concentrations de CO_2 allant jusqu'à 1600 ppm (parts per million), tandis que pour le «long wave», ces concentrations resteraient inférieures à 600 ppm. Même avec une faible consommation d'énergie, un scénario traditionnel («case C» de la fig. 14) provoquerait un doublement de la concentration de CO_2 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 [24]), le gaz naturel permettrait des stratégies actives de diminution du CO_2. Marchetti [21] propose de diviser le gaz naturel en hydrogène élémentaire et en CO_2 – un procédé («steam reforming») que de très nombreuses raffineries utilisent d'ailleurs aujourd'hui déjà pour produire de l'hydrogène. L'hydrogène ainsi produit pourrait être mélangé au gaz naturel et augmenter son 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 CO_2 produit pour une production de pétrole tertiaire, comme cela se pratique déjà souvent aux Etats-Unis. Cela pourrait non seulement accroître le rendement des anciens gisements pétroliers, mais aussi «fixer définitivement» le CO_2 dans des couches géologiques stables, le soustrayant ainsi durablement[7] 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 gazéiformes, mais aussi propose des stratégies actives de réduction du CO_2; sans aller jusqu'aux installations d'absorption du CO_2 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 (tabl. 5) n'empêche 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 CO_2. Aux sources naturelles de méthane (par exemple termites, digestion de ruminants à l'état sauvage) d'une quantité estimée entre 47 et 310 millions de tonnes de CH_4 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 1000 millions de tonnes. Une utilisation énergétique de ces sources de méthane (comme la production de méthane à partir de dépôts d'ordures) aurait ainsi des avantages d'ordre non seulement économique, mais aussi écologique. A côté des sources se trou-

[7] 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 CO_2 doit être réinjecté.

vent 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 [6], 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 qu'incomplètement comptabilisées, 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 remarquer que les avantages comparés du CO_2 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

TABLEAU 5. - Impact des gaz sur le climat.

	CO_2	CH_4	N_2O	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, $CO_2 = 1$.
ALG: effet sur le climat pendant la durée de vie de la molécule dans l'atmosphère, $CO_2 = 1$.
RGC: contribution relative au changement de climat (estimation).
c: concentration atmosphérique en ppm.
Δt: durée de vie de la molécule dans l'atmosphère en années.
Δc: croissance de la concentration atmosphérique en % par année.
Source: [6].

Bibliographie

[1] ABB (Asea Brown Boveri): *Kombi-Heizkraftwerk Pegus E 12 MK 225 MW, Typ HKA-13E-1*, Baden, 1989.

[2] API (American Petroleum Institute): «Basis Petroleum Data Book», *Petroleum Industry Statistics*, Vol. VIII No. 2, API, Washington D. C., May 1988.

[3] AUSUBEL, J. H.; GRÜBLER, A.; NAKICENOVIC, N.: «Carbon Dioxide Emissions in a Methane Economy», *Climatic Change* 12: 245-263, 1988.

[4] CEDIGAZ: *Natural Gas in the World*, CEDIGAZ, Rueil-Malmaison, France, 1985 et 1988.

[5] EDMONDS, J. A.; REILLY, J. M.; GARDNER, R. H.; BRENKERT, A.: *Uncertainty in Future Global Energy Use and Fossil Fuel CO_2 Emissions 1970 to 2075*, Institute for Energy Analysis, Oak Ridge, 1985.

[6] Enquetekommission zum Schutz der Erdatmosphäre, Deutscher Bundestag: *Schutz der Erdatmosphäre, eine internationale Herausforderung - Zur Sache 5/88*, Deutscher Bundestag, Referat Öffentlichkeitsarbeit, Bonn, 1988.

[7] GOLD, T.: «The Origin of Natural Gas and Petroleum, and the Prognosis for Future Supplies», *Ann. Rev. Energy*, Vol. 10: 53-77, 1985.

[8] GROSSLING, B. F.: *Window on Oil: A Survey of World Petroleum*, Financial Times Ltd., London, 1976.

[9] GRÜBLER, A.; AMMANN, M.: «Grenzkosten der Reduktion von SO_2 - Emissionen», *Österreichische Wirtschaftliche Blätter* (33) 4: 467-484, 1976.

[10] GRÜBLER, A.; NAKICENOVIC, N.: «The Dynamic Evolution of Methane Technologies», *The Methane Age*, T. H. Lee, H. R. Linden, D. A. Dreyfus and T. Vasko Ed., Kluwer Academic Publishers, Dordrecht, Boston, London, 1988.

[11] GRÜBLER, A.; NOWOTNY, H.: *Towards the 5th Kondratiev Upswing, Elements of an Emerging New Growth Phase and Possible Development Trajectories*, IIASA, Laxenburg (A), 1989.

[12] HANNEMANN, R. E.: «Methane Technology: A Technical Survey», *The Methane Age*, T. H. Lee, H. R. Linden, D. A. Dreyfus and T. Vasko Ed., Kluwer Academic Publishers, Dordrecht, Boston, London, 1988.

[13] IIASA (International Institute for Applied Systems Analysis): «Methane – Bridging the Energy Gap», *Options* March 1989: 6-9.

[14] IIASA Transboundary Air Pollution Project: *Estimated Effects on Deposition in Europe of Presently Committed SO_2 and NO_x Emission Reduction*, IIASA, Laxenburg (A), 1989.

[15] KUUSKRAA, V. A.; MEYERS, R. F.: «Review of World Resources of Unconventional Gas», *Conventional and Unconventional World Natural Gas Resources*, M. Grenon and C. Delahaye Ed., IIASA, Laxenburg (A), 1983.

[16] LEE, T. H.; LOFTNESS, R. L.: *Managing Electrotechnology Innovation in the USA*, IIASA, Laxenburg (A), 1987.

[17] LEE, T. H.: «Advanced Fossil Fuel Systems and Beyond», *Technology and Environment*, J. H. Ausubel and H. E. Sladovich Ed., National Academy Press, Washington D. C., 1989.

[18] MACDONALD, G. J.: «The Near- and Far-Term Technologies, Uses, and Future of Natural Gas», *Energy Technologies for Reducing Emissions of Greenhouses Gases*, Vol. 1: 509-535, OECD, Paris, 1989.

[19] MARCHETTI, C.: «Society as a Learning System: Discovery, Invention and Innovation Cycles Revisited», *Techn. Forecasting and Social Change* 23: 3-23, 1980.

[20] MARCHETTI, C.: *When Will Hydrogen Come?*, IIASA, Laxenburg (A), 1982.

[21] MARCHETTI, C.: *How to Solve the CO_2 Problem without Tears*, Paper presented at the 7th World Hydrogen Conference, Moscow, September 1988.

[22] MARCHETTI, C.; NAKICENOVIC, N.: *The Dynamics of Energy Systems and the Logistic Substitution Model*, IIASA, Laxenburg (A), 1979.

[23] NAKICENOVIC, N.: *Patterns of Change - Technological Substitution and Long Waves in the United States*, IIASA, Laxenburg (A), 1986.

[24] NAKICENOVIC, N.; MESSNER, S.: *Solar Energy Futures in a Western European Context*, IIASA, Laxenburg (A), 1982.

[25] NAKICENOVIC, N.; GILLI, P. V.: *Technological Progress, Structural Change and Efficient Energy Use: Trends Worldwide and in Austria*, IIASA, Laxenburg (A), 1989.

[26] PARENT, J. D.; LINDEN, H. R.: *A Survey of United States and Total World Production, Proved Reserves and Remaining Recoverable Resources of Fossil Fuels and Uraniums as of December 21, 1975*, Institute of Gas Technology, Chicago, 1977.

[27] BP (British Petroleum): *BP Statistical Review of World Energy*, BP, London, 1989.

[28] ROGNER, H. H.: «Technology and the Prospect for Natural Gas - Results of Current Gas Studies», *Energy Policy*, Febr. 1988: 9-26.

[29] SHAW, R.; AMANN, M.; SCHOEPP, W.: «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, 1988.

[30] VIKTOR, D. G.: Greenhouse Gas Emissions from High Demand, Natural Gas-intensive Energy Scenarios (en cours d'impression), IIASA, Laxenburg (A), 1989.

tonnes annuelles pour chacun. En comparaison avec les effets climatiques du CO_2, relevons que le temps de séjour dans l'atmosphère est beaucoup plus bref pour les émissions de méthane. Une molécule de méthane ne séjourne qu'une dizaine d'années dans l'atmosphère, tandis qu'une molécule de CO_2 émise devra attendre plus de 100 ans avant que les océans ne la réabsorbent définitivement (tabl. 5). C'est la raison pour laquelle les avantages en CO_2 d'une utilisation accrue du gaz naturel ne sont pas touchés de manière substantielle[8] par les pertes en méthane (tabl. 6).

En considérant les effets climatiques sur le temps de séjour global dans l'atmosphère (tabl. 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 donnée le protocole 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 CO_2 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 CO_2 (tabl. 6).

Exiger d'éviter les pertes inutiles de gaz naturel est judicieux non seulement eu égard au climat, mais aussi face au calcul économique. Actuellement, on gaspille ou «ventile» dans l'air presque 90 milliards de m^3 de gaz naturel, c'est-à-dire presque le double de la consommation en Allemagne fédérale. Rien qu'en mer du Nord, on gaspille plus de gaz naturel que la Suisse n'en consomme annuellement (tabl. 7).

[8] La quantité globale d'unités équivalentes de CO_2 (où une molécule de méthane émise équivaut à 32 molécules de CO_2), agissant sur le climat, n'augmenterait que de 10% dans les scénarios relatifs au gaz naturel (et ne se rapportant qu'au CO_2). Elle est illustrée dans la figure 14 [30].

TABLEAU 6. - Facteurs d'émissions du CO_2 et du méthane des sources d'énergie et indice combiné d'impact sur le climat (direct) et impact sur la durée de vie totale d'une molécule dans l'atmosphère.
CO_2 du lignite = 100.

Carburant	CO_2 t/tce	DGE	kg/tce	CH_4 DGE	ALG	Total	
						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 naturel	1,502	46	13,5-15,7	36-42	4	82-88	50

[a] négligeable.
[b] attribué au gaz. Environ 30% des émissions de CH_4, attribués au gaz naturel, 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.
Source: calculs faits d'après les chiffres de la commission d'enquête du Parlement allemand [8].

TABLEAU 7. - Quantités de gaz naturel gaspillées et brûlées à la torche, comparées à la consommation de gaz en 10^9 m^3.

Brûlé à la torche	1973	1986
Monde	208,6	86,0
OPEP	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

Source: [4].

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'usager final. Cette situation illustre bien l'une des carences de l'aide technique et économique aux pays en voie de développement: il n'existe pas les moyens suffisants pour recueillir et développer leurs réserves nationales, ou empêcher un gaspillage des ressources par une simple combustion aux torchères.

La perspective d'éventuelles modifications du climat mondial justifie à elle seule qu'on poursuive les efforts en vue d'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.

Adresse de l'auteur:
Arnulf Grübler, directeur
de l'International Institute
for Applied Systems Analysis (IIASA)
A-2361 Laxenburg