



**Conseil Économique  
et Social**

Distr.  
GÉNÉRALE

ENERGY/GE.1/2001/3  
12 juillet 2001

FRANÇAIS  
Original: ANGLAIS

---

**COMMISSION ÉCONOMIQUE POUR L'EUROPE**

**COMITÉ DE L'ÉNERGIE DURABLE**

Groupe spécial d'experts du charbon et de l'énergie thermique  
Quatrième session, 19-20 novembre 2001  
(Point 4 de l'ordre du jour provisoire)

**PERSPECTIVES DU CHARBON ET DE SON UTILISATION POUR LA PRODUCTION  
D'ÉLECTRICITÉ SUR LES MARCHÉS LIBÉRALISÉS DE L'ÉNERGIE  
DANS LA RÉGION DE LA CEE**

**Points essentiels**

Note du secrétariat

**I. INTRODUCTION**

1. L'évolution des technologies et des réglementations qui caractérise les marchés de l'énergie de la région de la CEE depuis le milieu des années 80 a entraîné des modifications importantes de la structure du secteur de l'électricité. Ce phénomène a touché les pays développés comme les économies en transition, mais il a été beaucoup plus rapide dans les premiers que dans les seconds. La libéralisation du marché de l'énergie, et en particulier du marché de l'électricité et du gaz naturel, a déjà bouleversé la structure des prix de l'énergie et transformé l'organisation des différents secteurs énergétiques.

2. Dans ce contexte, la composition future du parc énergétique dans la région de la CEE est l'une des questions les plus débattues. S'il semble que les nouvelles technologies et réglementations favorisent le recours au gaz naturel, le futur immédiat de l'énergie nucléaire ne semble par contre guère brillant. Entre ces deux extrêmes, l'avenir du charbon en tant que source d'électricité n'apparaît pas encore très clairement. Étant donné que les centrales énergétiques au charbon contribuent respectivement pour plus de 30 et de 50 % à la production totale d'électricité en Europe et aux États-Unis d'Amérique, l'évolution des tendances dans ce domaine

est suivie de près par les producteurs d'électricité et de charbon de la région (graphiques 1-4). En même temps, entre 80 et 90 % du charbon consommé dans la région sont affectés à la production d'électricité (annexe 1). Par ailleurs, le ralentissement de la demande d'électricité dans les marchés développés (moins de 2 % de croissance) et les marchés en transition (croissance nulle si l'on inclut les pays de l'ex-Union soviétique) et les critiques souvent vives dont fait l'objet le combustible charbon en raison de son incidence sur l'environnement sont d'autres facteurs qui pourraient compromettre le rôle du charbon comme source majeure de production d'électricité.

3. Le but du présent document est d'analyser l'évolution possible du rôle du charbon pour la production d'électricité dans la région de la CEE à la lumière des tendances profondes du marché, des techniques et de la réglementation. Bien que conscient des controverses que suscite cette question importante, le secrétariat de la CEE a estimé disposer de suffisamment d'informations et de connaissances pour entamer sur le sujet, une réflexion qui s'avèrera profitable pour tous les acteurs du marché de l'énergie.

## **II. SITUATION ACTUELLE DES MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ ET CONCURRENCE ENTRE LES COMBUSTIBLES**

4. La production d'électricité dans la région de la CEE en 1998-1999 a été de près de 9 000 TWh par an, réparties à peu près également entre l'Amérique du Nord et l'Europe. En moyenne, les centrales énergétiques au charbon ont représenté 31 % de cette production. C'est aux États-Unis d'Amérique que leur part est la plus élevée (52 %) alors qu'au contraire elle est particulièrement faible (21 %) dans les pays de l'ex-Union soviétique.

5. La puissance installée de production d'électricité ne correspond pas nécessairement à l'électricité produite. En principe, en tant que centrales de base, les centrales à charbon et les centrales nucléaires livrent régulièrement aux consommateurs une part d'électricité supérieure à leur part de capacité installée. Cet écart peut s'accroître quand les cours du pétrole et du gaz naturel sont relativement élevés, comme cela a été le cas en 2000. Ainsi, aux États-Unis d'Amérique, les centrales au charbon, qui représentent 40 % de la capacité installée totale, ont produit en 1998 52 % de l'électricité (graphique 4).

6. La part totale du charbon dans la production d'électricité en Europe de l'Ouest diminue régulièrement depuis 30 ans (graphique 5). Plusieurs facteurs tels que la mise en oeuvre d'un ambitieux programme nucléaire dans certains pays, l'abondance des ressources importantes en gaz naturel dans la Fédération de Russie, les subventions favorisant l'usage du gaz naturel sur le plan intérieur et les progrès importants du rendement thermique obtenus par le recours à des centrales énergétiques au gaz à cycle combiné ont réduit fortement l'importance du charbon dans le secteur de l'énergie. Certes, la situation varie considérablement d'un pays à l'autre, la France, l'Autriche et la Suède comptant moins de 10 % sur l'énergie produite dans les centrales au charbon alors qu'en Allemagne et aux États-Unis d'Amérique, plus de 50 % de l'électricité vient de ces centrales. Dans un petit nombre de pays, par exemple la Pologne, les centrales au charbon sont la source presqu'exclusive de l'électricité produite.

7. Le combustible le plus utilisé pour la production d'électricité reste le charbon. Par exemple, en Europe de l'Ouest en 2000, le charbon représentait plus de 50 % de la consommation totale de combustibles dans le secteur de l'électricité (graphique 6). Néanmoins,

cette part décroît régulièrement depuis 1970 et on peut s'attendre à la poursuite de cette tendance dans les années à venir (graphique 7). La raison principale en est la pénétration sur le marché du gaz naturel, qui est en train de devenir le combustible majoritairement retenu pour les extensions de capacité, et qui se trouve favorisé par la dynamique de marchés déréglementés.

8. La concurrence entre combustibles dans le secteur de la production d'électricité s'inscrit dans un contexte de différences très marquées entre les différents types de générateurs qu'il s'agisse du rendement thermique (graphique 8), du coût d'immobilisation unitaire, du coût d'exploitation unitaire ou des contraintes environnementales.

9. S'il est vrai que les centrales au gaz à cycle combiné ont des rendements supérieurs à 50 %, le rendement thermique des centrales à vapeur alimentées par des combustibles fossiles est largement inférieur à 30 % dans certains pays à économie en transition. Certes, on peut attendre des améliorations du rendement dans les années à venir, mais il n'est pas toujours facile de prévoir quels types de centrales en bénéficieront le plus<sup>1</sup>.

10. Le coût des combustibles est souvent cité non seulement comme l'un des principaux paramètres pour l'optimisation à court terme de l'utilisation d'un parc de centrales énergétiques, mais aussi comme un indicateur utile à la détermination de la composition future de ce parc. Or, si les prix relatifs du charbon, du pétrole brut et du gaz naturel subissent des fluctuations à court terme qui justifieraient une optimisation à court terme du parc, les évolutions comparées des prix à moyen et à long terme n'incitent pas à faire des prix relatifs un élément devant déterminer les composantes futures de la filière énergétique (graphique 9).

11. La compétitivité du charbon en Europe de l'Ouest, bien que les prix relatifs aient été relativement instables au cours des quelque 15 dernières années, n'a pratiquement pas évolué (graphique 10). La compétitivité par rapport au pétrole brut a subi des mouvements plus marqués que la compétitivité par rapport au gaz naturel, pour une raison bien simple: le cours du pétrole brut est fixé au jour le jour sur le marché, alors que le cours du gaz naturel est déterminé par une indexation sur le cours du pétrole brut. Cette indexation n'est pas automatique et comporte des décalages dans le temps, des planchers et des plafonds ainsi que plusieurs mécanismes de paniers qui lissent finalement les cours du gaz naturel.

12. Les prix de gros des combustibles, qui ont été très proches des prix effectivement payés par les producteurs d'électricité au cours de la période 1987-2000, ont fait preuve d'une grande instabilité. Très logiquement, cette instabilité a été la plus marquée pour le pétrole brut, suivi du gaz naturel. En revanche, le charbon, du fait de la fixation des prix en «cost-plus» (coûts plus marge) et de l'absence de transactions de marché uniformisées et centralisées, présente une instabilité beaucoup moins marquée que ses concurrents (graphique 11).

13. Vers le milieu des années 80, un fort mouvement de libéralisation du marché de l'énergie a été lancé, d'abord aux États-Unis d'Amérique, puis au Royaume-Uni et en Europe continentale.

---

<sup>1</sup> Ainsi, les centrales énergétiques au charbon utilisant des technologies propres, qui seront mises en service en 2005, devraient avoir un rendement thermique plus élevé que les centrales actuelles, de l'ordre de 40-45 %, avec un coût unitaire moyen compris entre 1 200 et 1 300 dollars des États-Unis par kilowatt. Source *IEA Newsletter* 3/1999.

Avec quelques différences, la libéralisation a concerné avant tout le gaz naturel et l'électricité. Dans l'ensemble de la région de la CEE, le but principal de la libéralisation et de la déréglementation du marché de l'énergie a été la mise en place d'un marché plus compétitif exerçant des pressions à la baisse sur les prix de vente en gros et au détail de l'électricité et du gaz naturel, mais la mise en oeuvre de cette politique n'a pas été uniforme.

14. En ce qui concerne l'électricité, la réforme engagée aux États-Unis d'Amérique a débuté par l'adoption de la loi de 1978 relative au régime des entreprises de services publics (PURPA) et de la loi de 1992 sur la politique énergétique (EPACT), suivies des règlements 888 et 2000 de la Commission fédérale de réglementation de l'énergie. Alors que pour la distribution en gros, les déréglementations ont été appliquées de façon uniforme dans les différents États, il n'en est pas allé de même pour la distribution au détail. En octobre 2000, 24 États et le district de Columbia avaient adopté une législation ou pris des décrets visant à restructurer le secteur de l'énergie. Toutefois, plusieurs États, tels le Kentucky et l'Idaho, où les prix de l'électricité étaient les plus bas du pays, se sont totalement abstenus d'encourager la concurrence dans la distribution au détail. Le décret FERC 2000, sans doute la mesure la plus ambitieuse qui ait été prise pour rendre la libéralisation effective, imposait aux compagnies d'électricité de constituer des organisations régionales de distribution appelées à exploiter, à diriger et éventuellement à posséder les réseaux de distribution de l'électricité aux États-Unis d'Amérique.

15. À la suite des mesures de libéralisation et de déréglementation aux États-Unis d'Amérique sont apparues plusieurs centres d'échange et marchés centralisés pour l'électricité en gros (graphique 12). Les centres d'échange se limitent aux échanges effectués dans une région donnée alors que les marchés centralisés de l'électricité, qui peuvent prendre la forme d'un exploitant indépendant ou d'une société de distribution, ont vocation à gérer le marché de l'électricité de tout un État, voire de plusieurs États.

16. Cette structure de marché plus dynamique, associée à certaines évolutions techniques, a permis aux producteurs d'électricité d'accroître leur flexibilité, de réduire certaines dépenses d'équipement et de compter en partie sur les fluctuations du marché pour obtenir les rendements voulus sur leurs investissements. C'est ainsi que les centrales énergétiques à gaz à cycle combiné, de différentes capacités, qui supposent des investissements par MW relativement faibles, un coût de maintenance peu élevé et une occupation des sols modestes, ont commencé à apparaître comme la meilleure option pour les exploitants. Les centrales énergétiques supposant de plus grosses dépenses d'investissement et pour lesquelles la part des coûts fixes dans les frais d'exploitation est plus élevée, comme les centrales au charbon et les centrales nucléaires, sont apparues moins intéressantes (voir le graphique 18 pour le coût marginal total à long terme), alors même que la production d'électricité à partir de charbon continue à dominer le marché de l'électricité aux États-Unis d'Amérique, avec une part de 52 %.

17. La déréglementation et la libéralisation du marché de l'électricité en Europe de l'Ouest se sont avérées bien plus compliquées. Alors que la directive européenne relative à la libéralisation du marché de l'électricité est entrée en vigueur en février 1997, et qu'elle fixait pour objectif l'ouverture de 33 % du marché avant février 2003, la concurrence s'est peu développée et souvent avec des retards. Le fait que l'ouverture se soit produite de façon moins homogène et plus lente que prévu s'explique par de nombreux facteurs, dont l'un est certainement la réticence de certains États membres de l'Union européenne à laisser au marché le soin de décider du combustible servant à la production d'électricité et de la nature des centrales énergétiques.

L'ouverture théorique des marchés dans les États membres de l'Union européenne varie fortement, allant de moins de 30 % à une ouverture presque complète pour plusieurs grands pays (graphique 13). Toutefois, une ouverture théorique des marchés ne saurait être assimilée à une ouverture réelle, car il y manque plusieurs éléments techniques et réglementaires indispensables.

18. Le marché «unique» européen de l'électricité est actuellement un ensemble constitué de plusieurs sous-marchés régionaux tels que le Royaume-Uni, la péninsule ibérique, le nord de l'Europe et le nord et le sud de l'Allemagne avec les pays voisins. Sont apparus ainsi plusieurs centres d'échanges et marchés de l'électricité de nature imparfaite, dont l'efficacité a été gravement compromise par des volumes relativement faibles, une capacité de distribution inadéquate et des interventions incessantes des pouvoirs publics sous diverses formes. Il en est résulté une incertitude croissante quant à ce que devrait être ou sera effectivement le marché européen libéralisé de l'électricité. Cette incertitude s'est trouvée renforcée par les incertitudes concernant la libéralisation du marché du gaz européen.

19. Les incohérences entre ces réglementations et les comportements des marchés n'ont pas permis aux producteurs d'électricité d'Europe, contrairement à ceux des États-Unis d'Amérique, de prendre les décisions d'investissement et les décisions structurelles optimales. Des surcapacités importantes sont apparues, avec une réserve de capacités de près de 30 % à la fin de la dernière décennie (graphique 14). Il a fallu annoncer un programme massif de fermeture de centrales, notamment en Allemagne où la surcapacité est évaluée à près de 10 000 MW. Ces fermetures ont visé presque exclusivement les centrales au charbon<sup>2</sup>. En même temps, l'incertitude concernant les investissements n'a pas été favorable à la planification et à la construction de nouvelles centrales énergétiques en Europe depuis le début de la libéralisation (graphique 15). Les répercussions sur les marchés et sur les prix qu'entraînera éventuellement cette évolution des capacités restent à déterminer.

20. Indépendamment des problèmes rencontrés dans la déréglementation et la libéralisation de l'électricité, aussi bien aux États-Unis qu'en Europe de l'Ouest, il semble que les pressions engendrées par la concurrence, l'élimination de certaines barrières à l'importation et l'établissement de flux d'échanges d'électricité ont abouti à une convergence des prix de détail et de gros de l'électricité (graphique 16).

21. Les prix au détail de l'électricité continuent à présenter des différences importantes sur le territoire de l'Union européenne, mais ces différences sont un peu moins prononcées qu'il y a cinq ans. Au contraire, et à l'exception de l'Italie, le niveau moyen des prix de l'électricité pour les gros consommateurs de l'industrie dans l'Union européenne et aux États-Unis d'Amérique sont très semblables – de l'ordre de 3,5 à 4 cents des États-Unis par kWh. Toutefois, il convient de noter que les moyennes données pour les États-Unis ne font pas apparaître les écarts importants existant entre les États. Étant donné la nature régionale du marché de l'électricité aux États-Unis, il n'est pas étonnant que le prix industriel puisse varier entre 2,64 cents des États-Unis pour l'État de Washington et 8,18 cents des États-Unis au Massachusetts.

---

<sup>2</sup> Source: *CW International*, 5 mars 2001.

22. Les économies en transition ont été lentes à adopter le principe de la libéralisation et de la déréglementation du marché de l'électricité. Étant donné le manque d'efficacité du marché et les grands problèmes structurels rencontrés dans ces pays, on ne saurait s'attendre à une remise en ordre rapide du secteur conduisant à une fixation des prix au niveau du marché pour tous les consommateurs. Certains pays d'Europe centrale et orientale, tels que la Hongrie, ont en effet attiré des investissements étrangers importants, mais il reste difficile de dire dans quelle direction les structures du marché de l'électricité pourraient évoluer.

23. Outre une libéralisation insuffisante, il semble que le secteur de l'électricité en Russie et en Ukraine notamment soit sinistré. Pour la Russie par exemple, il a été estimé qu'en raison du faible taux de recouvrement (moins de 30 %) et du faible niveau des investissements (20 % du niveau requis), le réseau de la compagnie d'électricité Systèmes d'énergie unifiés est à bout de souffle et pourrait rencontrer de graves problèmes d'exploitation<sup>3</sup>.

### **III. DÉFINITION DES PRINCIPALES VARIABLES DÉTERMINANT LE RÔLE FUTUR DU CHARBON DANS LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ DANS LA RÉGION DE LA CEE**

24. L'avenir du charbon pour la production d'électricité doit être jugé dans un contexte global dont plusieurs éléments doivent être pris en considération (tableau 1).

25. Les prix des différents combustibles ne constituent pas un critère suffisant pour le choix de la composition du parc de centrales énergétiques, dans l'ensemble de la région de la CEE ou dans tel ou tel pays (graphique 17). Le fait que le charbon soit depuis quelque temps le combustible le moins cher en prix par équivalent thermique n'a eu d'influence que sur la structure de l'exploitation à court terme des centrales, et non sur les décisions à long terme. Ce n'est donc pas un paradoxe qu'en Allemagne, par exemple, en 2000-2001, un grand nombre de centrales au gaz soient restées à l'arrêt alors que les centrales au charbon étaient exploitées au maximum. En même temps, on annonçait la fermeture de centrales au charbon représentant une production de plus de 6 000 MW et il faut sans doute s'attendre à d'autres fermetures.

26. La structure du coût marginal à long terme de la production d'électricité pourrait s'avérer décisive pour l'avenir du charbon dans le secteur de l'électricité. En effet, alors que pour l'électricité nucléaire et hydraulique, les coûts fixes représentent environ 75 % du coût total, la proportion est exactement inversée pour la production par cycle combiné au gaz naturel (graphique 18). Le charbon se situe entre les deux, mais les coûts fixes restent prédominants. À court terme, toutefois, le prix élevé du gaz naturel amène régulièrement les exploitants à arrêter temporairement les centrales au gaz et à reporter la production sur les centrales ayant un coût marginal à court terme faible. Ainsi, en 2000-2001 dans les économies de marché, le prix des combustibles par kWh produit était favorable à un accroissement relatif à court terme de l'utilisation des centrales nucléaires et des centrales au charbon (graphique 19).

27. Les centrales énergétiques au gaz à cycle combiné présentent des avantages non négligeables des points de vue des coûts d'investissement spécifiques par kW de capacité installée, de l'utilisation de l'espace, de l'étalement et de la planification de la construction,

---

<sup>3</sup> *Energy Economist*, n° 233, mars 2001.

des délais de mise en œuvre et des frais généraux. Les coûts d'investissement spécifiques (investissement par kW) sont inférieurs de 60 % à ceux des centrales énergétiques au charbon et de plus de 70 % à ceux des centrales nucléaires à réacteur EPR (graphique 20). Dans un marché libéralisé, qui exige une grande flexibilité des approvisionnements et de l'exploitation, et où il est avantageux d'être très près des principaux clients, le bas niveau des investissements nécessaires et la possibilité d'augmenter la puissance installée sont des éléments non négligeables. En même temps, les centrales au gaz à cycle combiné ont des coûts variables beaucoup plus élevés, si bien qu'elles pourraient ne pas s'avérer compétitives à court terme lorsque le prix du gaz naturel est relativement élevé, comme c'est arrivé en Europe continentale en 2000.

28. Dans ce contexte, et étant donné la structure actuelle des centrales énergétiques, il est possible de présenter une estimation des coûts de production comparés dans le secteur. L'exemple considéré est celui de l'Allemagne, premier marché de l'énergie, de l'électricité et du gaz naturel en Europe continentale (graphique 21). L'estimation a été réalisée avec différentes charges: de 4 000 à 8 000 par an, soit avec des centrales énergétiques assurant une charge de base et une demi-charge. Plusieurs autres hypothèses nécessaires ont été faites, notamment un rendement acceptable.

29. Il existe une différence frappante entre les coûts de production des centrales existantes et celui des nouvelles centrales. Leur coût étant largement amorti les centrales nucléaires existantes peuvent apparemment livrer l'électricité la moins chère quelle que soit la charge considérée: 2,22 cents des États-Unis d'Amérique pour une charge de 4 000 heures par an ou 1,33 cents des États-Unis d'Amérique pour une charge de 8 000 heures par an. Le prix de l'électricité livrée par les centrales à houille, également amorties dans une certaine mesure, est de l'ordre de 2,08 ou 2,44 cents des États-Unis d'Amérique suivant le facteur de charge envisagé. Aucune des centrales énergétiques proposées, quelle que soit la technologie et si l'on retient des hypothèses raisonnables pour les coûts d'investissement et les prix relatifs et absolus des combustibles, ne pourrait concurrencer ces faibles coûts de production.

30. S'il s'agit de choisir une nouvelle centrale énergétique dans les conditions de marché propres à l'Allemagne, qui incluent le refus par la population de nouvelles centrales nucléaires, les centrales au gaz à cycle combiné ont clairement l'avantage sur les centrales à houille. Les coûts d'électricité unitaires se situeraient dans une fourchette de 2,22 à 2,75 cents des États-Unis d'Amérique suivant la charge. En particulier, avec des charges faibles, une nouvelle centrale à houille ne serait pas concurrentielle au vu des coûts marginaux à long terme.

31. Un point essentiel du débat en cours sur la mise en place d'un secteur de l'énergie durable, est l'internalisation des coûts des effets externes. Il n'est bien sûr pas possible de procéder à une internalisation correcte avec les droits de propriété existant dans les économies de marché comme dans les économies en transition, mais il serait très intéressant, à la fois pour les responsables politiques et pour les entreprises, d'avoir une idée des coûts des effets externes de la production d'électricité (graphique 22). D'après les calculs effectués, la moyenne des coûts externes liés à la production d'électricité dans les centrales actuelles fonctionnant à la houille et au lignite est presque plus élevée que les coûts de production directs. D'un autre côté, il semble que par rapport aux centrales à énergie fossile, les centrales nucléaires ont un net avantage.

Tableau 1. Facteurs déterminants pour l'avenir de l'utilisation du charbon pour la production d'électricité dans un avenir proche

Facteur	Éléments à considérer	Degré d'incertitude
Évolution des techniques	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Rendement thermique</li> <li>– Apparition du cycle combiné</li> </ul>	Faible, les centrales au gaz sont supérieures
Évolution des réglementations	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Progrès de la libéralisation du marché, y compris pour le gaz naturel</li> <li>– Création d'institutions de marché</li> <li>– Mesures fédérales (UE) ou au niveau des États</li> <li>– Définition et réalisation de la sécurité des approvisionnements</li> </ul>	Élevé en Europe de l'Ouest Moyen à élevé aux États-Unis d'Amérique Très élevé dans les économies en transition
Caractéristiques et buts des réglementations	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Buts des réglementations: risque faible/rentabilité</li> <li>– Structure financière: capitaux propres/capitaux empruntés</li> </ul>	Faible aux États-Unis d'Amérique Élevé en Europe de l'Ouest Très élevé dans les économies en transition
Politique énergétique	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Subventions</li> <li>– Buts nationaux en matière d'énergie</li> <li>– Législation protectrice</li> </ul>	Moyen en Europe de l'Ouest Moyen à élevé dans les économies en transition Sans objet aux États-Unis d'Amérique
Contraintes environnementales	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Protocole de Kyoto</li> <li>– Législation nationale</li> </ul>	Risque difficile à préciser
Taxation de l'énergie	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Taxe énergétique</li> <li>– Taxe sur le CO<sub>2</sub></li> </ul>	Risque difficile à préciser, sans doute le plus faible aux États-Unis d'Amérique
Ouverture théorique ou réelle du marché	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Accès à la distribution</li> <li>– Centres d'échanges efficaces</li> <li>– Accès aux échanges</li> </ul>	Moyen en Europe de l'Ouest Très élevé dans les économies en transition Faible à moyen aux États-Unis d'Amérique
Compétitivité d'ensemble des différentes centrales énergétiques	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Coût fixe</li> <li>– Coût variable</li> <li>– Utilisation du sol</li> <li>– Pollution</li> </ul>	Faible incertitude au moins à moyen terme: les centrales au gaz et les centrales nucléaires existantes (amorties) sont supérieures aux autres centrales énergétiques
Situation générale	Un ensemble complexe de facteurs en interaction	Incertitude importante mais certains facteurs défavorables à l'utilisation du charbon dans la production d'électricité

Source: secrétariat de la CEE.

32. Une autre question qui se pose est celle de savoir comment ces effets externes pourraient être pris en compte de façon efficace. Malheureusement, à part quelques exceptions dans les économies de marché, il n'existe aucun système efficace qui permettrait de traiter le problème de façon appropriée. Les débats et l'action se concentrent essentiellement sur la taxation de



l'énergie et du CO<sub>2</sub> alors qu'un système cohérent d'échange international de droits d'émission est loin d'être élaboré (graphique 23).

## **V. CONCLUSIONS PRÉLIMINAIRES SUR L'AVENIR POSSIBLE DU CHARBON COMME SOURCE D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE**

33. L'avenir du charbon dans le secteur de la production d'électricité semble à présent très incertain. Les réserves de charbon sont abondantes dans le monde, notamment dans la région de la CEE, le parc actuel de centrales énergétiques au charbon est considérable et l'acceptation de nouvelles centrales nucléaires dans la région est problématique. Toutefois, les bouleversements d'ordre réglementaire ou technique cités plus haut, auxquels s'ajoutent de graves préoccupations au sujet de l'environnement, ne sont pas nécessairement favorables à une utilisation accrue du charbon pour la production d'électricité. Cela reste vrai malgré les augmentations, sans doute conséquentes à long terme, du rendement thermique des centrales au charbon.

34. Bien que des travaux soient en cours pour la mise au point de techniques propres pour la production d'électricité à partir du charbon, l'utilisation généralisée de ces techniques se heurte à des obstacles importants, notamment:

- Le refus persistant par la population et les milieux politiques des centrales au charbon;
- Les incertitudes liées à la réglementation future des émissions de CO<sub>2</sub>;
- L'absence d'informations transparentes sur les coûts des nouvelles technologies;
- L'absence d'incitations à leur développement et à leur mise en œuvre;
- L'absence d'incitations pour des projets de recherche et développement sur le piégeage du CO<sub>2</sub>.

35. D'après les estimations actuelles des extensions probables de la capacité de production d'électricité aux États-Unis d'Amérique et en Europe de l'Ouest au cours des 5 à 20 prochaines années, les centrales au gaz à cycle combiné ont l'avantage. Ainsi, pour la période allant de 1997 à 2005, on estime qu'environ 60 % des projets de centrales en Europe de l'Ouest concerneront des installations au gaz. Il n'y aurait presque pas de nouvelles centrales au charbon (graphique 24). Le cycle combiné paraît également avoir la préférence pour l'accroissement de la production d'électricité aux États-Unis d'Amérique (graphique 25). Environ 45 % des nouveaux projets de centrales énergétiques au cours des 20 prochaines années devraient être des cycles combinés au gaz.

36. Malgré la diminution prévue de l'importance des centrales thermiques à vapeur dans le parc mondial pour les années à venir, dont la proportion, de 54 % en 1995 passera à 46 % en 2010, le charbon restera sans doute le combustible dominant pour la production d'électricité dans la région de la CEE. Mais cette position, fondée sur les estimations disponibles sur l'évolution du parc de centrales au cours des 20 prochaines années, pourrait être menacée par le gaz naturel d'ici à l'an 2020, au moins en Europe de l'Ouest et peut-être aux États-Unis d'Amérique. En même temps, l'évolution de la situation dans certaines économies en transition, notamment en Russie et en Ukraine, est difficile à évaluer. Ainsi, la Russie a annoncé son

intention de remplacer une partie de ses centrales au gaz par des centrales au charbon, mais il n'est pas sûr que des investissements suffisants puissent être engagés à cette fin. Par ailleurs, la situation économique et énergétique difficile de l'Ukraine ne permet pas de prévoir l'avenir à long terme de son secteur de l'électricité.

37. Parallèlement à une évaluation continue de l'évolution des technologies, des marchés et des réglementations dans le secteur énergétique de la région de la CEE, et de son impact sur l'utilisation du charbon pour la production d'électricité, des recherches plus approfondies sur la question seraient utiles aussi bien aux gouvernements qu'au secteur privé de la région. La CEE continuera à jouer son rôle dans ce domaine important.

**ANNEXE I**

**DONNÉES DE BASE SUR L'UTILISATION DU CHARBON POUR LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ DANS LA RÉGION DE LA CEE, 1998-2000**

**Tableau A-1**  
**Livraisons de houille aux centrales énergétiques de la région de la CEE (Mt)**

<b>Principaux pays</b>	<b>Effectifs 1998</b>	<b>Estimations 1999</b>	<b>Prévisions 2000</b>
Belgique	5	3,7	3,7
Danemark	8,9	7,5	5,6
Finlande	2,1	2,2	2,2
France	12,6	11,6	8,9
Allemagne	51,1	49,9	50,1
Italie	8,0	8,4	8,4
Pays-Bas	9,3	7,0	6,9
Portugal	5,0	5,2	4,0
Espagne	24,9	29,9	29,9
Royaume-Uni	46,6	39,4	35,0
<b>Union européenne</b>	<b>177,5</b>	<b>168,1</b>	<b>158,2</b>
Israël	9	10	10
Turquie	2	2	2
<b>Europe de l'Ouest</b>	<b>189</b>	<b>180</b>	<b>170</b>
Canada	14	13	
États-Unis d'Amérique	811	845	
<b>Amérique du Nord</b>	<b>825</b>	<b>858</b>	
République tchèque	2	3	–
Hongrie	1	1	1
Pologne	55	48	–
Roumanie	4	2	3
Kazakhstan	34	32	30
Fédération de Russie	88	90	–
Ukraine	22	22	–
<b>Europe centrale et ex-Union soviétique</b>	<b>206</b>	<b>198</b>	
<b>TOTAL CEE</b>	<b>1 220</b>	<b>1 236</b>	

Source: Commission européenne, AIE et CEE/ONU.

**Tableau A-2**  
**Livraisons de lignite aux centrales énergétiques en Europe centrale et orientale**  
**et dans la CEI (Mt)**

Principaux pays	Effectifs 1998	Estimations 1999	Prévisions 2000
Bulgarie	27	24	–
République tchèque	31	32	–
Hongrie	14	14	13
Pologne	63	60	61
Roumanie	22	20	22
Slovaquie	3	3	3
Fédération de Russie	50	63	64
<b>Europe centrale et ex-Union soviétique</b>	<b>210</b>	<b>216</b>	

Source: CEE/ONU.

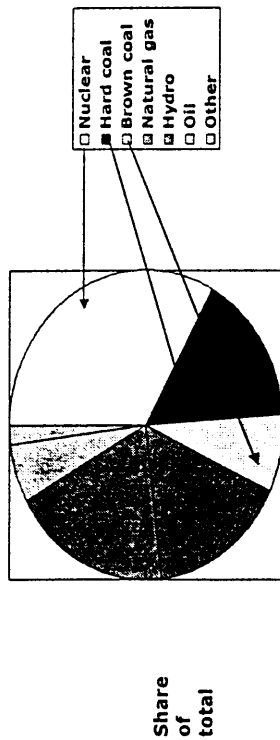
**Tableau A-3**  
**Production brute d'électricité en 1998 et part du charbon**  
**dans certains pays de la CEE/ONU**

	Production (TWh)	Part du charbon (%)
Europe OCDE	3 032	31
Europe non-OCDE	205	38
Ex-Union soviétique	1 224,48	21
CEE/ONU	8 833	31
Canada	561,69	19
États-Unis d'Amérique	3 803,71	53
Autriche	55,89	9
Belgique	82,13	21
Danemark	41,08	58
Finlande	70,17	19
France	506,93	7
Allemagne	552,38	54
Grèce	46,18	70
Italie	253,64	11

	<b>Production (TWh)</b>	<b>Part du charbon (%)</b>
Pays-Bas	91,17	30
Portugal	38,91	31
Espagne	193,53	33
Suède	158,23	2
Royaume-Uni	356,62	35
Bélarus	25,3	0
Bulgarie	41,5	45
République tchèque	64,62	72
Ex-République Yougoslavie	40,7	64
Hongrie	37,19	26
Pologne	140,77	96
Roumanie	53,5	28
Fédération de Russie	826,1	19
Kazakhstan	49,1	72
Slovaquie	25,2	23
Slovénie	13,7	35
Turquie	111,02	32
Ukraine	172,8	26
Ouzbékistan	45,9	4
<b>MONDE</b>	<b>14 330</b>	<b>38</b>

Source: AIE/OCDE.

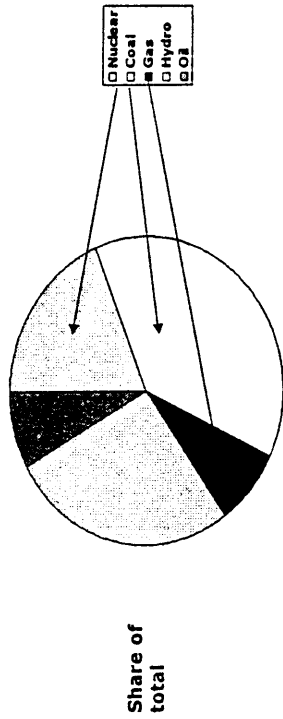
### 1. Electricity production by fuel type, Western Europe, 2000, estimate



Note: shares from nuclear on clockwise

Source: Own estimate based on Initial Eurelectric data

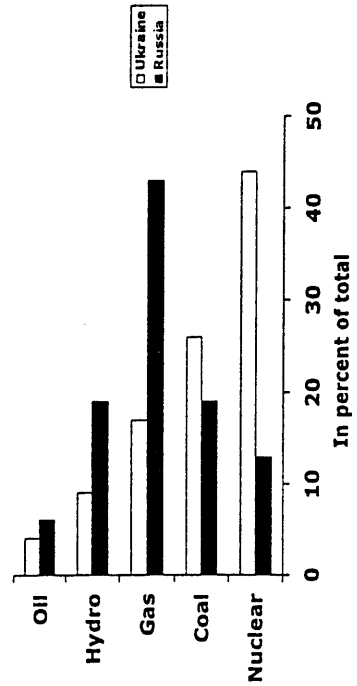
### 2. Electricity production by fuel type, Central & Eastern Europe, 1999



Note: shares from nuclear on clockwise

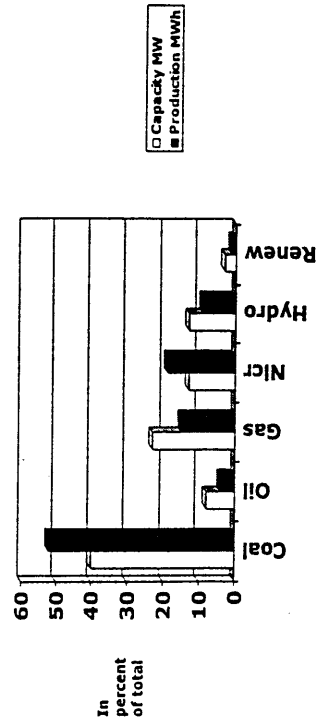
Source: ECE, IEA / OECD

### 3. Electricity production by fuel type, Russia & Ukraine, 1999



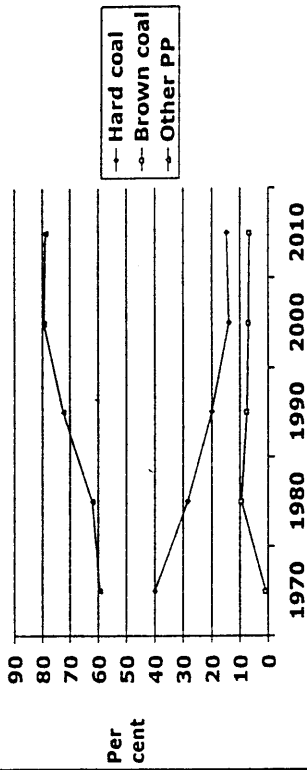
Source: ECE

### 4. Installed capacity & generation, by energy source, USA, 1998



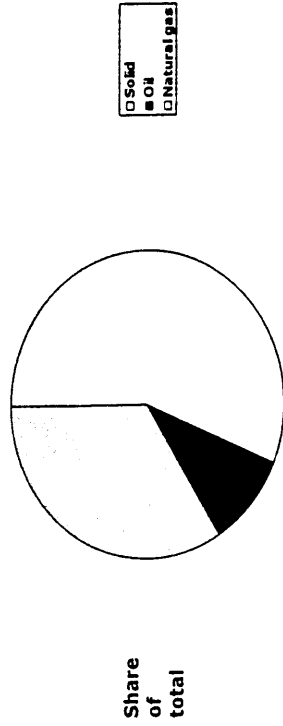
Source: Own construction based on Initial ETA data

### 5. Coal-based PP share in electricity generation, W. Europe, 1970-2010



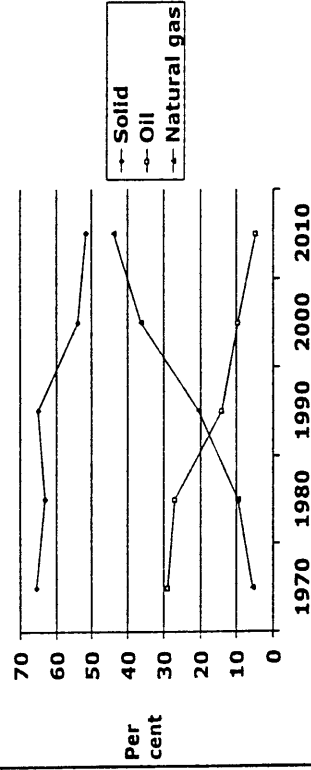
Source: Eurelectric 1998

### 6. Fuel use for electricity production, Western Europe, 2000, estimate



Source: Own estimate based on Initial Eurelectric data

### 7. Share of solid fuels in the total fuel consumption for electricity generation, W. Europe, 1970-2010



Source: Own construction with Eurelectric data 1998

### 8. Thermal efficiency of selected types of generators, status, 2000

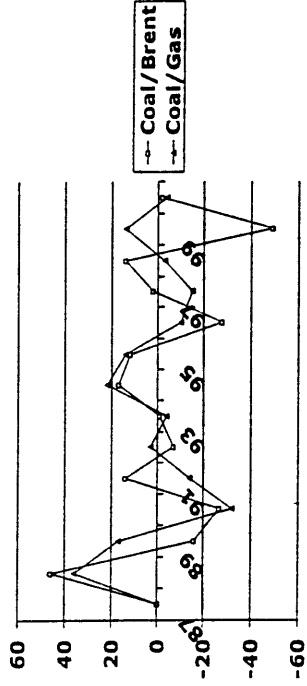
1. Fossil-fuelled steam-electric plants	33-35 per cent <sup>1,2</sup>
2. Gas turbines	30-34 per cent
3. Natural gas combined cycle units	50-60 per cent
4. New advanced coal technology	38-45 per cent

1) Reportedly 28% in China and 38% in Germany

2) Targeted increase to 50%

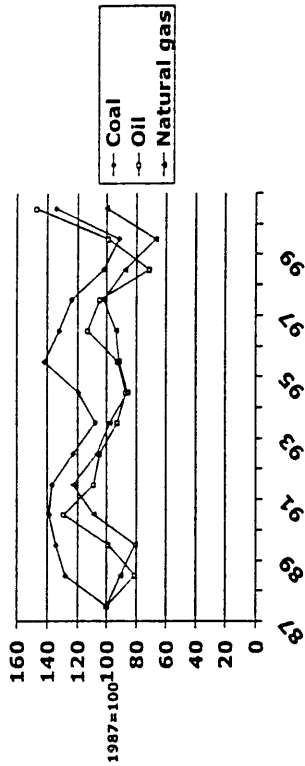
Source: Industry and government experts

### 10. Relative wholesale price competitiveness of coal to crude oil and gas, W. Europe, 1987-2000



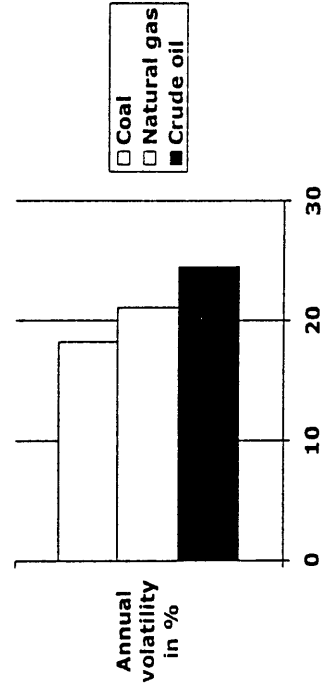
Source: Our calculation  
Prices: Brent for oil, NW Europe for coal and WE border price for gas; 1987=0

### 9. Crude oil, coal & gas wholesale prices, W. Europe, 1987-2000



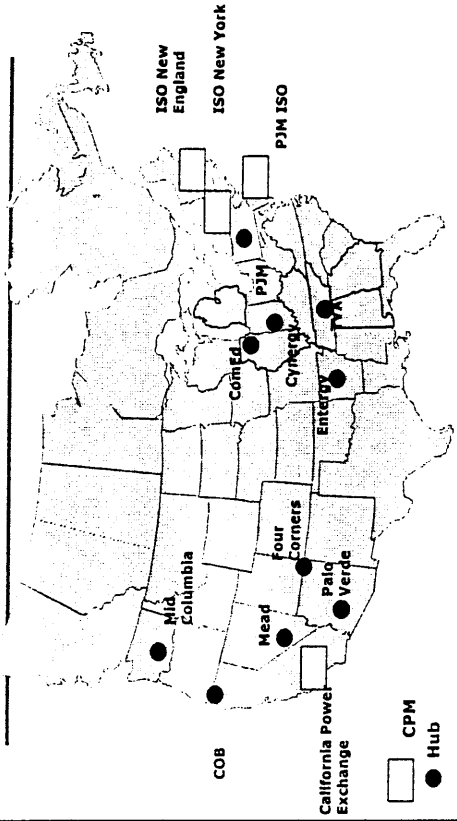
Source: BP and ECE  
Prices: Brent for oil, NW Europe for coal and WE border price for gas; 1987=100

### 11. Wholesale fuel price volatility, Western Europe, 1987-2000



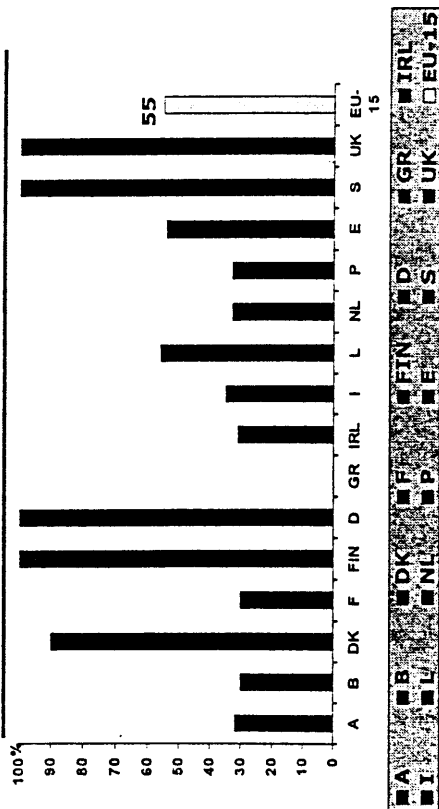
Source: ECE secretariat

### 12. USA wholesale electricity trading hubs and centralized power markets, 2000

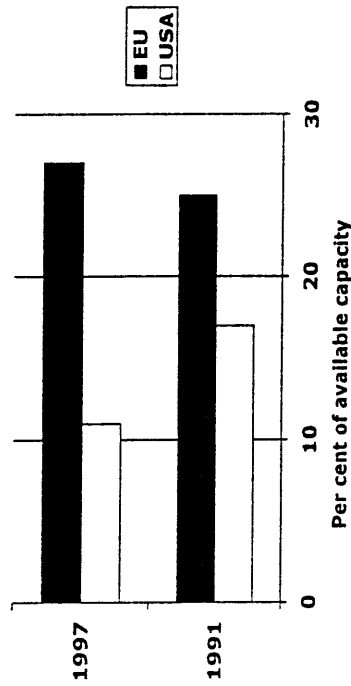




13. Electricity market opening in EU, estimate 2001, in percent

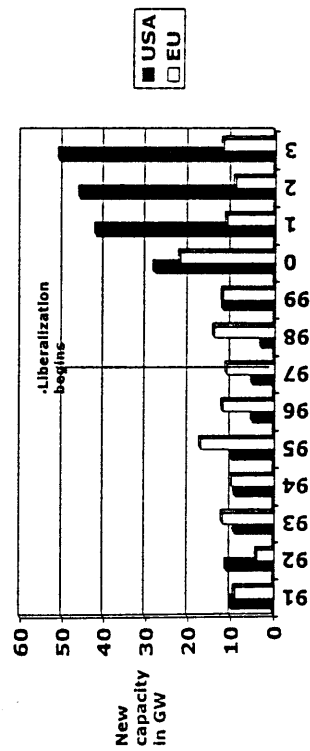


14. Reserve capacity margin, USA vs EU, 1991 and 1997, in per cent



Source: SIEMENS & ECE secretariat

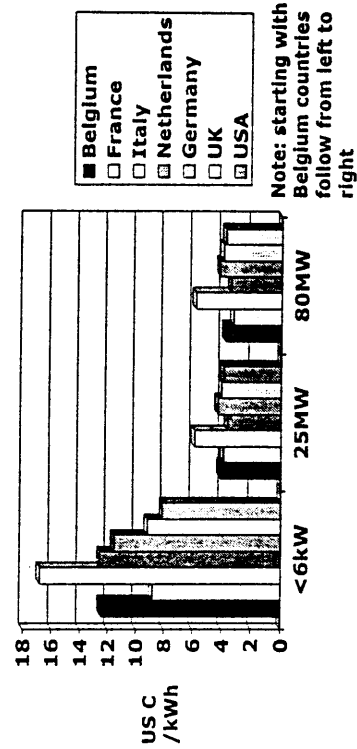
15. Construction of new PP and liberalization, USA and EU-15



Total added:  
USA 241 GW,  
EU 155 GW

Source: ECE, Siemens, 2001

16. Electricity prices, Europe & USA, 1/1/2001 in US cents /kWh



Source: ECE secretariat

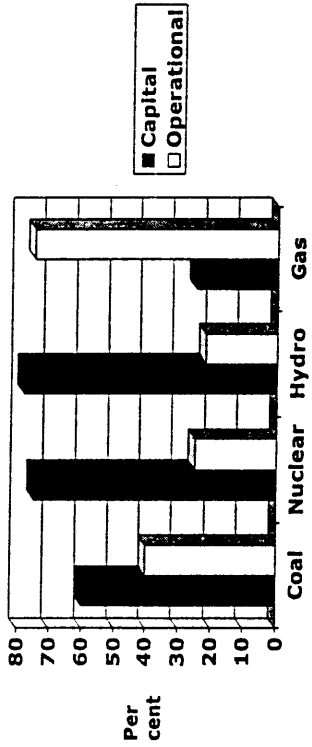
Load factor 60% where applicable, w/o VAT

**17. Average fuel price for electricity generation, USA, 1998-99**



Source: EIA, 2000

**18. Cost structure of electricity production, LMC, total = 100%**



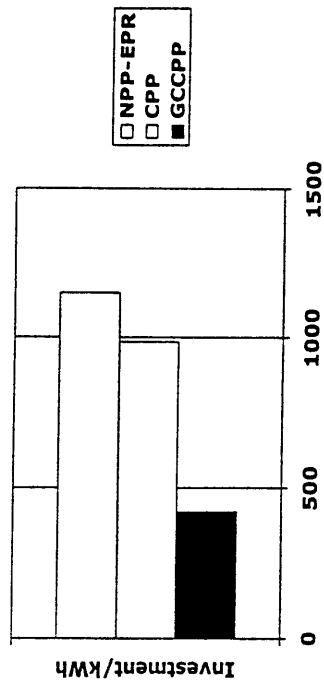
Source: ECE secretariat

**19. Fuel costs in PP, in US¢/kWh, estimate, 1999-2001 average**



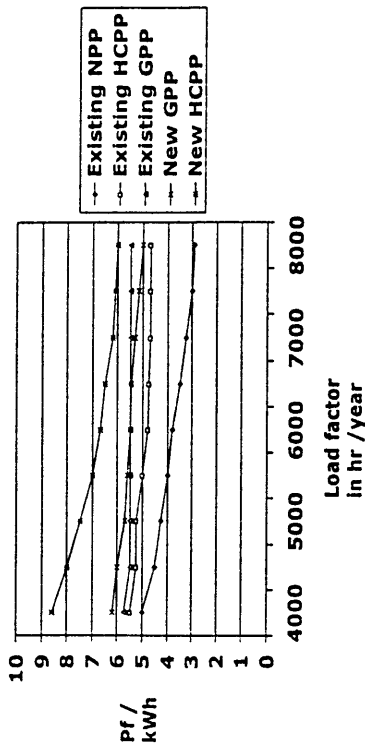
Source: ECE secretariat

**20. Specific investment costs in PP, in \$/kW, estimate, 1999/2000**



Source: ECE secretariat

21. Generation cost of various PP, example of Germany, Pf/kWh, 1999



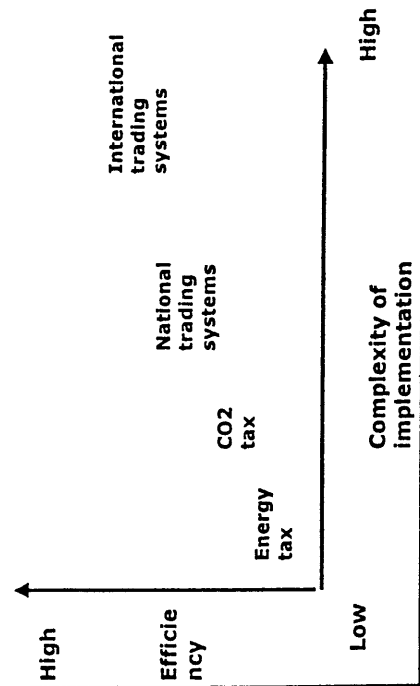
Source: Bayernwerk, 1999

22. External cost of generating electricity, Pf/kWh, EU, 1999



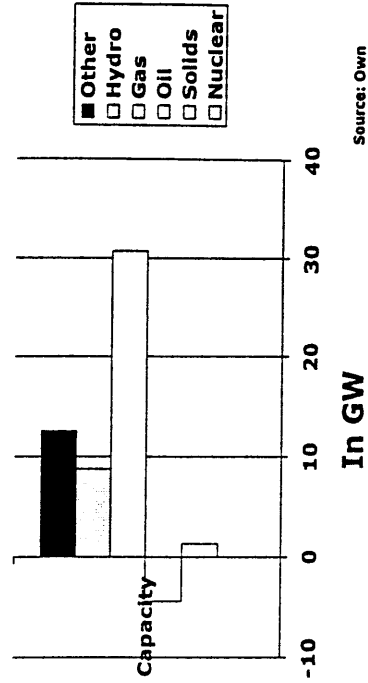
Source: EU

23. Alternative ways of capturing a part of external electricity generation costs: case in point - emissions



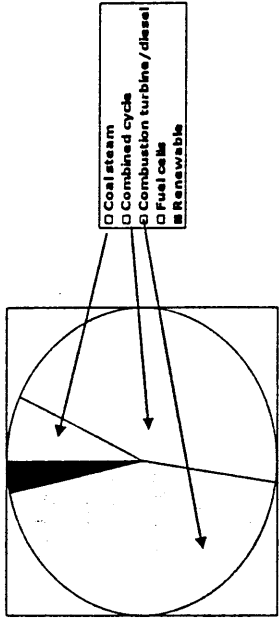
Source: BE

24. Expected PP net commissioning, W Europe, 1997-2005, in GW



Source: Own construction on initial Eurelectric data

**25. Projected additions to electricity generation capacity, by technology type, USA, 1999-2020**



In GW  
- total  
299.9

Source: Own construction based on EIA data

-----