

Les énergies autres que le nucléaire¹

H.Nifenecker

LPSC, Grenoble
et

Sauvons le Climat (<http://www.sauvonsleclimat.org>)

Résumé

On rappelle les différentes définitions de l'énergie utilisées par les économistes. Consommations présentes et envisagées des énergies fossile et nucléaire sont présentées ainsi que les réserves correspondantes. Le nombre d'années de réserve est calculé pour différents scénarios. On montre que seul le charbon et l'uranium permettent de faire face à la demande au cours du 21^{ème} siècle. L'utilisation massive, sans précautions particulières, de combustibles fossiles et, en particulier, du charbon est incompatible avec une évolution raisonnable du réchauffement climatique. On discute des techniques de charbon propre, y compris des perspectives offertes par la capture et la séquestration du gaz carbonique. On discute ensuite des énergies renouvelables, particulièrement dans leur application de production d'électricité. On distingue les énergies renouvelables à débit contrôlable de celles de caractère intermittent. Parmi les premières on trouve l'hydraulique, la biomasse et la géothermie. Parmi les secondes l'éolien et le solaire. Au plan mondial, l'hydroélectricité restera la principale source d'électricité renouvelable centralisée. Le solaire photovoltaïque avec stockage par batteries, est extrêmement prometteur pour l'équipement des régions dépourvues de réseau. La biomasse devrait fournir des carburants de substitution. La géothermie pourrait être une source intéressante de chaleur basse température. Le développement de l'éolien se heurtera au manque de capacité de stockage de l'électricité et sa contribution ne devrait pas dépasser 10% de la consommation électrique. Son développement est très lié à l'existence d'un fort soutien financier.

Abstract

The different meanings of the word « energy », as understood by economists, are reviewed and explained. Present rates of consumption of fossil and nuclear fuels are given as well as corresponding reserves and resources. The time left before exhaustion of these reserves is calculated for different energy consumption scenarios. One finds that coal and nuclear only allow to reach the end of this century. Without specific dispositions, the predicted massive use of coal is not compatible with any admissible value of global heating. Thus, we discuss the clean coal techniques, including carbon dioxide capture and storage. One proceeds with the discussion of availability and feasibility of renewable energies, with special attention to electricity production. One distinguishes controllable renewable energies from those which are intermittent. Among the first we find hydroelectricity, biomass, and geothermal and among the second, wind and solar. At

¹ Une grande partie de cet article s'inspire de chapitres divers du livre : « L'énergie de demain : technique, environnement, économie » EDP Sciences 2005. Nous mettons en référence dans le titre de certaines sections de ce cours le numéro des chapitres du livre qui s'y rapportent.

world level, hydroelectricity will, most probably, remain the main renewable contributor to electricity production. Photovoltaic is extremely promising for providing villages remote deprived from access to a centralized network. Biomass should be an important source of bio-fuels. Geothermal energy should be an interesting source of low temperature heat. Development of wind energy will be inhibited by the lack of cheap and massive electricity storage; its contribution should not exceed 10% of electricity production. Its present development is totally dependent upon massive public support.

Table des matières

	Résumé	1
	Abstract	1
1	Conventions (Chapitre 4)	3
1.1	Un exemple	4
1.2	Energie finale	5
1.3	Energie primaire	5
2	Consommations et ressources (chapitre 4).....	7
2.1	Consommations	7
2.2	Ressources et réserves	9
2.3	Les prévisions des scénarios (chapitre 4).....	10
3	Electricité et émissions de CO2	11
3.1	Les énergies non émettrices de gaz carbonique	12
4	Les combustibles fossiles	13
4.1	Réactions élémentaires	13
4.2	Les techniques de production d'électricité avec les combustibles fossiles.....	14
4.2.1	Génératrices à cycles combinés.....	14
4.2.2	Les techniques de charbon propre.(chapitre 9)	15
4.3	La capture du gaz carbonique (cf. rapport de la commission présidée par Christian Brodhag pour le MEDD).....	16
4.3.1	Transport du gaz carbonique	17
4.3.2	Les sites de stockage	18
4.3.3	Les exemples	18
5	Les énergie renouvelables continues.....	19
5.1	La biomasse (chapitre 13 et C.Acket sur http://www.sauvonsleclimat.org).....	19
5.1.1	La production du carbone organique.....	19
5.1.2	Ressources de biomasse	20
5.1.3	Les biocarburants	21
5.1.4	Chauffage au bois.....	23
5.2	L'hydroélectricité. (chapitre 12)	24
5.2.1	Les différents types d'aménagements hydrauliques	24
5.3	La géothermie (chapitre 14)	27
6	Les énergies renouvelables intermittentes.....	28
6.1	L'énergie éolienne (chapitres 15 et 16).....	28
6.1.1	Eléments de physique des éoliennes	28
6.1.2	La ressource éolienne	33
6.1.3	Les conséquences de l'intermittence.....	33

6.1.4	L'économie des éoliennes	35
6.1.5	Les maréoliennes.....	36
6.2	Le Solaire (chapitres 17 et 18)	37
6.2.1	La ressource.....	37
6.2.2	Le Photovoltaïque (chapitre 17).....	37
6.2.3	Le solaire « thermodynamique » (chapitre 18)	43
6.2.4	Les tours météorologiques	45
7	Comparaison des coûts.....	47
8	Conclusions	48
	Pour en savoir plus	49
	Sites WEB	49

1 Conventions (Chapitre 4)

Pour le physicien l'énergie se mesure simplement en Joules ou en ses multiples : Méga, Giga, Tera (soit mille Giga). Pour l'électricien, on utilisera plutôt le Watt-heure ou ses multiples. 1 Watt-heure (Wh) vaut 3600 Joules. Mais tout cela est trop simple pour les économistes ! Ils utilisent généralement comme unité pratique la Tonne Equivalent Pétrole (tep) qui est l'énergie dégagée par la combustion d'un tonne de pétrole. Ce pétrole est d'ailleurs un pétrole théorique qui veut représenter une composition moyenne du pétrole. 1 tep vaut environ 42 Giga Joules (GJ). On obtient alors le tableau de correspondance :

	Giga Joule (GJ)	Giga Watt-heure(GWh)	Tonne équivalent pétrole (tep)
1 GJ vaut	1	$2,77 \cdot 10^{-3}$	0,0238
1 GWh vaut	3600	1	85,7
1 tep vaut	42	0,0117	1

Tableau 1

Equivalences entre les unités d'énergie les plus courantes

Les combustibles fossiles ont différentes valeurs énergétiques mesurées en tep comme le montre le **Tableau 2**. La complexité ne s'arrête pas là. Les économistes distinguent aussi l'énergie utile, l'énergie finale et l'énergie primaire.

1 tonne de pétrole d'Arabie Saoudite	vaut	1,016 tep
1 tonne de pétrole US	vaut	1,028 tep
1 tonne de pétrole Chinois	vaut	1,000 tep
1 tonne de pétrole Norvégien	vaut	1,026 tep
1 tonne de Diesel	vaut	1,035 tep
1 tonne d'essence	vaut	1,070 tep
1 tonne de GPL	vaut	1,130 tep
1 tonne de fuel	vaut	0,960 tep
1 tonne de charbon US	vaut	0,646 tep
1 tonne de charbon Chinois	vaut	0,500 tep
1 tonne de charbon Allemand	vaut	0,600 tep
1 tonne équivalent Charbon (Tec)	vaut	0,690 tep

Tableau 2

Contenu énergétique de différents combustibles fossiles. Ces valeurs sont données à titre indicatif et varient en fonction du temps car la composition des combustibles varient de même dans chaque pays.

1.1 Un exemple

Pour définir les différentes formes d'énergie utilisées par les économistes il est éclairant de partir d'un exemple concret. Celui, par exemple, une voiture d'une tonne gravissant un col de 1000 mètres de haut. L'énergie utile déployée par cette voiture est $9,81 \cdot 10^6$ Joules soit encore 2,725 kWh ou 233 grammes équivalent pétrole (233 gep ou 0,233 kgep. Elle est indépendante de la vitesse et de la longueur du parcours. Manifestement elle ne tient compte ni de la friction, ni de la résistance l'air, ni du rendement du moteur. Supposons maintenant que la longueur du col soit de 10 km et que la voiture consomme 20 kgep aux cent kilomètres en montée (un peu plus de 20 litres au cent). On voit que l'énergie consommée, celle que paiera l'utilisateur appelée énergie finale vaut presque dix fois plus que l'énergie utile (environ 2 kgep). Supposons que, dans le cas considéré, le rendement du moteur thermique soit de 25%. 0,267 kgep (0,5-0,233) équivalent pétrole sont, en réalité, utilisés pour surmonter friction et résistance de l'air. Si le moteur était un moteur électrique de rendement 70% l'énergie finale est ramenée à 0,71 kgep au lieu de 2 dans le cas du moteur thermique.

Remarquons qu'en terrain plat l'énergie utile ainsi définie est nulle ! On peut certes introduire une vitesse de déplacement, et donc une valeur minimum de l'énergie nécessaire pour le déplacement à vitesse donnée, celle du travail à faire contre la résistance de l'air. Mais la valeur de ce travail dépend du Cx du véhicule et n'a donc pas une valeur définie. Il y a là de la marge pour améliorer l'efficacité énergétique, aussi bien d'ailleurs que sur le rendement du moteur.

L'histoire ne s'arrête pas là. Pour extraire le pétrole, le raffiner, le transporter et le livrer à la pompe il faut une énergie supplémentaire. En l'ajoutant à l'énergie finale on obtient l'énergie primaire. Dans le cas présent l'énergie supplémentaire est de l'ordre de quelques dizaines de pour cent de l'énergie finale. Retenons donc une énergie primaire de 2,2 kgep.

Dans le cas du moteur électrique la situation devient vite compliquée. Si l'électricité est produite

par un barrage hydroélectrique le rendement peut atteindre 90%, et l'énergie primaire vaut 0,77 kgep. Si l'électricité est produite par une centrale thermique ou une centrale nucléaire de rendement égal à 33% l'énergie primaire vaut alors 2,1 kgep. Mais, en général, on ne sait pas par quelle installation l'électricité est produite. La relation entre énergie finale et primaire est alors définie de manière conventionnelle.

1.2 Energie finale

L'énergie finale est donc celle utilisée par l'utilisateur final (autrement dit celle qui lui est facturée), peu importe l'usage qu'il en fait. Par exemple l'usage final de l'électricité se mesure en kWh qu'il s'agisse du chauffage des locaux ou des aliments ou du fonctionnement d'un ordinateur. Le rendement de cet utilisation n'intervient donc pas explicitement : le kWh utilisé avec des ampoules électriques standard est le même que celui utilisé avec des lampes à faible consommation même si, dans ce dernier cas la quantité de lumière émise est cinq fois plus importante. On peut, bien entendu, traduire les kWh en tep. Ainsi, une installation de chauffage électrique de 1 kW fonctionnant continûment pendant un an conduit à une énergie finale de 8,76 MWh, soit, en utilisant le Tableau 1, à 0,75 tep. Il est sous-entendu que l'utilisation d'un chauffage électrique consommant 8,76 MWh donnerait le même niveau de confort que celui d'un chauffage au fuel brûlant 0,75 tep, alors que, bien évidemment, il faudrait tenir compte de l'efficacité du chauffage au fuel, en particulier du rendement de la chaudière, alors que pratiquement toute l'énergie du chauffage électrique sert à chauffer l'air ambiant. On voit que cette pratique défavorise, en général, l'utilisation de l'électricité pour ses utilisations non captives, telles que le chauffage des locaux et les transports. Cette remarque est encore plus pertinente si l'on considère l'énergie primaire.

1.3 Energie primaire

L'énergie primaire est, en principe, l'énergie nécessaire pour produire l'énergie finale. A titre d'exemple considérons la production d'électricité à l'aide d'une centrale au fuel. Reprenons le cas ci-dessus d'une installation de chauffage électrique consommant une énergie finale $E_F = 8,76$ MWh, soit 0.75 tep par an. Le courant est produit par une centrale qui a un rendement R . Des pertes P sont inévitables pendant le transport depuis la centrale jusqu'au lieu d'utilisation. Il s'ensuit que l'énergie primaire qu'il faut dépenser pour fournir E_F est : $E_R = \frac{E_F}{R(1-P)}$. Par

exemple, l'AIE choisit $R(1-P) = 0,33$. Il s'ensuit que dans le cas de notre exemple, l'énergie primaire consommée sera 2,25 tep par an. Au contraire dans le cas de l'utilisation d'une chaudière au fuel on fait l'hypothèse qu'énergie finale et primaire sont identiques, en tenant compte toutefois des consommations liées au transport et au raffinage. On voit donc que, pour toutes les applications non captives, l'évaluation, à service équivalent, des performances énergétiques est systématiquement défavorable à l'électricité, en ce sens que l'utilisation de l'électricité apparaît comme la plus gaspilleuse d'énergie primaire.

Pour l'AIE, toutefois, ceci n'est pas toujours vrai et dépend de la technique utilisée pour produire l'électricité. Si le facteur $R(1-P)$ est pris égal à 0,33 pour les combustibles fossiles et nucléaire, il est pris égal à l'unité pour l'hydroélectricité, l'éolien et le photovoltaïque. Pour le géothermique le désavantage est encore plus grand que pour les combustibles fossiles et le nucléaire puisque

l'AIE choisit une valeur de $R(1-P)$ de 0,1.

L'IIASA n'utilise pas les mêmes conventions que l'AIE puisqu'elle retient des valeurs de $R(1-P)$ variant entre 0,3 et 0,4. En effet l'IIASA estime que pour une comparaison valable entre les diverses méthodes de production d'électricité, il est préférable de déterminer la quantité de combustible fossile, le pétrole par exemple, qui serait nécessaire pour produire la même quantité d'électricité. C'est ainsi que pour le nucléaire et l'hydroélectrique elle retient la valeur de 0,4 et plutôt de 0,3 pour le charbon. Ces différentes valeurs de $R(1-P)$ reflètent essentiellement les dépenses énergétiques de production du combustible, nulles pour l'hydroélectricité et maximum pour le charbon (essentiellement à cause du transport du charbon).

En France les facteurs de conversion entre énergies finales et primaires sont définis par la Direction Générale de l'Energie et des Matières Premières (DGEMP) du ministère de l'industrie. Pour l'électricité, jusqu'en 2001, la France appliquait strictement, depuis les premiers bilans énergétiques, la méthode de « l'équivalent primaire à la production » : quelle que soit l'origine de l'énergie électrique considérée, quel que soit son usage, un coefficient de substitution unique était utilisé. Ce coefficient était fixé à 0,222 tep depuis 1972 (auparavant, il était égal à 0,4 tec/MWh, soit 0,27 tep/MWh). Autrement dit, l'électricité était comptabilisée dans les bilans de l'Observatoire de l'énergie, à tous les niveaux (production, échanges avec l'étranger, consommation), avec l'équivalence 0,222 tep/MWh. L'électricité était ainsi comptabilisée comme la quantité de pétrole qui serait nécessaire pour produire cette énergie électrique dans une centrale thermique classique théorique de rendement égal à $0,086/0,222 = 38,7\%$ (contre 31,9% avant 1972). La pratique française était donc très proche de celle de l'IIASA.

En session du 14 février 2002, le Conseil d'orientation de l'Observatoire de l'Énergie a résolu d'adopter, dès la publication du bilan énergétique de 2001, la méthode commune à l'AIE, Eurostat et le CME concernant le coefficient de l'électricité. Pour l'électricité, il convient en conséquence de distinguer trois cas :

- 1 l'électricité produite par une centrale nucléaire est comptabilisée selon la méthode de l'équivalent primaire à la production, avec un rendement théorique de conversion des installations égal à 33% le coefficient de substitution est donc $0,086/0,33 = 0,2606$ tep/MWh ;
- 2 l'électricité produite par une centrale géothermique est comptabilisée selon la méthode de l'équivalent primaire à la production, avec un rendement théorique de conversion des installations égal à 10%, soit un rendement de substitution de 0,86 tep/MWh
- 3 toutes les autres formes d'électricité (production par une centrale thermique classique, hydraulique, éolienne, marémotrice, photovoltaïque, etc., échanges avec l'étranger, consommation finale) sont comptabilisées selon la méthode du contenu énergétique, avec le coefficient 0,086 tep/MWh.

On peut constater qu'avec ces conventions le remplacement de toutes les centrales nucléaires, produisant environ 400 TWh, par des centrales au fuel de même rendement se traduirait par une diminution de la consommation d'énergie de 104 Mtep à 34 Mtep ! C'est, en sens inverse, le miracle de la multiplication des pains ! Une piste à approfondir pour les tenants d'une réduction de notre consommation d'énergie.

Dans la mesure où le choix d'une méthode de production d'électricité pourrait se faire par comparaison avec celle utilisant un combustible fossile, la pratique retenue par l'IIASA semble la mieux adaptée. Malgré cet avantage de la méthode utilisée par l'IIASA, nous retenons les

statistiques de l'AIE pour l'examen de l'évolution récente des consommations énergétiques car elles sont, en général, mieux documentées que celles de l'IIASA. La différence essentielle entre les deux approches concerne l'hydroélectricité.

2 Consommations et ressources (chapitre 4)

2.1 Consommations

Le Tableau 3 résume les contributions des différentes sources à la production d'énergie primaire. On remarque que pour une production d'électricité équivalente la convention de correspondance entre énergie finale et énergie primaire la production d'énergie primaire allouée au nucléaire est trois fois plus grande que celle de l'hydraulique.

La consommation (pratiquement égale à la production) mondiale d'énergie atteint plus de 11 Gtep. et celle des combustibles fossiles 9,1, soit plus de 80%.

	charbon	pétrole	gaz	nucléaire	hydro	biomasse	éolien	total
Mtep	2775	4023	2307	714	241	1173	57	11290
%	24,6	35,6	20,4	6,3	2,1	10,4	0,5	100,0

Tableau 3

Répartition de la production énergétique primaire (en Mtep) entre les différentes sources (AIE) en 2004. La colonne marquée « éolien, solaire » inclut également la géothermie à laquelle la convention de l'AIE donne un poids particulièrement important.

Il est aussi intéressant d'observer l'évolution des consommations. Elle est présentée sur le Tableau 4. On constate que c'est la consommation de charbon qui croît le plus vite. Ceci est à relier au développement très rapide de la consommation chinoise, comme on peut le voir sur la Figure 1.

	charbon	pétrole	gaz	nucléaire	hydro	biomasse	éolien	total
croissance %	4,6	2,2	2,5	1,4	1,7	1,8	2,9	2,7

Tableau 4

Evolution des quantités d'énergie primaire par source mesurée en moyenne annuelle entre 2000 et 2004 (AIE)

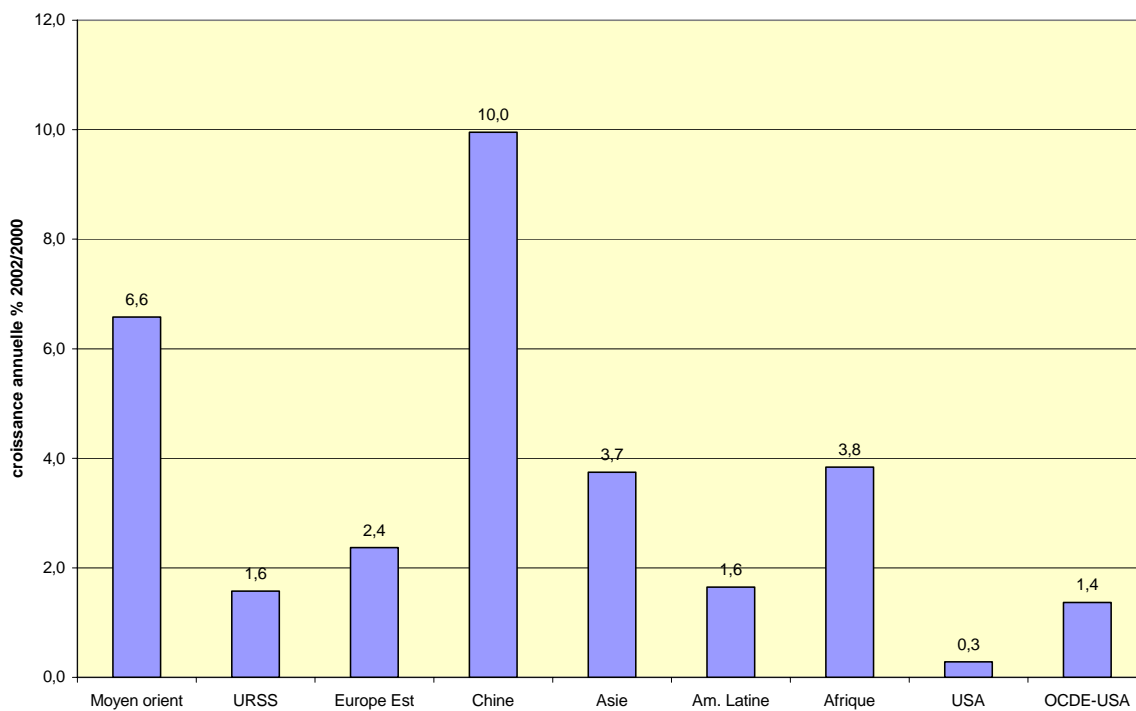


Figure 1

Taux annuels de croissance de la consommation énergétique calculé entre 2000 et 2004 (AIE) pour divers agrégats géographiques.

Globalement la croissance de la consommation énergétique ne montre aucun signe de ralentissement, au contraire, comme le montre la Figure 2. On remarque sur celle-ci qu'en 2004 la consommation énergétique du reste du monde a dépassé celle des pays de l'OCDE.

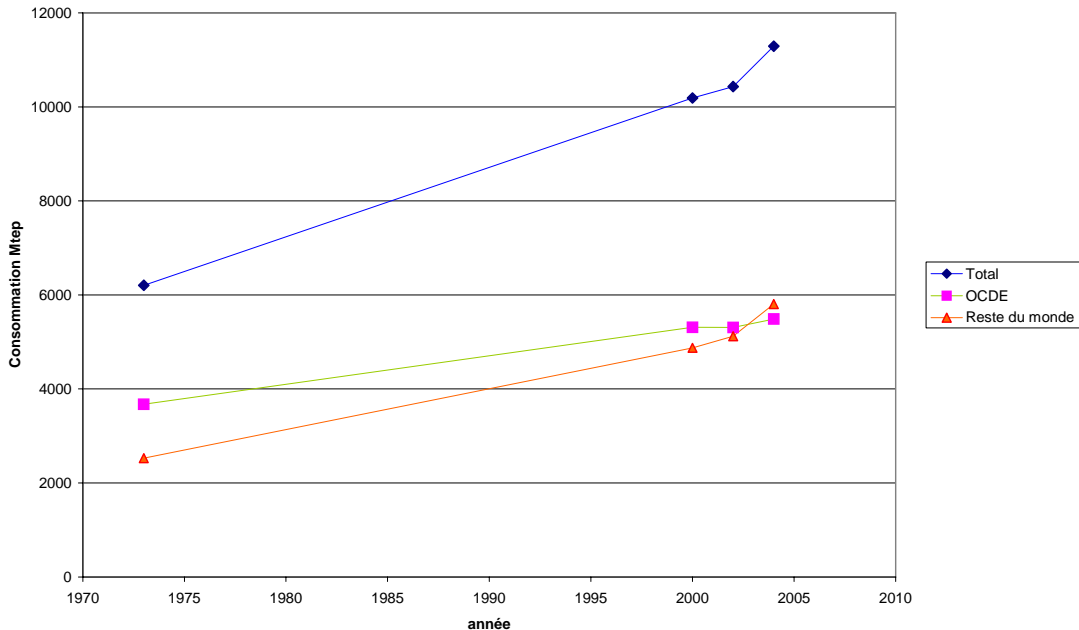


Figure 2

Evolution de la consommation mondiale d'énergie depuis 1973. On a aussi porté l'évolution de la consommation des pays développés (OCDE) et celle du reste du monde.

2.2 Ressources et réserves

Pendant combien de temps les ressources fossiles nous permettront de consommer au rythme actuel ? Pour répondre à cette question il faut évidemment en avoir une estimation. Or, comme pour ce qui concerne les diverses définitions de l'énergie, la situation est ici assez confuse. Il faut d'abord distinguer les réserves reconnues, les réserves probables et les ressources.

Les **ressources** sont constituées de toutes les quantités atteignables et éventuellement exploitables avec l'évolution des techniques. B. Durand (Energie et environnement : les raisons d'une crise annoncée, à paraître) donne l'exemple des 5 milliards de tonnes de méthane contenus dans l'atmosphère à une concentration de l'ordre de 1 ppm (partie par million) : il est techniquement possible de les extraire mais à un coût énergétique prohibitif (largement supérieur à l'énergie qu'on pourrait en tirer), ce qui n'en fait pas une réserve énergétique. On peut aussi citer les 3 milliards de tonnes d'uranium dissous dans les mers et océans qui sont généralement considérés comme des ressources avec la technique actuelle de réacteurs nucléaires qui exige 200 tonnes d'uranium naturel pour produire 8 TWh. Les réacteurs surgénérateurs qui utilisent 100 fois mieux l'uranium naturel transformerait l'uranium océanique en réserves.

Les **réserves** classées en trois catégories dans le monde pétrolier (B. Durand), les réserves **prouvées**, les réserves **probables** et les réserves **possibles**. Pour les autres combustibles fossiles on utilise des classifications similaires mais pas complètement identiques. Il arrive également qu'on parle de réserves **à découvrir** par opposition aux réserves prouvées. Même pour les réserves prouvées il existe des ambiguïtés car elles dépendent du prix d'extraction considéré comme acceptable. Par exemple, au prix de 80 \$/kg les réserves prouvées d'uranium sont de 2,4 millions de tonnes mais elles atteignent 4,7 millions de tonnes au prix de 130 \$/kg (Agence de l'Energie Nucléaire). Elles dépendent aussi des techniques de récupération, surtout pour le

pétrole et le gaz, mais aussi pour le charbon en ce qui concerne la profondeur envisageable des mines. Enfin les réserves de pétrole annoncées par les états producteurs servent à répartir les quotas de production. Ceci conduit à une surestimation des réserves. Avec toutes ces précautions on obtient une estimation des réserves des combustibles fossiles et de l'Uranium donnée au Tableau 5.

Réserves (Gtep)	Charbon	Pétrole	Gaz	Uranium (REP)	Uranium(SPX)
Prouvées	400-700	130-180	120-180	42	30000
A découvrir	1000-3000	80-240	200	280	3000000
Années	142-1000	32-92	60-165	70-430	42000-4300000

Tableau 5

Estimation des réserves prouvées et à découvrir pour les combustibles fossiles et l'uranium. Les estimations pour les combustibles fossiles sont données par B. Durand. Celles pour l'uranium par l'AEN. On indique également le nombre d'années de consommation minimales et maximales au rythme actuel

Sur le Tableau 5 le nombre d'années de consommation au rythme actuel sont indiquées. Toutefois il est peu probable que la consommation n'augmente pas considérablement au fur et à mesure du développement de pays comme la Chine et l'Inde.

2.3 Les prévisions des scénarios (chapitre 4)

De très nombreux scénarios de consommation énergétique à l'horizon 2050 ont été construits dans le cadre des études du GIEC. A titre d'illustration nous retiendrons les scénarios que l'IIASA a réalisé pour le compte du Conseil Mondial de l'Energie et du GIEC. Alors que l'IIASA a utilisé une seule évolution pour la population, il a considéré trois rythmes de croissance économique entre 2000 et 2100. Trois types de scénarios ont ainsi été considérés:

1. Le scénario A caractérisé par une croissance soutenue avec un rattrapage assez rapide des PVD (pays en voie de développement) sur les pays les plus développés. Le taux de croissance des anciens pays communistes est particulièrement rapide.
2. Le scénario B suppose une croissance assez faible des pays développés et modérément forte dans les PVD, à l'exception de la Chine où elle reste forte.
3. Le scénario C est un scénario à fort rééquilibrage entre pays développés et PVD.

Les scénarios A, B et C se distinguent aussi par l'évolution des intensités énergétiques dans les différentes régions. Rappelons que l'intensité énergétique est définie comme le rapport de la consommation d'énergie primaire au PIB. D'une manière générale, l'intensité énergétique décroît avec l'augmentation du PIB/habitant. Cette corrélation s'observe plus ou moins pour tous les pays d'économie de marché. Elle s'explique par la dématérialisation progressive de la production comme en témoigne la croissance du secteur tertiaire au fur et à mesure du développement économique. Les intensités énergétiques du scénario A sont plus faibles que celles du scénario B. Ceci est simplement dû au fait que la croissance des PIB est supposée plus forte dans le premier cas que dans le second. Le scénario C est caractérisé par des intensités énergétiques particulièrement faibles. Elles ne reflètent pas seulement une croissance des PIB, mais une politique volontariste de maîtrise de l'énergie. Seul le scénario C conduit à une diminution, particulièrement importante dans les pays industrialisés, de la consommation d'énergie par

habitant. Ce scénario tend à réduire les différences entre les consommations d'énergie des pays actuellement développés et ceux en voie de développement.

De plus, les scénarios de type A et C sont subdivisés en 3 et 2 sous-scénarios respectivement se distinguant essentiellement par le mix énergétique utilisé pour aboutir à la même consommation primaire. Le scénario A1 utilise intensément le pétrole, le scénario A2 le charbon et le scénario A3 le gaz. Le scénario C1 correspond à un scénario de sortie du nucléaire, contrairement au scénario C2. Afin de faciliter les comparaisons entre les sous-scénarios, l'IIASA leur a fixé un certain nombre de caractéristiques communes, en plus du niveau de consommation primaire et du Produit Mondial Brut : consommations d'énergie finales et parts relatives de l'électricité dans la consommation finale sont choisies comme devant être approximativement égales.

Les consommations cumulées entre 1990 et 2050 calculées pour les 6 scénarios sont indiquées sur le Tableau 6 ainsi que les réserves prouvées en 1990. Il est clair que, quelque soit le scénario, de considérables tensions apparaîtront pour le pétrole et le gaz. Il faut donc prévoir un recours croissant au charbon, d'ailleurs observé dès aujourd'hui.

Consommations cumulées 1990 à 2050 Gtep							
	A1	A2	A3	B	C1	C2	Réserves 1990
Charbon	200	275	158	194	125	123	540
Pétrole	300	260	245	220	180	180	146
Gaz	210	211	253	196	181	171	133

Tableau 6

Consommations cumulées des combustibles fossiles dans les scénarios de l'IIASA. On indique également les valeurs des réserves prouvées en 1990, en accord avec les estimations du Tableau 5.

3 Electricité et émissions de CO2

Indépendamment de leur raréfaction les combustibles fossiles présentent le désavantage d'être la source de copieuses émissions de gaz carbonique, principal contributeur à l'effet de serre. Alors que les transports individuels sont et seront encore pendant longtemps dépendants du pétrole et, éventuellement, du gaz il est possible, dès aujourd'hui, de produire l'électricité sans y recourir en utilisant l'énergie nucléaire ou les énergies renouvelables au premier rang desquelles l'hydroélectricité. De plus si l'électricité est produite « proprement » elle permet de se chauffer sans émissions soit par chauffage direct, soit grâce à des pompes à chaleur. Elle permettra de développer les transports électriques collectifs et individuels et de produire de l'hydrogène sans émission de gaz carbonique. Elle a donc un rôle stratégique dans la lutte contre le réchauffement climatique, comme cela est évident sur la Figure 3. Les pays utilisant le charbon comme source principale de leur électricité ont une intensité carbone deux fois et demie plus grande que celle des pays qui n'utilisent pas de combustibles fossiles pour ce faire.

Rôle de l'électricité

tCO₂/tep

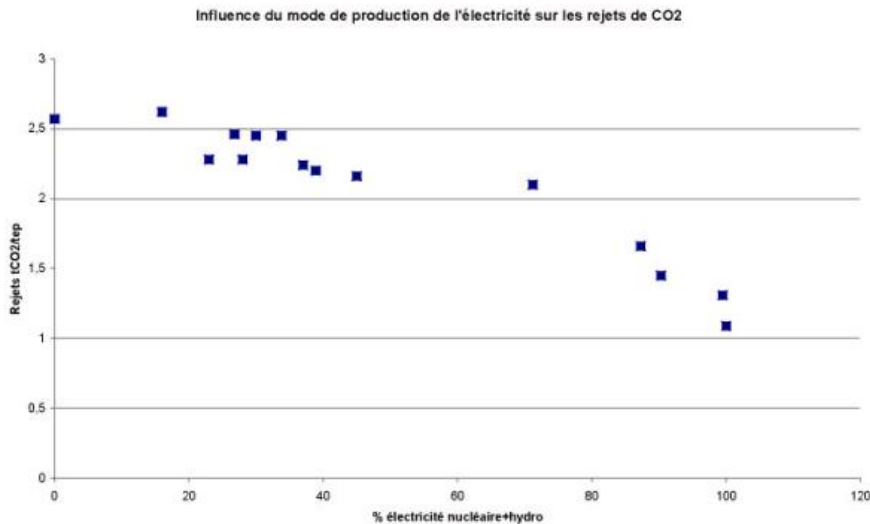


Figure 3

Corrélation entre l'intensité CO₂ (tonnage de CO₂ émis par unité d'énergie utilisée en tCO₂/tep) et la proportion d'électricité produite sans utilisation de combustibles fossiles, essentiellement grâce au nucléaire et l'hydraulique.

3.1 Les énergies non émettrices de gaz carbonique

Rappelons quelles sont les techniques de production d'énergie non ou faiblement émettrices de gaz carbonique :

- L'énergie nucléaire est largement couverte dans les autres exposés de cette école
- Les énergies fossiles peuvent être faiblement émettrices si on leur associe la capture et le stockage du gaz carbonique
- Les énergies renouvelables :
 - Hydroélectricité
 - Eolien
 - Solaire Photovoltaïque(PV) et thermodynamique
 - Biomasse
 - Solaire Thermique
 - Géothermie
 - Energies « marines »

Compte tenu de l'importance de l'électricité soulignée plus haut nous nous intéresserons surtout à la production de cette dernière.

4 Les combustibles fossiles

Rappelons tout d'abord quelques caractéristiques des combustibles fossiles utilisés de façon classique. Ce sont, essentiellement, le charbon, le gaz naturel dont le composant principal est le méthane et le pétrole qui est un mélange d'hydrocarbures liquides dont le plus léger est l'octane.

4.1 Réactions élémentaires

Les réactions élémentaires les plus importantes dans la combustion des combustibles fossiles sont donc :

- 1 dans le cas de la combustion du carbone :
 $C + O_2 \rightarrow CO_2 + 4,08 eV$ où le carbone est pris sous la forme solide (graphite).
- 2 dans le cas de la combustion du méthane :
 $CH_4 + 2O_2 \rightarrow CO_2 + 2H_2O + 8,37 eV$ l'eau étant prise sous forme de vapeur
- 3 dans le cas de la combustion de l'octane (pris à titre d'exemple) :
 $2C_8H_{18} + 25O_2 \rightarrow 16CO_2 + 18H_2O + 82,82 eV$ l'eau étant prise sous forme de vapeur, soit une production d'énergie de 5,17 eV par molécule de CO_2 .

On remarque que pour la même production de CO_2 le méthane produit plus de deux fois plus d'énergie que le charbon. L'octane est dans une situation intermédiaire. Il faut toutefois rappeler que les pertes de méthane sont très pénalisantes pour l'effet de serre, son pouvoir de réchauffement étant de 20 à 60 fois celui du CO_2 selon l'horizon de temps auquel on se place.

CO2 par combustibles fossiles

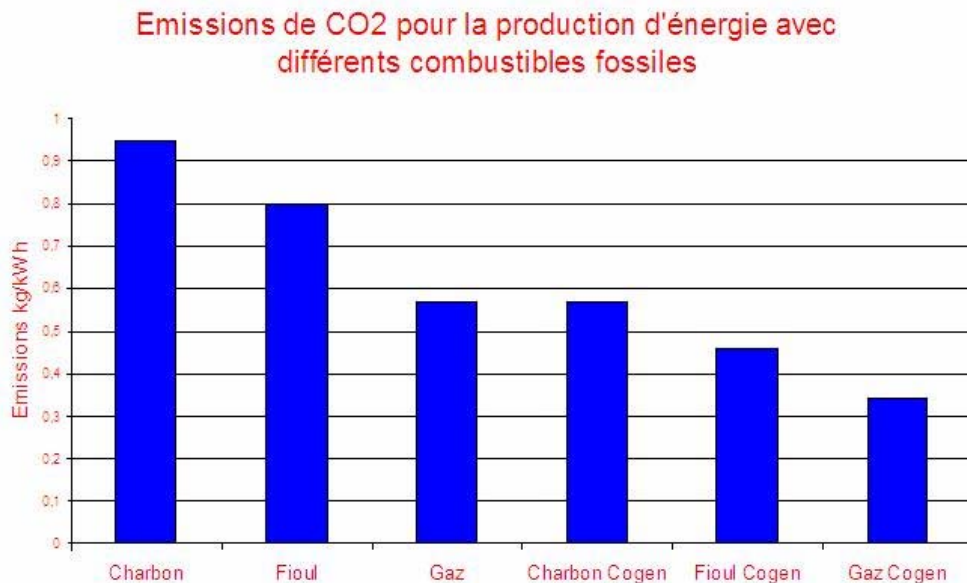


Figure 4

Taux d'émission de CO2 pour la production d'électricité par différents combustibles fossiles

Le charbon et le gaz sont essentiellement utilisés pour la production d'électricité et la production de chaleur tandis que le pétrole est utilisé pour les transports et, de manière plus modeste, pour la production de chaleur. Il est intéressant de comparer les émissions de CO₂ pour la production d'électricité.

Sur la Figure 4 on distingue le cas d'une production pure d'électricité de celui où celle-ci est associée à la production de chaleur (co-génération). La co-génération est une technique clairement recommandable dans la mesure du possible. Toutefois il est rare que les besoins en électricité et en chaleur soient totalement synchrones, sauf dans certaines industries. La Figure 4 est donc optimiste dans sa présentation des performances de la co-génération.

4.2 Les techniques de production d'électricité avec les combustibles fossiles

4.2.1 Génératrices à cycles combinés.

La mise au point de matériaux réfractaires nécessaires aux programmes spatiaux, plus particulièrement aux moteurs de fusée, a eu des retombées importantes pour la technologie de production d'électricité. C'est ainsi que des turbines à gaz à haute température ont été mises au point. Dans ce cas les gaz faisant tourner la turbine sont les gaz de combustion. On limite la température de combustion à moins de 1300 d° Celsius pour éviter la formation d'oxyde d'azote.

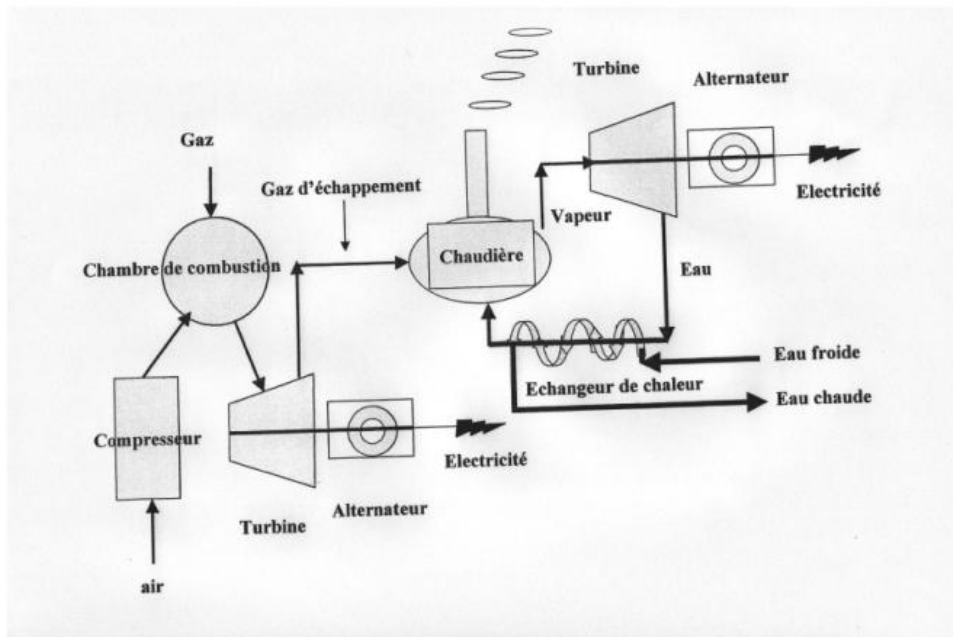


Figure 5

Représentation schématique d'une turbine à cycles combinés.

Une turbine à cycles combinés est représentée sur la Figure 5. Le gaz et l'air réagissent dans la chambre à combustion. Les gaz de combustion à haute température sont dirigés vers la turbine dont ils entretiennent la rotation. La turbine est couplée à un alternateur producteur d'électricité.

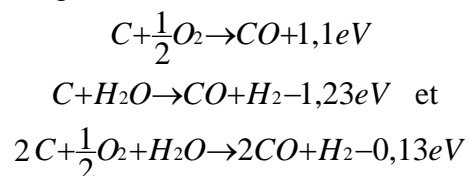
Les gaz d'échappement de la turbine ont encore une température élevée, suffisante pour produire de la vapeur capable d'entraîner une turbine à vapeur productrice, elle aussi, d'électricité. On « combine » donc une turbine à gaz et une turbine à vapeur. La vapeur d'échappement de la turbine est encore capable d'entretenir un circuit d'eau chaude à la sortie d'un échangeur de température : c'est la co-génération d'électricité et de chaleur.

4.2.2 Les techniques de charbon propre (chapitre 9)

Le charbon est le combustible fossile le plus utilisé pour la production d'électricité. Il est abondant, relativement bon marché et géographiquement bien réparti. Par contre, indépendamment des émissions de gaz carbonique liées à sa combustion il est un combustible très polluant, en absence de contre-mesures. Les impuretés de soufre qu'il contient généralement conduisent à la formation d'anhydride sulfureux, précurseur des pluies acides et irritant bronchique. Pour des températures de combustion supérieures à 1300 d°C la production de dioxyde d'azote devient importante. Enfin, en absence d'un traitement des fumées, les centrales à charbon rejettent de grandes quantités de poussière. Rappelons que les cendres de charbon sont significativement radioactives du fait de la présence d'Uranium, de Thorium et de Potassium. Une centrale de 1 GWe brûle environ 3,5 millions de tonnes de charbon et ses cendres contiennent 1 à 2 tonnes d'Uranium et 3 fois plus de thorium. Pour réduire les rejets d'oxyde de Soufre les électriciens américains, encouragés par un système de permis d'émission, ont principalement utilisé deux techniques :

- soit utiliser le charbon du Wyoming, pauvre en Soufre, au prix de la mise en œuvre d'immenses « trains du charbon » entre le Wyoming et l'Est des USA.
- soit utiliser la technique du lit fluidisé. Dans cette technique le charbon, finement pulvérisé, est entraîné vers la chambre de combustion dans un rapide flux d'air. Il est alors possible de mélanger intimement de la chaux au charbon pour former des sulfates de calcium et diminuer de façon considérable les rejets de SO₂. Par ailleurs, on limite la température de flamme à 900 d°C pour éviter la production de d'oxyde d'azote. Enfin les poussières sont filtrées par des filtres électrostatiques. A ce stade on considère que la combustion du charbon est propre.

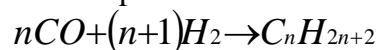
Une autre technique, moins utilisée mais qui a un brillant avenir, consiste à gazéifier le charbon en brûlant le charbon dans un milieu humide et pauvre en oxygène. Dans les conditions stœchiométriques les réactions de gazéification s'écrivent :



Équation 1

ce qui montre que cette réaction est très peu endothermique. Le mélange de monoxyde de carbone et d'hydrogène est le gaz de synthèse qui peut être brûlé proprement.

Notons qu'il est aussi possible, à partir du gaz de synthèse, de synthétiser des carburants liquides, par exemple, par la réaction de Fischer Tropsch utilisant des catalyseurs en Cobalt ou Fer :



Ce type de synthèse est déjà été utilisé par les Allemands pendant la guerre de 39-40, puis par les Africains du Sud pendant le boycott. Ce procédé est rentable si le prix du pétrole dépasse

durablement 50 à 60 dollars par baril. Il est donc probable qu'il sera largement utilisé dans l'avenir, en particulier dans des pays comme la Chine. Ainsi le charbon remplacera-t-il le pétrole lorsque les réserves de ce dernier deviendront insuffisantes. La limite aux émissions de gaz carbonique ne viendra donc pas du « pic » du pétrole. De là l'importance de capturer et stocker le gaz carbonique.

4.3 La capture du gaz carbonique (cf. rapport de la commission présidée par Christian Brodhag pour le MEDD)

La capture du gaz carbonique est d'usage courant dans l'industrie chimique, essentiellement lorsque l'on veut éliminer le CO₂ et le H₂S de flux gazeux utiles. Il en est de même de l'extraction du gaz naturel qui est souvent accompagné de ces deux impuretés gazeuses. La pratique actuelle consiste à envoyer le CO₂ dans une tour à la rencontre d'une solution d'amines (Figure 6). L'amine la plus utilisée est la monoéthanol amine (MEA, de formule NH₂-CH₂-CHOH), qui par réaction avec le CO₂ donne un acide aminé (voir Figure 7)

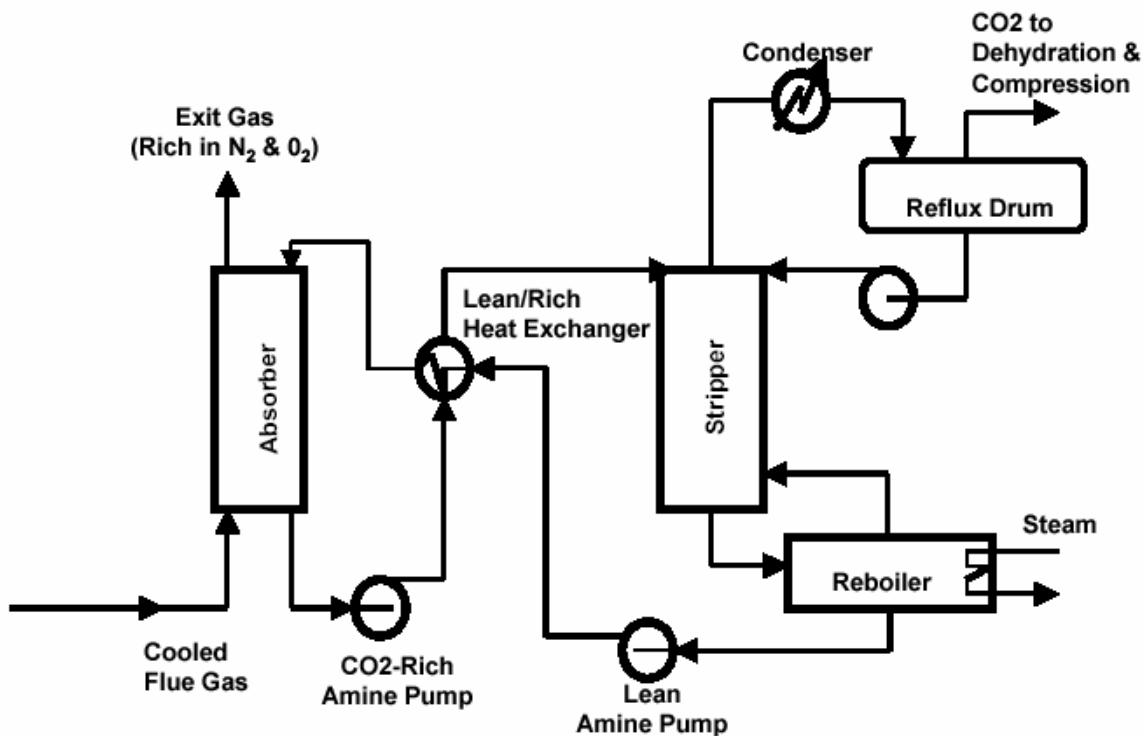


Figure 6

Schéma d'une installation de capture de CO₂. Le mélange sortant de la chambre à combustion est refroidi et injecté dans la colonne (absorber) où il interagit avec la solution d'amine. L'azote et l'oxygène sortent vers le haut de la colonne tandis que la solution d'amine contenant les produits de la réaction exothermique entre l'amine et le CO₂ sort vers le bas de la colonne. La solution enrichie en CO₂ doit être réchauffée pour libérer le CO₂ qui doit être, à son tour, purifié par condensation de l'eau et de l'amine résiduelle. La solution d'amine est réchauffée, mélangée à l'amine enrichie en CO₂ puis réinjectée en haut de colonne.

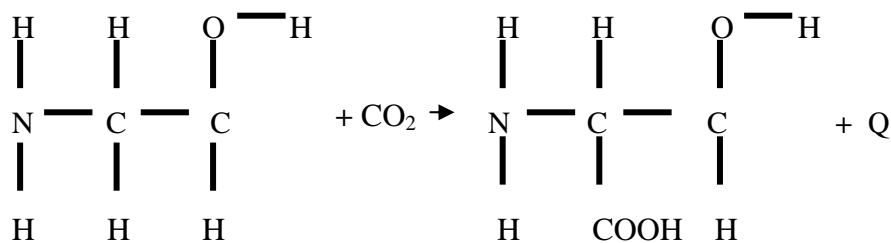


Figure 7

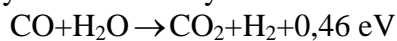
Réaction de fixation du CO₂ par le MEA. Avec Q=0,9 eV

De la valeur Q=0,9 eV de la chaleur de réaction de fixation du CO₂, on déduit que l'énergie nécessaire pour la re-séparation du CO₂ représente environ 22% de l'énergie produite par la combustion du charbon.

Le composé résultant de la réaction entre l'amine et le CO₂ est d'autant mieux lié, et le procédé d'autant plus efficace, que cette réaction est exothermique. Inversement, la re-séparation réclame d'autant plus de chaleur. D'autres amines ont des énergies de réaction plus faibles et donnent lieu à des recherches d'optimisation de procédé jouant sur le temps de réaction et l'énergie d'extraction. Signalons que les amines sont corrosives.

Le coût de la capture du CO₂ est assez élevé et des recherches ont lieu sur des procédés alternatifs. On estime ce coût à entre 75 et 130 €/tonne de carbone rejeté. Une des raisons de ce coût élevé vient de la présence majoritaire d'azote dans le gaz de combustion. C'est pourquoi on envisage une combustion sous oxygène pur. Ceci permettrait de diviser par 4 le volume de gaz à traiter.

Dans les deux cas précédents le CO₂ est extrait après combustion. Il est aussi possible d'utiliser du gaz de synthèse pour produire l'électricité. Dans ce cas les réactions de l'Équation 1 sont complétées par une réaction catalysée du monoxyde de carbone sur l'eau :



L'hydrogène produit par cette réaction est ajouté à celui fourni par les réactions de l'Équation 1 pour produire éventuellement de l'électricité ou, plutôt, pour être utilisé comme combustible pour les transports. C'est à ce niveau, dit de pré-combustion, que le CO₂ peut être récupéré.

4.3.1 Transport du gaz carbonique

Il est nécessaire de transporter le gaz carbonique vers le site de stockage. Ceci peut se faire soit sous forme liquide dans des wagons, des camions, ou des bateaux citernes, soit par pipe line. La pression de liquéfaction du CO₂ est d'environ 5 MPa et la pression de travail est d'environ 15 MPa. Le coût du processus de compression est estimé à environ 25 €/tonne de C comprimé.

Le coût du transport sur quelques centaines de km est estimé à environ 10 €/tonne de C. Finalement le coût de la séquestration est estimé à 20 €/tonne. Le surcoût de la capture-séquestration se situerait entre 130 et 185 €/tonne de carbone. Ce prix est à rapprocher du prix du charbon de l'ordre de 30 €/tonne. Dans un récent rapport le MEDD estime le coût du CO₂ capturé et stocké entre 40 et 210 €/tonne de C. Ces chiffres sont cohérents avec ceux que nous avons détaillés. Si le CO₂ est utilisé pour récupérer du pétrole ou du gaz les coûts s'abaissent

significativement mais les hydrocarbures récupérés risquent de contribuer eux mêmes à l'effet de serre.

4.3.2 Les sites de stockage

Il avait été envisagé de stocker le CO₂ dans les grands fonds océaniques. En effet, le CO₂ est sous forme liquide en dessous de 500 mètres. Cette solution a été abandonnée à cause des risques d'acidification des eaux marines et des risques de remontée de bulles de CO₂.

Les sites envisagés sont les anciens gisements de gaz et de pétrole, les anciennes mines de charbon et les nappes aquifères salines. Le MEDD estime que les quantités qui pourraient ainsi être stockées atteindraient 250 GtC dans les anciens gisements, 250 GtC dans les nappes aquifères et 5 GtC dans les anciennes mines de charbon. Ces quantités sont de l'ordre de grandeur des réserves prouvées de charbon.

4.3.3 Les exemples

La séquestration du gaz carbonique est en cours d'évaluation dans un certain nombre d'expériences semi-industrielles. Les deux plus avancées sont celles du gisement de Sleipner exploité par la compagnie pétrolière norvégienne Statoil, et celle de Weyburn au Canada. Les deux expériences envisagent le stockage de 20 millions de tonnes de gaz carbonique. Weyburn (Saskatchewan) est un ancien gisement de pétrole. Le projet consiste à stocker dans ce gisement le gaz carbonique produit par l'usine de Beulah (Dakota du nord) qui transforme du charbon en méthane et autre hydrocarbures légers par réaction avec de l'eau. Le gaz carbonique est transporté à Weyburn par un pipeline de 320 km. Dans le cas de Sleipner le gisement de gaz relâche, en même temps que du méthane ou d'autres hydrocarbures gazeux, de grandes quantités de gaz carbonique. Or le gouvernement norvégien impose une taxe carbone de 155 €/tonne de C. La séparation du gaz carbonique, sa mise en pression et son renvoi dans le gisement ne coûtent à la compagnie Statoil que 40 €/tonne C. Dans ces conditions, l'opération est rentable. Chaque année 1 million de tonnes de CO₂ sont ainsi réinjectées dans le gisement. Jusqu'à présent, sur aucun des deux sites, les géophysiciens n'ont observé de remontée du gaz. Il s'agit là d'un point crucial qui devra être vérifié dans des expériences menées à beaucoup plus grande échelle.

Les USA ont un programme ambitieux en la matière avec la construction d'une centrale au charbon de 275 MW capable de fournir électricité et Hydrogène. Le principe est de produire du "gaz de synthèse" puis d'oxyder le monoxyde de carbone en gaz carbonique. Celui-ci sera ensuite liquéfié et transporté dans un site de stockage où il servira à améliorer la récupération de pétrole (gisement de pétrole) ou de méthane (gisement de gaz ou ancienne mine de charbon). Le coût prévu de l'installation est de 1 milliard de dollars (soit environ 6 milliards d'euros par Giga-Watt de puissance électrique, à comparer aux 2 milliards d'euros par GWe pour un réacteur EPR). A terme, le but du programme est de construire des centrales produisant de l'électricité sans rejets avec un surcoût de seulement 10% et d'obtenir un prix de l'Hydrogène équivalent à une prix du pétrole de 10 €/baril. Mais on est encore loin de ce but en admettant qu'on l'atteigne un jour.

5 Les énergies renouvelables continues

Nous désignons comme énergies continues celles qui ne sont pas intermittentes

5.1 La biomasse (chapitre 13 et C. Acket sur <http://www.sauvonsleclimat.org>)

Dans le monde, la source d'énergie renouvelable la plus importante est la biomasse continentale. Il s'agit de l'ensemble des forêts, prairies et champs cultivés. Pour ce qui concerne le cycle du carbone la biomasse apparaît comme un stockage de ce dernier pendant une durée variant de l'année (plantes annuelles) à plusieurs dizaines, voire centaines d'années (chênes, séquoias). Pendant leur croissance les plantes fixent le carbone du gaz carbonique de l'air grâce à la photosynthèse. Après leur mort les plantes subissent une décomposition qui relâche du gaz carbonique et du méthane. Une partie de la plante sert aussi à entretenir la vie animale qui, à son tour, se décompose à terme avec émission de CO₂ et de méthane entre autres. Dans l'atmosphère le méthane est oxydé en gaz carbonique et en eau (c'est une combustion lente).

Dans la lutte contre le changement climatique la biomasse est utile dans la mesure où on peut remplacer la décomposition naturelle par une combustion artificielle. Une telle pratique tend même à diminuer l'émission de méthane au bénéfice de celle de CO₂. Le méthane étant un gaz à effet de serre au moins 20 fois plus efficace que le CO₂, le résultat de l'utilisation de la biomasse à des fins énergétiques est donc potentiellement très intéressant. Il y a toutefois lieu de modérer cet engouement par plusieurs considérations :

- La valorisation de la biomasse risque de se traduire par une surexploitation et, donc, par une accélération du déboisement et (ou) une augmentation de l'agriculture intensive grande utilisatrice d'engrais azotés émetteurs d'oxyde nitreux, puissant gaz à effet de serre. Une industrialisation croissante de l'exploitation forestière tendra à diminuer la biodiversité.
- Les produits de décomposition du bois sont des éléments nutritifs indispensables à toute une flore (champignons) et à toute une faune. Ne pas en laisser suffisamment sur place nuirait gravement à la biodiversité. Les éléments présents dans les cendres de combustion manqueront aux sols forestiers qui auront ainsi tendance à s'appauvrir.
- La production de biomasse énergétique entrera en concurrence avec la production de biomasse alimentaire, non seulement pour ce qui concerne la disponibilité foncière mais aussi les ressources d'eau.

Pour estimer les possibilités offertes par la biomasse ces limitations doivent être présentes à l'esprit.

5.1.1 La production du carbone organique

On estime que le réservoir mondial de biomasse terrestre est de l'ordre de 2300 milliards de tonnes de carbone (GtC). La quantité de carbone présente dans l'atmosphère avant le développement industriel était de 590 GtC. En absence des émissions anthropiques environ 60 GtC sont absorbés chaque année par la biomasse terrestre par photosynthèse tandis que la même quantité est émise du fait de la décomposition. Compte tenu du fait que la biomasse est partiellement oxygénée l'énergie correspondant à ces 60 GtC est estimée à 100 Gtep, soit 170 Gt de matière sèche et 570 Gt de matière humide.

L'utilisation de la biomasse consiste à accélérer ce métabolisme en accélérant les processus d'émission. Il est important de remarquer que les sols contiennent plus de carbone que la végétation visible. Au contraire, les sols cultivés sont particulièrement pauvres en carbone. Le

Tableau 7 illustre ces comportements et présente de nombreuses surprises : par exemple les forêts boréales stockent plus de carbone que les forêts tropicales (ceci est dû à la lenteur des processus de décomposition dans le sol). L'avancée des cultures sur les forêts et les prairies naturelles conduit automatiquement à un relâchement de CO₂.

	Tonnes de carbone à l'hectare			% dans le sol
	Végétation	Sol	Total	
Forêt tropicale	120,4	122,6	243	50,5
Forêt des régions tempérées	56,8	96,2	153	62,9
Forêt boréale	64,2	343,8	408	84,3
Savane tropicale	29,2	116,8	146	80
Prairie des régions tempérées	7,2	235,8	243	97
Désert et zones arides	11,8	42,2	44	96
Toundra	6,3	127,7	134	95,3
Zones humides	42,2	643,1	686	93,8
Terres cultivées	1,9	80,1	82	97,7

Tableau 7

Contenu en carbone de différents types de sol.

5.1.2 Ressources de biomasse

Sur les 100 Gtep produites par la biomasse environ 2,1 sont utilisées pour l'alimentation humaine, 0,4 Gtep comme matériau et 1,3 Gtep pour les besoins énergétiques dont 1,1 sous forme de bois de feu dans les PVD. On voit que nous utilisons dès maintenant environ 4% de la production de biomasse.

L'augmentation de la population et l'amélioration de son alimentation devrait conduire à un doublement de la consommation pour l'alimentation. On peut espérer que l'efficacité énergétique dans l'utilisation du bois de feu s'améliorera. Le potentiel énergétique mobilisable de la biomasse est estimée (G. Claudet) à 2,23 Gtep dont 1,6 procuré par les forêts. Cette ressource sera sans doute inférieure à 10% des besoins. Globalement on espère donc pouvoir exploiter environ 7% de la production totale de biomasse.

Pour l'Europe des 15 l'UE estime qu'il serait possible, en 2050, d'obtenir 63 Mtep des forêts, 20 Mtep des résidus de récoltes et 52 Mtep de cultures énergétiques, soit un total de 172 Mtep (12% de la consommation énergétique primaire) à comparer à 37 Mtep aujourd'hui. Il s'agit donc là d'une augmentation considérable qui sera toutefois loin de subvenir aux besoins.

Pour la France on estime qu'il est envisageable d'utiliser :

- 8 Mtonnes de plaquettes forestières
- 6 Mtonnes de déchets de l'industrie du bois
- 10 Mtonnes de déchets industriels (bois de construction etc.)

- 12 Mtonnes de déchets ménagers
- 19 Mtonnes de déchets agricoles
- 36 Mtonnes de cultures énergétiques

pour un total de 40 Mtep d'énergie primaire et de 20 Mtep d'énergie finale. Là encore on trouve une contribution possible de la biomasse à hauteur de 15% des besoins.

Il faut ajouter que la disponibilité en eau risque d'être la vraie limite au développement des cultures énergétiques : il faut 10000 m³ d'eau pour produire 1 tep à partir de blé. L'énergie nécessaire au pompage de cette eau est de l'ordre de 0,12 tep/tep.

5.1.3 Les biocarburants

Les biocarburants appartiennent à deux catégories, les alcools ou les huiles. Les alcools sont des substituts à l'essence et les huiles au diesel.

5.1.3.1 L'éthanol

L'éthanol est obtenu par fermentation directe de plantes sucrières comme la canne à sucre ou la betterave. Une hydrolyse préalable est nécessaire pour les céréales et les tubercules qui sont riches en amidon. Les rendements énergétiques bruts à l'hectare sont les suivants :

- la canne à sucre : 7 à 8 m³ / ha soit 3.5 à 4 tep / ha
- la betterave : 6.5 à 7 m³ / ha soit 3.3 à 3.5 tep / ha
- le blé : 2.7 à 3.1 m³ / ha soit 1.4 à 1.6 tep / ha
- le maïs : 2.9 à 3.4 m³ / ha soit 1.5 à 1.7 tep / ha

Ce tableau montre l'intérêt des cultures sucrières.

L'éthanol une fois obtenu doit être purifié et, surtout, distillé, ce qui est une opération dispendieuse en énergie. Par exemple, pour la betterave, partant du jus pour obtenir 1 litre d'éthanol qui représente un potentiel énergétique de 21 MJ il faut actuellement dépenser 6.6 MJ sous forme de vapeur et d'électricité, soit 1/3 de l'énergie finale. Pour le blé cette dépense énergétique se monte à 12 MJ, soit la moitié de l'énergie finale. A ces consommations liées à la distillation, il faut ajouter d'autres dépenses énergétiques (transports, broyages) mais aussi celles associées à la culture. Finalement on estime qu'avec 1 tep de dépense énergétique il est possible de produire entre 1,3 et 1,5 tep de bio-éthanol. L'opération de distillation fournit aussi des co-produits qui peuvent servir d'alimentation protéinée pour le bétail. Certains partisans des biocarburants partagent la dépense énergétique entre l'éthanol et les co-produits, ce qui améliore, bien sûr le rendement énergétique de l'opération. Toutefois cette pratique ne peut se justifier qu'aussi longtemps que la production de bio carburants reste faible. Le Tableau 8 montre l'influence des hypothèses sur le rendement énergétique :

	Prod. brute tep / ha	Prod. nette (prorata mass tep/ha)	Prod nette (affect 100%) tep/ha	Prod nette (substitution) tep/ha
Betterave	3.5	2.01	0.6	0.67
Blé	1.6	0.92	+ 0 ?	0.19

Tableau 8

Exemples des variations dans l'estimation des productions nettes de bio carburants à l'hectare selon les conventions choisies pour affecter les dépenses énergétiques aux co-produits. La deuxième colonne donne la production brute par hectare. La troisième donne la production nette en affectant les dépenses énergétiques proportionnellement à la masse relative des co-produits et de l'éthanol. La quatrième colonne ne tient pas compte des co-produits. La dernière affecte aux co-produits l'énergie nécessaire pour les produire seuls.

L'utilisation de l'éthanol dans les moteurs dépend des politiques publiques se traduisant par les normes imposées aux moteurs des automobiles. Ainsi le Brésil a-t-il rendu obligatoire la possibilité d'utiliser l'éthanol en grande proportion : dans ce pays aucune voiture ne fonctionne à l'essence seule. Globalement avec 14 Millions de m³ d'éthanol, ce sont plus de 30 % des transports qui reposent sur l'éthanol tiré de la canne à sucre. Les voitures utilisent soit de l'éthanol pur, soit un mélange de 24% d'éthanol dans l'essence, soit des mélanges variables allant jusqu'à 85%.

En France et en Europe le contenu en éthanol est limité à 5%. On peut atteindre 15% par l'intermédiaire de l'ETBE (Ethyl Tertio Butyl Ether) qui résulte de la réaction de l'éthanol avec l'isobutène. L'isobutène est issu de l'isomérisation du butane donc d'origine fossile. Finalement l'ETBE ne contient qu'un tiers d'éthanol.

5.1.3.2 Les huiles

De l'huile pure est obtenue après trituration en pressurant les graines d'oléagineux (ex: colza, tournesol, soja) puis en filtrant. Les opérations pour obtenir l'huile à partir des graines, nécessitent beaucoup moins d'énergie que pour la production d'éthanol. Il faut par exemple 2.45 MJ / litre d'huile pour les opérations de trituration, d'extraction et de raffinage pour une énergie finale de 36.8 MJ / litre, soit au total environ 7 % du potentiel énergétique final. Des huiles végétales ont pu être utilisées directement comme carburant Diesel, mais ceci a des limites qui se sont accentuées avec l'évolution des technologies moteurs. Les principales limites portent sur la viscosité à froid, le délai d'auto inflammation (indice de cétane) les dépôts, notamment à l'injection et enfin sur la qualité des émissions (pollution locale) Ceci conduit à ne pas retenir l'utilisation directe, mais à passer par un produit tel que les EMHV.

Les EMHV (esters méthyliques d'huiles végétales) résultent de la réaction de l'huile végétale, constituée de triglycérides avec le méthanol (CH₃OH) Le méthanol est un des produits de la chimie organique le plus fabriqué au monde, essentiellement à partir du gaz de synthèse (CO + H₂) lui-même obtenu à partir du méthane ou d'hydrocarbures. Les propriétés de l'EMHV sont très proches de celles du Diesel.

Les rendements à l'hectare de production de diesters sont plus faibles que ceux de l'éthanol :

Colza 1.2 à 1.3 t / ha (1.1 à 1.2 tep / ha) + 1.8 t de tourteaux

Tournesol 0.7 à 0.8 t / ha (0.66 à 0.75 tep / ha) + 0.6 t de tourteaux

Il faut noter que des plantes plus « exotiques » produisent beaucoup plus, exemple palme (coprah) : 6 à 7 t / ha. L'estimation des productions nettes est moins sujette à débat que celle vue ci dessus pour l'éthanol, car les besoins énergétiques de la graine à l'huile sont relativement plus faibles et on obtient environ 0.9 tep/ha pour le colza et 0.6 tep/ha pour le tournesol, soit environ 3 tep de diester pour 1 tep dépensée.

5.1.3.3 La filière thermochimique

Tout comme il est possible de produire des carburants liquides et gazeux à partir du charbon, il est possible de produire des biocarburants à partir de matière ligno-cellulosique.

La thermochimie utilise la chaleur pour décomposer la matière lignocellulosique. Cette filière est sans doute la filière d'avenir pour l'exploitation énergétique de la biomasse.

Selon les conditions physiques de température, de vitesse de variation de la température, de la présence ou non de gaz de réaction, différents produits sont obtenus, certains aptes à être transformés en biocarburants. En fonction de la température, les constituants de la biomasse se décomposent en phases solide (charbon) liquide (huiles) et gazeuse, la part de ces deux dernières croissant avec la température de réaction.

5.1.3.3.1 Gazéification

L'objectif est de transformer l'essentiel de la biomasse en gaz de synthèse qui sera toutefois accompagné d'impuretés gazeuses telles que : CH₄, CO₂, H₂O. La gazéification est réalisée à des températures élevées

(1.000 à 1.500 ° C) en pression et en présence d'un réactif gazeux : air, vapeur d'eau (vaporeformage et oxydation partielle). Les techniques sont essentiellement celles retenues pour la gazéification du charbon. Les réactions en jeu sont très endothermiques (environ la moitié de l'énergie potentielle) mais les énergies nécessaires sont en général fournies (autothermie) par une combustion partielle des masses carbonées avec injection d'air (ou d'oxygène) Ceci donnera en plus des gaz recherchés du CO² et de la vapeur qu'il faudra séparer. Après purification, le gaz de synthèse peut être transformé en hydrocarbures selon la technique Fischer Tropsch.

Globalement le rendement massique (rapport de gazole produit sur masse sèche initiale) est à ce jour compris entre 15 % et 20 %, avec des espoirs d'améliorations. En faisant appel à d'autres sources d'énergies externes (allothermie) des rendements au-delà de 40 % peuvent être espérés.

Ceci se traduirait de la façon suivante : au lieu de produire 1 tep en consommant une partie de la biomasse pour fournir la chaleur nécessaire, on pourrait produire, à partir de la même quantité de biomasse, 2 à 2,5 tep de biocarburant en apportant 1 à 1,5 tep d'énergie extérieure (par exemple 11 à 17 MWh d'électricité)

5.1.3.3.2 Thermolyse

Dans la thermolyse, la décomposition qui s'effectue à des températures plus basses et en absence d'oxygène, conduit à la production des 3 phases : solide, liquide et gazeuse. Le niveau de température et la vitesse de variation de température fixeront leurs teneurs respectives.

Dans la thermolyse lente, des basses températures et un long temps de séjour, favorisent la formation de phase solide (charbon)

Dans la thermolyse rapide ou flash, des températures plus élevées (entre 450 ° C et 650 ° C) et des courts temps de séjour (quelques secondes) favorisent la production d'huiles. L'huile assez lourde (densité 1.2) visqueuse peut être utilisée directement comme combustible, mais des progrès sont indispensables (recherches en cours sur l'hydrotraitement) pour passer à la production de biocarburants.

5.1.3.3.3 La liquéfaction directe ou conversion hydrothermale

Différents solvants sont envisagés, dont simplement l'eau. Les conditions de réaction sont réalisées dans la gamme 250 à 450 °C, avec une gamme de pression très large, depuis la pression atmosphérique, jusqu'à la pression critique de l'eau (221 bar) Ces procédés conduisent aussi à la production d'huile.

5.1.4 Chauffage au bois.

Le rendement des différents moyens de se chauffer au bois sont extrêmement variables :

- cheminée ouverte : 10 %
- poêle ou un foyer fermé avec insert rendement : 55 %
- chaudière moderne rendement supérieur à 75 %.

Actuellement le bois fournit environ 9,5 Mtep. La surface forestière augmente d'environ 0,4% chaque année.

La croissance du volume forestier atteint 112 millions de m³ correspondant à une fixation de carbone de 25 Mt. 10 MtC sont utilisées et 15 MtC sont stockées sous forme d'augmentation du volume forestier. A l'horizon 2050, en améliorant encore l'exploitation de la forêt on peut envisager une production d'énergie primaire de 23 Mtep.

Le combustible bois est relativement bon marché, variant entre 15 et 30 €/MWh. En 2004 le prix du fioul lourd atteignait 40 €/MWh et celui du gaz 31.

Par contre, pour une installation type chaufferie bois (< 1 MW) les investissements se chiffrent entre 700 et 900 €HT / kW installé. Pour des puissances de quelques MW les investissements se chiffrent entre 400 à 600 €HT / kW installé (un exemple récent: une chaufferie de 12 MW, investissement 7.1 M€)

L'investissement pour la chaufferie bois est de plusieurs fois (3 à 4) celui de la même installation en fuel ou gaz, l'écart relatif diminuant avec la puissance. En l'absence de crédits d'impôts ou de subventions la filière bois n'est donc pas encore rentable. Toutefois l'instauration de taxes carbone devrait changer les choses.

5.2 L'hydroélectricité (chapitre 12)

L'hydroélectricité est, de loin, la première source d'électricité renouvelable. Elle présente de nombreux aspects intéressants et, même, pour certains équipements, uniques. Tous les aménagements avec retenue peuvent servir à adapter la production d'électricité à la demande, avec des temps de réponse très courts. Les coûts de fonctionnement de l'hydroélectricité sont extrêmement bas et, lorsque les équipements initiaux ont été amortis l'hydroélectricité est imbattable économiquement.

Les inconvénients des aménagements hydroélectriques sont, essentiellement, liés à la taille des retenues qui ont des conséquences environnementales locales significatives et dont la mise en eau exige souvent de grands déplacements de population. Il arrive aussi que des barrages se rompent, ce qui peut entraîner des catastrophes très graves, comme le fut la rupture du barrage de Morvi, en Inde, qui cause la mort de 30000 personnes en 1979. Enfin lors de leur mise en eau les retenues peuvent provoquer de considérables émissions de gaz à effet de serre du fait de la décomposition de la biomasse ennoyée.

Nous passons ici en revue les différents types d'aménagements ainsi que les principales technologies de turbines.

5.2.1 Les différents types d'aménagements hydrauliques

Chaque site possède ses propres caractéristiques, hydrologiques, géologiques, topographiques, et sera aménagé en fonction de ses caractéristiques et des objectifs poursuivis : fourniture quasi permanente d'électricité, fourniture en période de pointe uniquement, stockage temporaire, etc.. Bien que chaque aménagement hydraulique soit très spécifique du site choisi, les différents aménagements peuvent être classés en quelques grandes familles.

5.2.1.1 Les aménagements avec retenue

De nombreuses rivières ont un débit très variable au cours de l'année, notamment du fait de la variation saisonnière des précipitations et du stockage naturel de la neige en hiver, et ceci d'autant plus que leur bassin versant est limité. C'est le cas de la plupart des rivières en altitude, mais également de certaines autres, comme la Durance en France. Lorsque l'on veut exploiter leur potentiel hydraulique, on est amené à construire des barrages qui vont eux mêmes stocker l'eau lorsqu'elle arrive en abondance, et permettre de la restituer et de la turbiner lorsqu'on en a besoin. Ces barrages ont des hauteurs variables, entre quelques dizaines de mètres et largement plus de 100 mètres en fonction de la topographie des lieux et des quantités d'eau à stocker. Ces quantités sont elles mêmes très variables, de quelques centaines de millions (Tignes) à quelques milliards de m³ (Serre-Ponçon) voire beaucoup plus (barrage Nasser sur le Nil en Egypte ou Kariba sur le Zambèze).

5.2.1.2 Les aménagements « au fil de l'eau »

Lorsque le débit d'une rivière ne varie pas trop au cours de l'année, on choisit généralement de l'équiper « au fil de l'eau », sans créer de retenue. C'est le cas de la plupart des fleuves une fois qu'ils sont arrivés en plaine, avec un débit important mais une faible pente. En France, c'est le cas du Rhône, en aval du Lac Léman, et du Rhin. L'eau que l'on veut turbiner est en général dérivée dans un canal latéral, sur une distance suffisante pour obtenir une hauteur de chute suffisante (de l'ordre de 10 m.) Sur le Rhin, par exemple, chaque usine, en turbinant environ $1000 \text{ m}^3/\text{s}$ sur une hauteur de 10 à 15 m, a une capacité de 80 à 120 MW ; la pente générale du fleuve permet d'installer une usine de ce type tous les 30 km environ.

5.2.1.3 Les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP)

L'électricité ne peut pas être stockée, aussi cherche-t-on les moyens de stocker de l'énergie sous diverses formes. Une des plus efficaces est de la stocker sous forme d'énergie potentielle de l'eau. En heures creuses, alors que l'on dispose d'une production d'électricité excédentaire, on pompe de l'eau entre un bassin bas et un bassin haut ; en période de pointe, cette eau est turbinée pour fournir de l'électricité. Les hauteurs de chute sont en général très élevées (800 à 1000 m), les capacités des réservoirs (généralement artificiels) étant adaptées aux objectifs poursuivis. En France, la STEP de Revin est capable de fournir une puissance de pointe de 1000 MW environ et celle de Grand'Maison, 1800 MW.

5.2.1.4 Les différents types de turbines

La turbine va permettre de transformer l'eau qui s'échappe de la conduite en énergie de rotation. La forme et les caractéristiques des turbines dépendent des catégories d'installations hydroélectriques dans lesquelles elles sont employées :

- La turbine Pelton, généralement réservée aux usines de haute chute (de 300 à 1800 mètres), a été mise au point par Pelton au XIX^{ème} siècle. Cette turbine est constituée d'une roue, sur la périphérie de laquelle sont fixées des séries de cuillères doubles métalliques appelées augets. L'eau sort de la conduite forcée à grande vitesse et vient percuter avec force les augets de la roue par l'intermédiaire des injecteurs. La puissance maximale unitaire atteinte est de 400 MW.
- La turbine Francis est utilisée pour les moyennes chutes (entre 30 et 750 mètres). Elle ressemble à un cylindre évasé, divisé sur sa longueur par une série de cloisons longitudinales incurvées. Le pourtour élargi de la turbine est cerclé par une couronne percée d'une vingtaine d'ouvertures par lesquelles pénètre l'eau sous pression venant de la conduite forcée. Cette eau glisse sur les pales de la turbine et se dirige vers son cœur, d'où elle est évacuée. Lorsque l'eau s'écoule par les canaux de la turbine, elle abandonne sa pression aux pales de la turbine. C'est cette différence de pression qui est à l'origine de la rotation de la turbine. La puissance maximale atteinte est de 800 MW par unité.
- La turbine Kaplan sert dans les usines de basse chute (10 à 80 m). L'eau est canalisée par des puits ou des conduites en acier ou en béton de cinq à dix mètres de diamètre vers une chambre dont le tracé en colimaçon permet à l'eau d'arriver sur la turbine avec la meilleure efficacité. Les turbines Kaplan ont une forme d'hélice de navire. Leurs pales sont généralement orientables et permettent, par simple variation de leur inclinaison, d'ajuster la vitesse de rotation des turbines aux conditions de niveau d'eau. La puissance maximale

atteinte est de 200 MW. Une variante des turbines Kaplan est celle des « groupes bulbes », pour les très basses chutes (5 à 20 m) dont la technique a été développée en France pour l'usine marémotrice de la Rance. L'alternateur est accolé à la turbine. Grâce à un système de protection étanche, ces groupes peuvent être complètement immergés dans l'eau. La puissance maximale atteinte est de 60 MW.

Pour les STEP, on emploie soit des groupes ternaires (dont la ligne d'arbre comporte la turbine, l'alternateur et la pompe) soit des groupes avec pompes-turbines réversibles capables d'assurer turbinage et pompage (de type Francis).

5.2.1.5 La ressource

Le Tableau 9 donne la puissance installée et l'énergie produite dans le monde. On constate qu'à l'exception de l'Afrique et de l'Océanie, la production hydroélectrique est bien répartie dans le monde. La disponibilité varie entre 38 et 54%. Le fait que cette disponibilité est notablement inférieure à 100% reflète le caractère de stockage des retenues. La production s'adapte à la demande, et, particulièrement à la demande en semi base et en pointe. Au niveau mondial l'hydroélectricité représente environ 18% de la production totale d'électricité.

	Amérique du Nord et Centrale	Amérique du Sud	Europe (ouest & est)	Afrique	Asie	Océanie	Total
Puissance installée (GW)	157	108	171	20	225	11	692
Electricité produite (TWh)	700	512	567	75	750	42	2646
Disponibilité %	50	54	38	43	38	43	
Puissance en cours de construction (GW)	1,2	14,8	2,2	2,3	84	-	104,5

Tableau 9

Puissance hydroélectrique installée et Production dans les principaux agrégats géographiques

Le Tableau 10 indique le potentiel de l'hydroélectricité techniquement et économiquement accessible. L'Europe n'apparaît pas sur le tableau car pratiquement tous les sites possibles sont équipés. Il est encore possible d'aménager des centrales à fil de l'eau mais leur contribution ne pourrait pas dépasser quelques pour cent de la production hydroélectrique totale.

La consommation mondiale totale d'électricité atteint 16000 TWh. On voit que la production hydroélectrique techniquement faisable pourrait presque couvrir les besoins. Le potentiel économiquement réalisable reste très élevé.

La Chine produit actuellement 1600 TWh/an, mais l'hydroélectricité n'en représente que 17%, malgré des réalisations comme le barrage des Trois Gorges. Le potentiel hydroélectrique chinois est encore considérable.

Potentiel	Techniquement faisable (TWh/an)	Economiquement faisable (TWh/an)
Amérique du Nord et Centrale	1660	1000
Amérique du Sud	2665	1600
Asie	6800	3600
Afrique	1700	1000
Total	12825	7200

Tableau 10

Potentiel hydraulique techniquement réalisable dans le monde. A noter que le valeur encore élevée du potentiel économiquement faisable en Amérique du Nord correspond surtout au Canada

5.3 La géothermie (chapitre 14)

Alors que les autres énergies renouvelables sont des manifestations de l'énergie reçue du soleil, l'énergie géothermique provient de la désintégration des radioéléments (Uranium, Thorium, Potassium) présents dans les roches terrestres. Le flux de chaleur géothermique est, en moyenne, de l'ordre de 0,05 W/m², soit 5000 fois plus faible que le flux solaire. Il faut remarquer ici que la référence à la « géothermie de surface » souvent faite par les vendeurs de pompes à chaleur est erronée. Il s'agit, en fait, d'énergie solaire stockée dans les premiers mètres de sol. Par ailleurs le faible flux géothermique n'est pas suffisant pour assurer le renouvellement de la chaleur extraite. On doit considérer que la géothermie consiste à exploiter des réservoirs de chaleur. Typiquement la durée de vie de tels réservoirs se mesure en dizaines d'années.

En moyenne, la température du sous sol augmente de 3 d° Celsius tous les 100m. Toutefois, dans certaines régions le gradient atteint 10 d° Celsius, et, de façon exceptionnelle jusqu'à 100 d° Celsius dans des points chauds associés à de fortes activités volcaniques.

Dans les cas habituels, même en descendant à 3000m la température atteinte n'excède pas 100 degrés. On ne peut guère utiliser la chaleur produite à cette température que pour chauffer des habitations. C'est la cas de la géothermie à basse enthalpie.

Dans les cas de forts gradients thermiques il est possible de produire de l'électricité.

Indépendamment du gradient thermique la nature des roches du sous sol est très importante pour déterminer la faisabilité d'une exploitation. L'idéal est que le gisement contienne de la vapeur d'eau qui peut alors être directement utilisée pour alimenter des turbines à vapeur. C'est ce qui se passe pour les centrales de Lardello, des Geysers et en Islande. Ces sites sont relativement rares. Par contre il existe de nombreux gisements potentiels de roches chaudes et sèches comme le granit. Toute la question est alors de fracturer la roche pour y faire circuler un fluide caloporteur. Un exemple est fourni par l'expérience de Soultz la forêt où l'on fait circuler de l'eau à 3500 m de profondeur pour obtenir 50 MW thermique générant 5 MW électrique.

La production mondiale d'électricité géothermique est d'environ 45 TWh à comparer aux 16000 TWh de la production mondiale.

6 Les énergies renouvelables intermittentes.

Les principales énergies intermittentes sont l'énergie solaire et l'énergie éolienne. Leur caractère intermittent nécessite qu'elles soient associées à des moyens de stockage ou à des moyens de production complémentaires.

6.1 L'énergie éolienne (chapitres 15 et 16)

6.1.1 Eléments de physique des éoliennes

La puissance délivrée par une éolienne dépend de la vitesse du vent et de la surface balayée par les pales. On considère une masse d'air animée d'une vitesse V . Un volume d'air de longueur L parallèle à la direction du vent et de surface S est caractérisé par une quantité de mouvement $SL\rho V$ et une énergie cinétique $\frac{1}{2}SL\rho V^2$, où ρ est la masse spécifique de l'air. Pour calculer la puissance passant par une surface S perpendiculaire à la direction du vent il suffit de poser $L=V$. La puissance du vent passant par la surface S s'écrit donc :

$$P_0 = \frac{1}{2} S \rho V^3$$

Équation 2

On schématise une éolienne comme un dispositif de surface S perpendiculaire à la direction du vent transformant une partie d'énergie du vent en mouvement perpendiculaire. La puissance enlevée au vent implique un ralentissement de l'air de la vitesse initiale V_1 à une vitesse finale V_2 . Remarquons que, pour assurer la conservation de la masse et dans la mesure où la masse spécifique de l'air varie peu, il est nécessaire que la colonne d'air se dilate latéralement en traversant l'éolienne. Par le passage à travers l'éolienne la colonne d'air perd donc une énergie $\frac{1}{2}\rho(V_1^2 - V_2^2)$. En supposant qu'au niveau du rotor de surface S la vitesse de la colonne est $\frac{V_1+V_2}{2}$

la puissance maximum rendue disponible pour l'éolienne vaut donc

$$P_{disp} = \frac{1}{4} \rho S (V_1 + V_2) (V_1^2 - V_2^2) = \frac{1}{4} \rho S V_1^3 \left(1 + \frac{V_2}{V_1}\right) \left(1 - \frac{V_2^2}{V_1^2}\right)$$

P_{disp} est maximum pour :

$$\frac{V_2}{V_1} = \frac{1}{3}$$

Équation 3

et vaut

$$P_{\max} = \frac{16}{27} P_0$$

Équation 4

Cette relation a été démontrée par Albert Betz dès 1919, d'où son nom. La valeur $\frac{16}{27} \approx 0.6$ est une limite maximum du rendement des éoliennes qui est, en général, loin d'être atteinte.

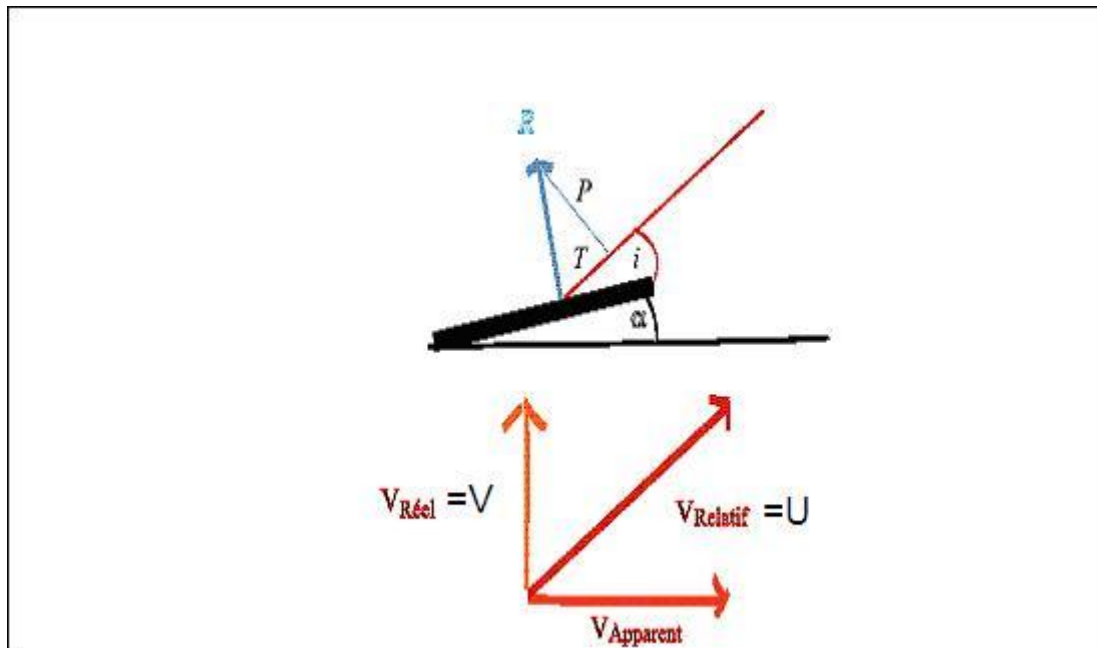


Figure 8

Définitions des variables utilisées dans la description de la physique des éoliennes :

α est l'angle de calage de la pale. V est la vitesse (physique) incidente du vent qui arrive perpendiculairement au plan de rotation de l'hélice. V_{apparent} est la vitesse d'un point de la pale par rapport à l'axe de rotation de l'hélice (vitesse tangentielle). U est la vitesse relative obtenue par composition de la vitesse physique et de la vitesse apparente. i est l'angle entre la surface de la pale et la vitesse relative. Il faut noter que les vitesses relatives et apparentes dépendent de la distance à l'axe de rotation. P est la portance et T la traînée.

Tout d'abord, la rotation des pales doit surmonter la résistance de l'air, et par là, l'échauffer. Par ailleurs, il existe un optimum de l'angle d'incidence du vent sur la pale qui dépend à la fois de la vitesse du vent et de la vitesse locale de la pale. Si on appelle Oz un axe perpendiculaire à la direction du vent et situé dans un plan perpendiculaire au plan de la pale la vitesse d'équilibre de la rotation est donnée par la condition d'égalité entre la force du vent et la résistance de l'air:

$$F_z = F_{\text{friction}}$$

Cette condition est équivalente à la relation :

$$\frac{U}{V} = \frac{\cos \alpha \sin \alpha}{2 \sin^2 \alpha + t_0}$$

Équation 5

qui montre comment l'angle de calage permet de contrôler la vitesse de rotation de la pale et, donc, la puissance de l'éolienne. Dans cette expression t_0 rend compte de l'épaisseur finie de la pale qui fait que même pour $\alpha=90$ d° une force s'exerce sur la pale. A partir de l'Équation 5 on obtient une expression du rendement de l'éolienne :

$$R = \frac{\cos^3 \alpha \sin^5 \alpha}{(2 \sin^2 \alpha + t_0)^3}$$

Équation 6

La Figure 9 montre la dépendance du rendement par rapport à l'angle de calage.

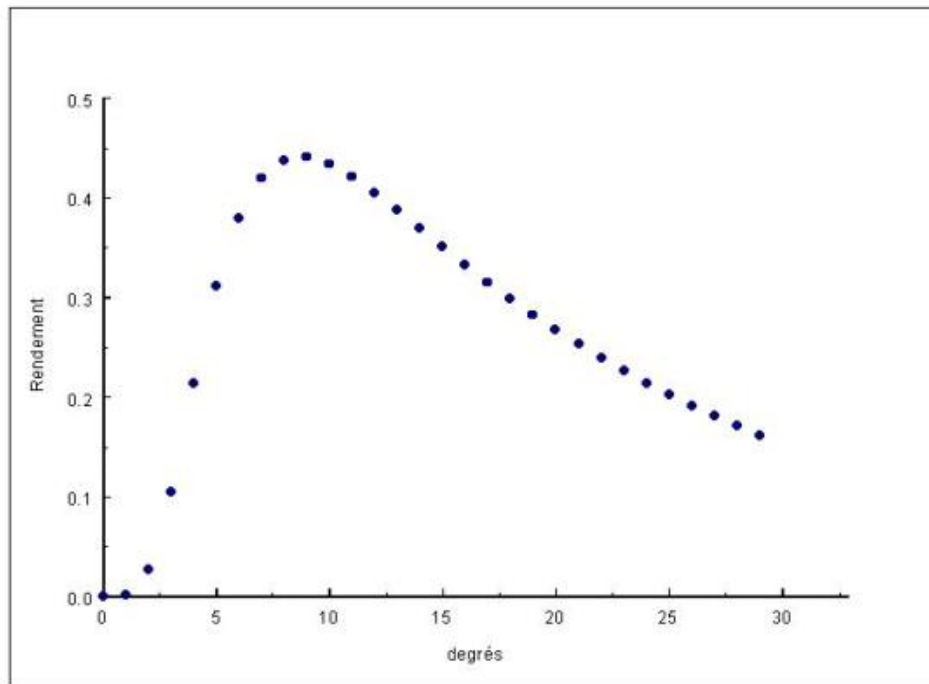


Figure 9

Variation du rendement en fonction de l'angle de calage pour $t_0=0,01$

Comme la vitesse relative U est proportionnelle à la distance à l'axe de rotation la condition d'assortiment de la vitesse radiale à l'angle de la pale donnée par l'Équation 5 exige que l'angle α dépende de la distance à la pale. En effet la condition $F_z = F_{friction}$ doit être remplie sur l'ensemble de la pale. Si elle ne l'est que globalement et non localement, on aura $F_z < F_{friction}$ en bout de pale, et, au contraire $F_z > F_{friction}$ dans la région proche de l'axe puisque $F_{friction}$ croît avec la distance à l'axe. Il s'ensuit qu'on peut alors optimiser le rendement de la pale en augmentant $F_{friction}$ dans la région proche de l'axe. Les profils complexes des pales d'éoliennes modernes ont précisément pour but de remplir la condition donnée par l'Équation 5 autant que faire se peut. La vitesse maximale de rotation de l'hélice est fixée par l'apparition de turbulence en bout de pale. Finalement, pour les grandes éoliennes on obtient une expression de la puissance nominale d'une éolienne :

$$P_m = 0,29 \rho D^2 U_{lim}^3 \left(\frac{2 \sin^2 \alpha_{opt} + t_0}{\cos \alpha_{opt} \sin \alpha_{opt}} \right)^3$$

α_{opt} est la valeur de l'angle de calage α maximisant le rendement de l'éolienne, comme on peut la déterminer, par exemple, sur la Figure 9. U_{lim} est la vitesse tangentielle limite acceptable. On voit donc que la donnée de U_{lim} et de P_m conduit à celle du diamètre de pale D . La vitesse limite

$$U_{lim} = \frac{\omega_{lim} D}{2}, \quad (\omega \text{ en tours/s}) \text{ ce qui permet d'écrire}$$

$$P_m = 0,075 \rho D^5 \omega_{lim}^3 \left(\frac{2 \sin^2 \alpha_{opt} + t_0}{\cos \alpha_{opt} \sin \alpha_{opt}} \right)^3$$

où D est le diamètre (m) de l'éolienne, P_m sa puissance nominale (W), V_{nom} la vitesse (m/s) de référence du vent permettant d'obtenir la puissance nominale et ε l'efficacité de l'éolienne. L'efficacité est d'autant meilleure que la forme des pales permet d'approcher la valeur de l'angle optimum local de la pale. Typiquement on obtient un rendement de l'ordre de 0,4 pour un angle de calage de l'ordre de 10 degrés.

Le Tableau 11 montre quelques données pour des éoliennes de diamètre variable entre 1 et 100 mètres. Dans tous les cas la vitesse en extrémité de pale est limitée à environ 100 m/s (360 km/h), vitesse au delà de laquelle se produisent d'importantes instabilités des courants d'air. A cette vitesse limite correspond une vitesse nominale du vent de 18,5 m/s (66 km/h). Le rendement par rapport à la limite de Betz est supposé égal à 0.25, caractéristique des grandes éoliennes.

D	Ω t/s	P_m kW
1	33,33	0,4
2	16,67	1,6
5	6,67	10,1
10	3,33	40,3
20	1,67	161,2
50	0,67	1007,2
100	0,33	4028,9

Tableau 11

Vitesses de rotation et puissance nominale d'éoliennes de différents diamètres

Au delà de la vitesse nominale du vent il est nécessaire de ralentir l'éolienne de manière à maintenir constante la vitesse d'extrémité de pale. Ceci se fait en faisant varier l'angle de calage de l'éolienne, soit en l'augmentant, soit en le diminuant par rapport à sa valeur optimale. Lorsque la vitesse du vent devient trop grande et qu'il y a des risques de détérioration de l'éolienne on amène l'angle de calage soit à 90 degrés, c'est la mise en drapeau, soit, au contraire, à 0 degrés, c'est le décrochage dynamique. La première solution est plus sûre mais moins précise en ce qui concerne le maintien de la vitesse de rotation à la valeur nominale avant la mise en drapeau ; pour des vents supérieurs à 130 km/h il est nécessaire de freiner le rotor. La deuxième solution, plus précise, entraîne de grands efforts sur la structure en cas de tempête.

En pratique, donc, l'éolienne ne fonctionne à sa puissance nominale que pour des vitesses de vent supérieures à la vitesse nominale, comprise entre 15 et 20 m/s et inférieures à la vitesse de mise en drapeau comprise entre 25 et 30 m/s. La Figure 10 montre un exemple type du diagramme de la puissance délivrée en fonction de la vitesse du vent. En dessous de la vitesse de référence l'éolienne tourne à vitesse réduite (ici 50 km/h), ce qui rend difficile son adaptation au réseau. Il y a donc intérêt à ce que la vitesse de référence soit aussi faible que possible. Mais pour obtenir la puissance nominale à faible vitesse de vent les dimensions de l'éolienne deviennent rédhibitoires. Au dessus de la vitesse de référence le rendement de l'éolienne diminue évidemment.

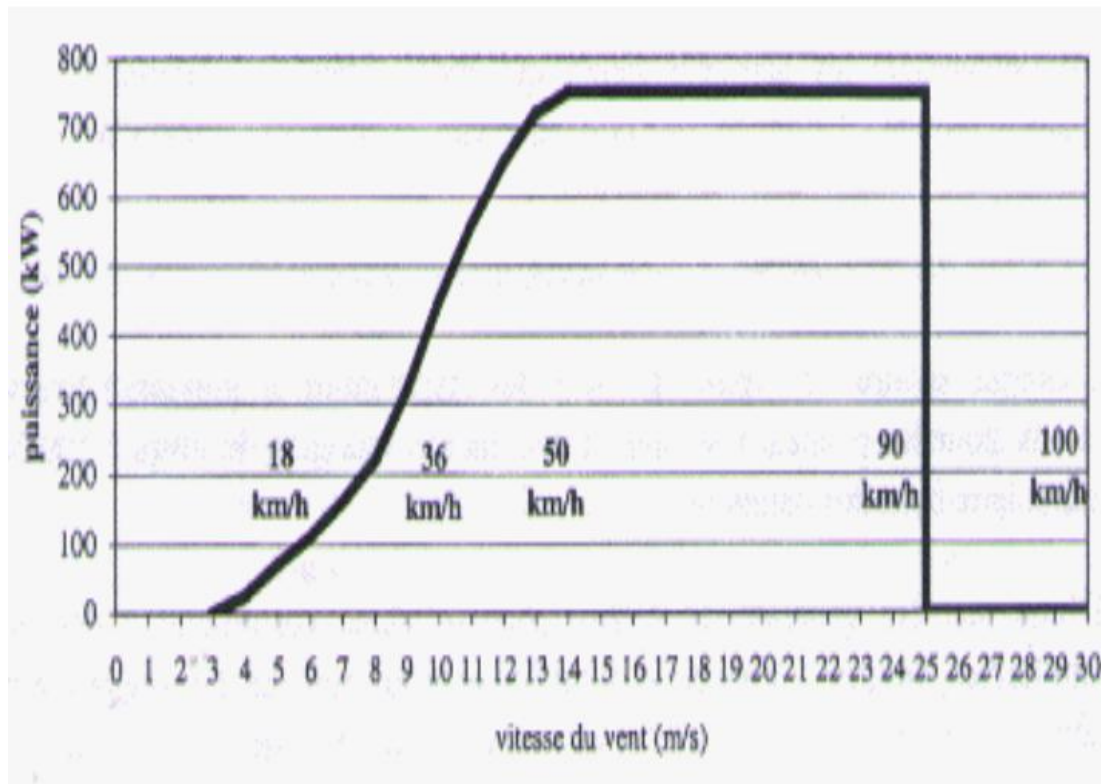


Figure 10

Exemple d'évolution de la puissance fournie par une éolienne en fonction de la vitesse du vent.

6.1.2 La ressource éolienne

A l'aval d'une éolienne la vitesse du vent est considérablement freinée ; elle est environ le tiers de la vitesse amont. De ce fait on ne peut accepter une densité trop importante d'éoliennes. Typiquement la distance entre éoliennes doit être égale à au moins 5 fois le diamètre des pales. Si on dispose les éoliennes en rangées parallèles la distance entre rangées est comprise généralement entre 3 et 9 fois le diamètre de pales. A titre d'exemple des éoliennes de 1 MW espacées de 250m et disposées en rangées également espacées de 250m fournissent une densité d'énergie de $0,016 \text{ kW/m}^2$, soit 10 fois plus faible qu'avec des capteurs photovoltaïque. De plus il n'est intéressant d'installer les éoliennes que dans des sites suffisamment ventés permettant d'obtenir un nombre d'heures de fonctionnement équivalent pleine puissance supérieure à 2000 heures (disponibilité moyenne de 23%). En France, on estime que la ressource éolienne à terre est d'environ 66 TWh/an et de 97 TWh/an offshore. Il s'agit ici de chiffres théoriques. Une limite plus stricte provient de l'intermittence de l'éolien.

6.1.3 Les conséquences de l'intermittence

La Figure 11 montre la variation de l'efficacité des éoliennes implantées dans l'Aude (un des sites les plus ventés de France) pour les différents mois de l'année et différentes années. La valeur moyenne des efficacités est de l'ordre de 25%, ce qui est notablement plus élevé que celle mesurée pour la France entière qui est plutôt de 20%. Par ailleurs l'efficacité peut varier d'un

facteur trois de mois en mois, et, pour un mois donné d'année en année. la seule exception dans le cas considéré est le mois de février. Ce type de comportement difficile à prévoir est tout à fait général.

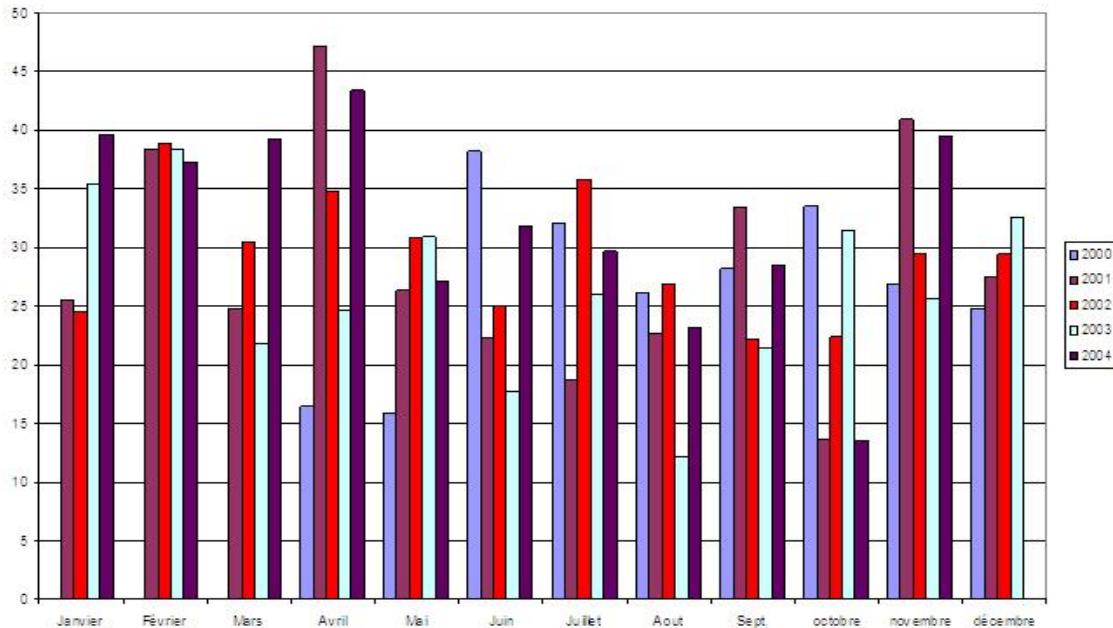


Figure 11

Rendement des éoliennes dans le département de l'Aude en fonction des différents mois mesurés de 2000 à 2004.

A l'intérieur d'un même mois les fluctuations sont aussi très importantes comme on peut le voir sur la Figure 12.

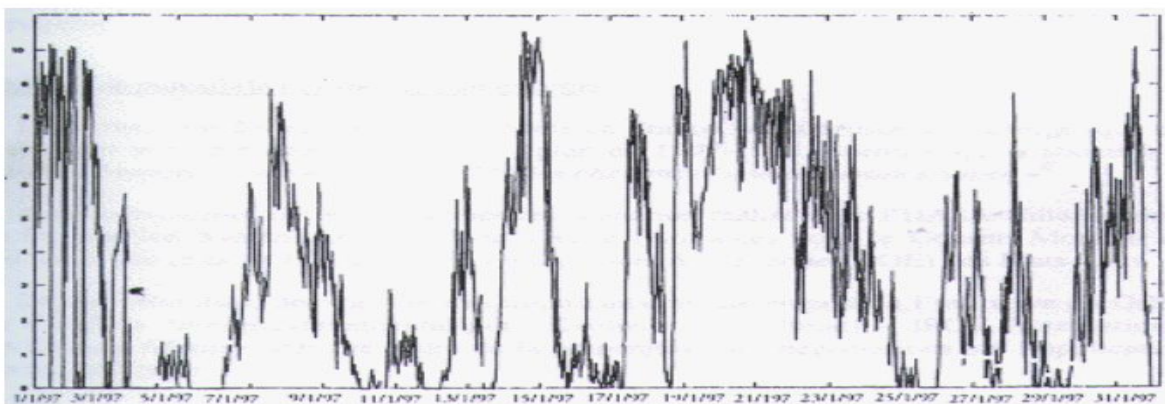


Figure 12

Evolution du rendement d'un parc d'éoliennes au mois de Janvier 1997

Il est clair que, si l'on désire utiliser toute la production éolienne, il faut disposer d'une source de substitution capable de réagir rapidement. La pratique très répandue de l'obligation d'achat impose d'ailleurs d'utiliser l'électricité éolienne quand elle se présente ; c'est ce qu'on appelle une énergie fatale.

Si on considère un ensemble géographique suffisamment vaste on peut espérer que les fluctuations s'annuleront. En fait, sur des durées de l'ordre de la semaine le développement d'anticyclones continentaux empêchent que cet effet de foisonnement soit très efficace. A l'échelle de la journée les fluctuations persistent, même à l'échelle d'un pays comme l'Allemagne comme on peut le voir sur le Tableau 12. En particulier on observe une variation de puissance de 1,6 GW soit de 42% entre 16h et 17h. Le réseau doit évidemment être capable de répondre à ces fluctuations. Pour ce faire il utilise trois systèmes d'ajustement :

1. la réserve primaire repose sur la variation de la fréquence du courant. Cette réserve intervient immédiatement mais ne peut absorber que 3% de variation,
2. la réserve secondaire qui repose sur la souplesse de réglage des différentes installations de production, soit environ 5% pour le nucléaire, 10% pour le thermique à flamme et 25% pour les barrages hydroélectriques,
3. Enfin, une réserve tertiaire formée de moyens aptes à être mis en service en moins de 20 minutes, essentiellement des turbines à gaz et des barrages.

Globalement, à titre d'exemple, la puissance totale mobilisable en France par ces différents moyens est de l'ordre de 6 GWe, soit environ 10% de la puissance du parc.

	10h	13h	14h	15h	16h	17h	18h
Puissance éolienne(GW)	4,4	4,5	4,2	5	5,4	3,8	4,4

Tableau 12

Evolution de la puissance fournie par les éoliennes allemandes le 24 octobre 2001

De ce qui précède on voit qu'il serait très imprudent qu'à un instant donné la puissance éolienne, dans un pays comme la France, dépasse 20% : une puissance de 20% pourrait atteindre 12 GW dont la variation rapide pourrait atteindre 6 GW. On pourrait envisager la construction de turbines à gaz supplémentaires mais, du même coup, on augmenterait les rejets de gaz carbonique aussi bien que le coût réel, déjà élevé, de l'éolien. Admettons toutefois une pénétration maximale de l'éolien de 30%. Comme l'efficacité des éoliennes ne dépasse pas 30%, on voit que l'électricité éolienne ne contribuera sans doute pas à concurrence de plus de 10% à la production d'électricité aussi longtemps que la question du stockage à long terme ne sera pas réglée. Le Danemark avec une proportion de 17% semble faire exception. En réalité le Danemark est intégré dans un réseau contenant aussi la Suède et la Norvège et sa contribution est à évaluer à cette aune. Elle ne dépasse pas 4%.

6.1.4 L'économie des éoliennes

On estime le coût des éoliennes à 1,3 M€/MWe. Ce chiffre est à rapprocher du coût d'investissement de 2 M€/MWe du nucléaire. Mais alors qu'une centrale nucléaire peut fournir environ 8GWh/MWe une éolienne ne fournit guère que 2,3 GWh/MWe. Pour l'investissement on voit que l'éolien coûte 2,2 fois plus que le nucléaire. Les frais de fonctionnement sont faibles dans les deux cas et ne changent pas fondamentalement ce rapport. Par contre, comme nous

l'avons dit plus haut, les éoliennes exigent l'existence de moyens de substitution. Il apparaît alors que leur mise en œuvre ne permet d'économiser que le combustible des ces moyens. Le Tableau 13 résume la composition des coûts des principales méthodes de production d'électricité. On voit qu'en 2004 l'éolien est compétitif avec le gaz, si l'on s'en tient à une estimation classique des coûts. Si on tient uniquement compte de l'économie de combustible : si les éoliennes remplacent des turbines à gaz le surcoût n'est que de 4 m€/kWh. Dans le cas du charbon le surcoût atteint 31 m€/kWh et, dans le cas du nucléaire, 44 m€/kWh.

	Charbon	Gaz	Pétrole	Nucléaire	Eolien
Investissement	14	8	14	18	40
Fonctionnement	8	3	8	5	12
Combustible	21	48	75	8	
Total	43	59	97	31	52

Tableau 13

Eléments de coûts de l'électricité selon les modes de production (2004) en m€/kWh

L'objectif (raisonnable ou non) donné par l'UE d'atteindre 21% d'électricité renouvelable ne pourra être atteint que par le développement d'un parc considérable d'éoliennes. C'est ainsi que la Programmation Pluriannuelle des Investissements(PPI) énergétiques prévoit la construction de 17 GWe d'éoliennes. Dans le cadre du marché il a fallu attirer les investisseurs en leur assurant un rendement financier élevé. Ceci a été fait en instaurant une obligation d'achat à 82 m€/kWh pour les éoliennes terrestres et de 130 m€/kWh pour les éoliennes offshore. Ces prix de rachat assurent des temps de retour d'environ 8 ans. En 2015 le surcoût que devront payer les consommateurs français sera de près de 3 G€par an.

6.1.5 Les maréoliennes

Les analyses faites pour les éoliennes peuvent s'appliquer aux maréoliennes. Dans ce cas toutefois, le ralentissement du courant au passage d'une rangée de maréoliennes ne peut se traduire par une augmentation de la densité. C'est plutôt la hauteur de la colonne d'eau qui change.

Il est toujours possible d'appliquer la formule de Betz, au moins à titre de loi d'échelle. Le rapport de 770 entre la densité de l'eau et celle de l'air est partiellement compensé par la différence de vitesse entre les courants d'air et d'eau. Ainsi, pour un vent de 55 km/h, une éolienne de rayon égal à 50 m fournit une puissance de 2,3 MW alors que pour une vitesse de courant de 5,5 km/h une maréolienne de rayon égale à 50 m fournirait une puissance de 1,8 MW. Dans la pratique on recherche des endroits où les courants atteignent ou dépassent 10 km/h, par exemple au cap de La Hague. Le courant y atteint 15 km/h au maximum ce qui permettrait à une maréolienne de rayon 20 m, de fournir une puissance crête de 6,5 MW et une puissance moyenne de 1,6 MW. Le potentiel français est estimé à 3 GW. Un potentiel particulièrement important est offert par le Gulf Stream, dans le golfe du Mexique. Un courant continu d'une vitesse de 8 km/h occupe une superficie de 100*20 km².

6.2 Le Solaire (chapitres 17 et 18)

6.2.1 La ressource

Le flux d'énergie solaire reçu par une surface de 1 m^2 perpendiculaire aux rayons solaires est de 1 kW à la surface de la terre. La puissance moyenne reçue par m^2 de sol vaut donc $0,25 \text{ kW}$ et l'énergie maximum reçue chaque année vaut 2190 kWh . En réalité, l'énergie réellement disponible est plus faible du fait de la nébulosité et de l'absorption de la lumière dans l'atmosphère. C'est ainsi que dans le Var l'énergie solaire disponible atteint 1800 kWh/an .

Dans ces conditions, avec les techniques actuelles les cellules photovoltaïques fournissent 180 kWh/m^2 pour une puissance crête de 100 W/m^2 . L'énergie disponible pour le chauffage atteint, elle, environ 500 kWh/an .

Bien entendu on ne peut produire d'énergie solaire que si le soleil, même voilé, est présent !

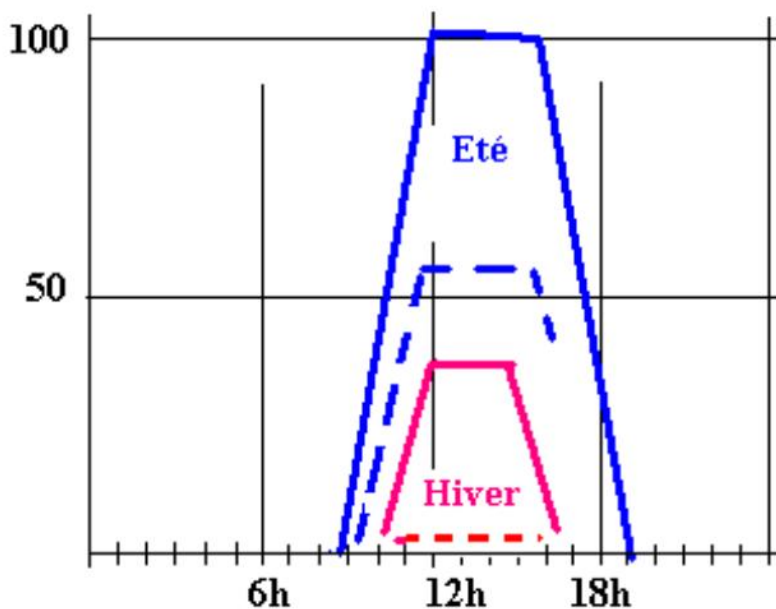


Figure 13

Variations de l'insolation à la latitude de Lyon. Les courbes pleines correspondent à un ciel clair. Les courbes en tirets à un ciel couvert.

La **Figure 13** montre le courant obtenu d'une cellule photovoltaïque en été et en hiver à la latitude de Lyon. On constate qu'il y a un facteur trois dans le courant maximum entre été et hiver. On constate aussi qu'en été et par temps clair une cellule de 1 m^2 devrait fournir environ 500 Wh . Si on désire stocker cette quantité d'électricité dans une batterie il faut une batterie de Plomb pesant environ 20 kg .

6.2.2 Le Photovoltaïque (chapitre 17)

6.2.2.1 Les technologies

Nous donnons quelques caractéristiques des cellules et panneaux photovoltaïques.

Une cellule délivre 0,8 Volts et une puissance crête maximale de 1 Watt. Un assemblage série-parallèle donne une tension de 12 V pour une puissance crête de 50W. Un module photovoltaïque a une surface typique de 0,4 m². Il délivre 40 Wc et jusqu'à 200 Wh/jour. Un module coûte environ 150 Euros, soit 3 Euros/Wc.

Les principales technologies utilisées pour les cellules photovoltaïques sont :

- Le silicium cristallin qui domine, à près de 95%. Le multicristallin croît plus vite que le monocristallin
- Le silicium amorphe dont 40% sert dans des calculatrices et autres applications de faible puissance
- Les composites tels que le CdTe et le CIS ont encore une part limitée.
- Les semi-conducteurs organiques ont un coût de revient faible mais ont un faible rendement (3%) et, surtout, une faible durée de vie. On espère qu'ils seront opérationnels dans une dizaine d'années.

L'As-Ga qui a de très bons rendements mais coûte très cher est réservé essentiellement au spatial. Ses performances sont dues à l'utilisation de plusieurs couches sensibles à des zones différentes du spectre solaire.

	Labo 1 à 100 cm ²	Pte série	Industriel m ²
Si cristallin	26	22	13-18
Si a	12-14	8-10	6-10
CdTe	15-16	10	7
CIS	15-18	10	8
AsGa	36 (multicouches)	30	25

Tableau 14

Performances des différents types de cellules photovoltaïques au stade du prototype de laboratoire, en petites séries et en réalisation industrielle.

Le Tableau 14 donne les valeurs des rendements obtenus pour différents semi conducteurs. La Figure 14 montre l'évolution de la production de cellules photovoltaïques dans le monde. L'accroissement de la production est très rapide, de l'ordre de 50% par an dans les années récentes. Cette croissance est tirée par le développement de la production d'électricité fournie au réseau. La réalisation de systèmes autonomes augmente relativement moins vite.

Le temps de retour énergétique des cellules photovoltaïques est compris entre 1 et 4 ans alors que leur durée de vie excède largement 15 ans. La situation est moins favorable en ce qui concerne les batteries lorsqu'elles sont utilisées : leur temps de retour est de l'ordre de leur durée de vie.

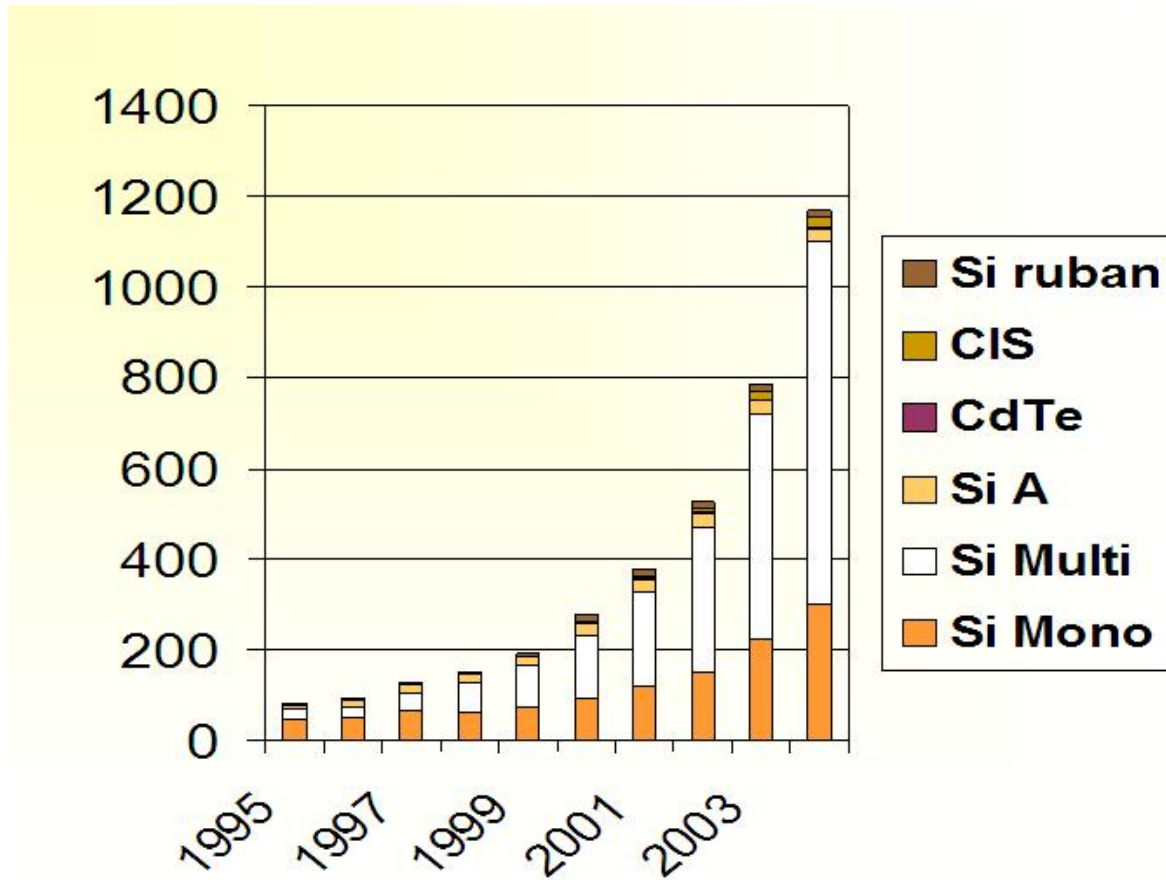


Figure 14

Evolution de la production des différents types de matériaux utilisés pour les cellules. On note la part écrasante du Silicium mono ou multicristallin. En ordonnée la puissance crête totale fournie.

L'augmentation très rapide de la production s'est récemment manifestée par une augmentation des prix des modules, alors que la tendance était à une diminution rapide des coûts de production, d'un facteur 2 tous les 10 ans. Ce comportement est démontré sur la Figure 15.

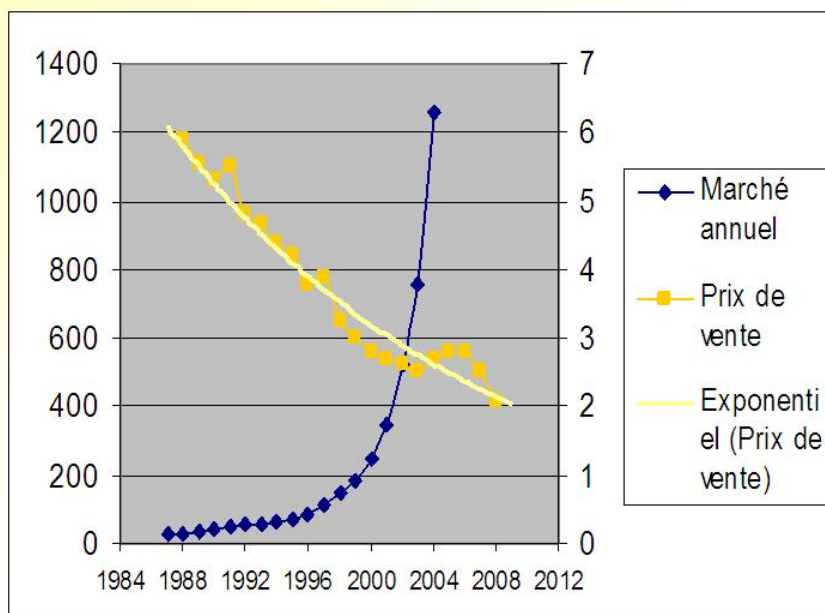


Figure 15

Evolution du prix du Watt crête photovoltaïque (échelle de droite en €) et de la production (échelle de gauche MW). Notez l’extrapolation de la courbe des prix en 2007 et 2008 qui tient compte de la mise en service de nouvelles usines de fabrication.

6.2.2.2 Le photovoltaïque autonome

La vocation la plus évidente du photovoltaïque est de fournir de l’électricité dans des endroits dépourvus d’accès au réseau centralisé d’électricité : chalets et refuges isolés, villages des PVD éloignés des grandes agglomérations. On estime à 2 milliards le nombre d’humains qui pourraient ainsi en bénéficier, soit en ayant pour la première fois accès à un certain confort électrique, soit en remplaçant des sources polluantes et onéreuses par une source moins chère et propre. C’est ainsi qu’on estime qu’un investissement en photovoltaïque de 300 €, permettant d’alimenter une lampe basse consommation, ou un chargeur de batterie pourrait remplacer une lampe au kérosène, des bougies ou encore des piles chimiques qui reviennent à une dépense de 10€/mois, soit 300 € en trente mois. Au delà de 30 mois le gain est donc assuré, à condition de pouvoir emprunter sans intérêt sur 30 mois, soit moins de 3 ans.

Dans un tel système le point faible est le stockage avec des batteries au plomb. En particulier, sur le long terme, ce sont les batteries qui contrôlent le coût du système, comme on peut le voir en comparant les coûts d’investissements initiaux à ceux calculés sur le cycle de vie de cellules.

Investissements	Module	Batterie	Modulation	Autres	total
Initial	65	13	5	17	100
Cycle de vie	65	89	5	17	176

Tableau 15

Coûts d’un système photovoltaïque autonome de production d’électricité pour l’investissement initial et pour l’ensemble du cycle de vie

Cette comparaison faite sur le Tableau 15 montre que la charge financière due aux batteries est plus importante que celle due aux cellules. Ceci souligne l'importance de la recherche sur les batteries au plomb pour en améliorer la durée de vie et en améliorer le recyclage, en particulier dans les pays utilisateurs. Ce recyclage est aussi impératif sur le plan environnemental et pour préserver les réserves de plomb. On voit aussi que le coût total d'un système autonome est environ trois fois plus important que le seul coût des batteries. Cette affirmation doit être modérée si on tient compte d'un taux d'actualisation qui tend à gonfler la contribution au coût des investissements initiaux.

Remarquons que, par comparaison, le coût de pose d'une ligne d'alimentation électrique s'élève à environ 30000 €/km, soit le prix de 100 kits.

Le courant fourni par les modules photovoltaïque est à basse tension continue. Traditionnellement cette tension passe par un onduleur pour fournir une tension alternative de 220 Volts. Cette pratique est évidemment paradoxale. Il serait bien préférable d'utiliser des appareils fonctionnant directement en courant continu de basse tension. Les recherches dans ce domaine sont à la fois indispensables et insuffisantes. La Figure 16 montre que des gains d'efficacité énergétique considérables peuvent être effectivement attendus si on développe des matériels spécifiques.

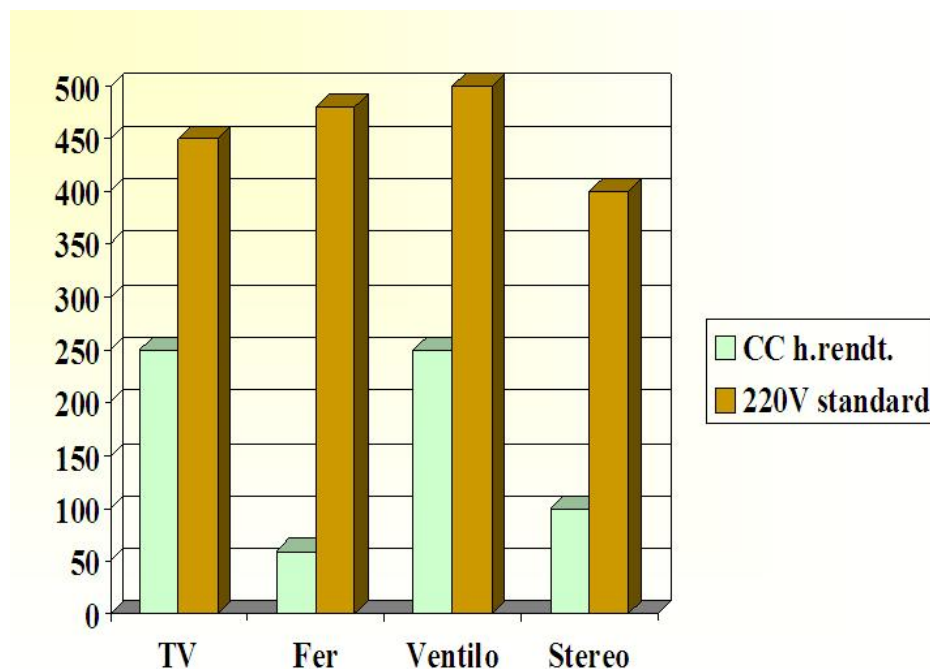


Figure 16

Comparaison des consommations journalières (en Wh) entre différents équipements standard et spécialement conçus pour le courant continu.

6.2.2.3 Le photovoltaïque relié au réseau

Dans les pays industrialisé le stockage nécessité par l'intermittence du photovoltaïque est fourni par le réseau. Les mêmes considérations que celles faites par l'éolien doivent alors s'appliquer : la disponibilité moyenne de la source n'excède pas 25%. La puissance totale photovoltaïque ne

devrait pas dépasser 40% si on veut éviter des instabilités insurmontables. Il s'ensuit que la contribution du photovoltaïque relié au réseau ne devrait pas excéder 10% du total.

Par ailleurs, dans des pays situés dans les régions tempérées ou nordiques la grande différence d'ensoleillement entre l'hiver et l'été conduit à de sérieuses difficultés : les besoins se situant surtout en hiver, un surinvestissement important serait nécessaire pour assurer une couverture constante de besoins. En réalité on voit difficilement comment le maintien d'une contribution significative du photovoltaïque pourrait se maintenir dans le cadre d'un marché sans distorsion. Le développement du photovoltaïque est lié soit à des subventions, soit à des crédits d'impôts et, tout particulièrement, à la pratique de l'obligation d'achat à un tarif rémunérateur. C'est la mise au point de telles politiques qui expliquent la croissance très rapide du photovoltaïque au Japon, en Allemagne et, depuis 2006, en France. Prenons l'exemple de cette dernière.

Exemple du financement d'une installation photovoltaïque intégrée privée en France

Surface de capteur : 15,6 m²

Rendement des cellules : 12,6 %

Puissance crête : 2 kWc

Production annuelle : 2100 kWh

Coût du matériel éligible à crédit d'impôt HT : 16200 €

Coût de l'installation MO HT : 2200 €

Raccordement EDF : 600 €

Total TTC : 19000 €

Crédit d'impôt : 8000 €

Subvention de la région : 4800 €

Subvention du département : 1000 €

Total des aides : 13800 €

Part du propriétaire : 5200 €

Recette annuelle : 1100 €

Temps de retour : 4,7 ans

Il est clair que pour attirer les clients il a fallu ajouter le beurre et l'argent du beurre à la tartine. Par ailleurs si l'on retient le prix de 3 €/par Wc pour les modules on voit que la partie purement photovoltaïque ne coûterait que 6000 €. Comment justifier la différence de prix de plus de 10000 € HT sur le matériel ? Certes il faut compter sur l'onduleur et d'autres aspects de connectique. Mais à un tel prix il est clair que les progrès sur les cellules n'auront qu'un impact marginal. Dans quelle mesure n'est ce pas l'existence des subventions qui tire les prix vers le haut ? En tous cas, si l'on veut que l'effet de série se traduise par une baisse des prix il faut clairement revoir le système de soutien actuel.

6.2.2.4 Les toits photovoltaïques

Un concept qui pourrait rentabiliser les systèmes solaires intégrés dans le bâtiment est celui du toit trois en un : couverture, chauffage et production d'électricité photovoltaïque. Des serpents situés sous les panneaux photovoltaïques les refroidissent et fournissent de l'eau chaude pour le chauffage et l'hygiène. Par exemple on considère qu'un toit de 50 m² pourrait fournir 20000 kWh/an pour un plancher chauffant et 9000 kWh d'électricité pour un surcoût de construction de

15000 € Même sans subvention ni tarif de rachat exorbitant on peut espérer un gain annuel de l'ordre de 2000 €, soit un temps de retour de l'ordre de 8 ans. Il faut toutefois évaluer soigneusement l'influence des variations saisonnières de l'ensoleillement sur cette rentabilité : en particulier, il est probable que le chauffage serait soit insuffisant en plein hiver, soit excédentaire en été. Le temps de retour pourrait, en fait, assez facilement atteindre 15 ans.

6.2.3 Le solaire « thermodynamique » (chapitre 18)

Alors que, dans le solaire photovoltaïque, le rayonnement solaire est directement transformé en courant électrique, le solaire thermodynamique utilise la chaleur solaire pour réchauffer un fluide utilisé directement ou indirectement dans un équipement de production électrique. De très nombreuses variations sont possibles selon la forme des miroirs concentrateurs, de la nature du fluide caloporteur et des équipements de production électrique.

Les systèmes à concentration nécessitent la présence du soleil et un ciel clair car le rayonnement diffus est insuffisant pour faire fonctionner une centrale thermodynamique. Il est généralement nécessaire de suivre la trajectoire solaire. Il est aussi possible de stocker la chaleur pendant les cycles jour-nuit, ce qui permet de fournir de l'électricité 24h sur 24. L'encombrement des centrales thermodynamiques est environ deux fois supérieur à celui nécessité par la technologie photovoltaïque (effet d'ombre porté par les modules individuels).

Nous décrivons quelques systèmes significatifs.

6.2.3.1 La filière parabolique

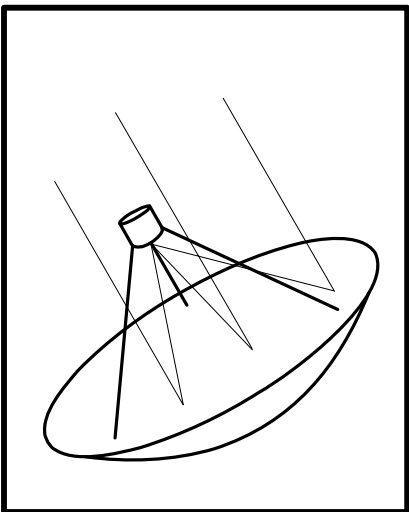


Figure 17 représente un exemple schématique d'une centrale parabolique. Un miroir parabolique aussi parfait que possible, dans la mesure des contraintes de coûts, focalise les rayons solaires sur un capteur. Avec un miroir de qualité astronomique on arrive à une concentration du rayonnement solaire d'un facteur 10000. Dans la pratique, toutefois, on se satisfait d'un facteur 4000.

Presque toutes les réalisations sont aujourd'hui basées sur la mise en œuvre de verre argenté en face arrière comme surface réfléchissante. C'est de loin celle qui présente le meilleur rapport qualité-prix : excellent coefficient de réflexion, bonne tenue aux intempéries, prix modéré d'un produit industriel d'utilisation massive et ancienne.

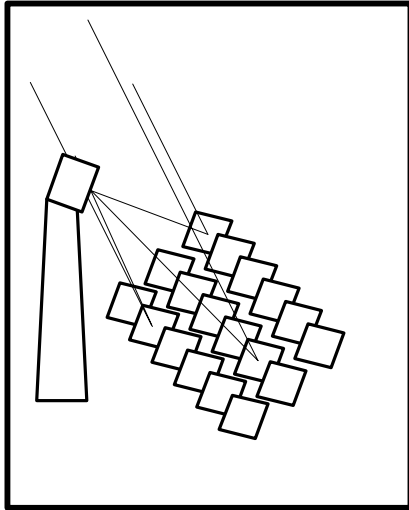
Figure 17

Schéma d'une centrale parabolique

Un mécanisme est nécessaire pour suivre le mouvement du soleil. De ce fait, la surface de la parabole est limitée à quelques centaines de mètres carrés et la puissance renvoyée sur le foyer ne dépasse donc pas quelques centaines de kW. Le récepteur est généralement une chaudière à gaz fonctionnant entre 600 et 800 d° Celsius. Ces gaz chauds alimentent un moteur de Stirling.

Ces moteurs ont de bons rendements et on arrive à des rendements globaux énergie électrique versus énergie solaire supérieurs à 20% pour des puissances crêtes de quelques dizaines de kW.

6.2.3.2 La filière « centrale à tour »



La Figure 18 est une représentation schématique d'une centrale à tour. On peut considérer cette dernière comme une extrapolation des centrales paraboliques. On renonce à utiliser une vraie parabole (qui devrait être mobile ce qui est inimaginable en grande taille) et on la remplace par une pseudo-parabole, à foyer fixe, d'une taille pouvant atteindre plusieurs centaines de milliers de mètres carrés, et constituée de centaines ou de milliers de miroirs plans orientables. On appelle ces miroirs « héliostats » (en grec : qui fixe le soleil). Leur ensemble constitue le « champ d'héliostats ». On utilise ici l'image de la pseudo-parabole parce que, à chaque instant, les rayons solaires atteignant le centre de chaque héliostat sont réfléchis par le dispositif en direction d'un point unique, fixe dans le temps, et qui joue donc le rôle du foyer de la parabole.

Figure 18

Schéma de centrale à tour

Les miroirs individuels sont tous équipés d'un mécanisme leur permettant de suivre le soleil. La surface réfléchissante de la « parabole » étant fatalement déployée au sol, son « foyer » se trouve en altitude. Pour y disposer le récepteur, on est amené à construire une tour de grande hauteur qui donne son nom à la filière. Les concentrations atteintes varient entre 200 et 700. Au moins quatre fluides caloporteurs sont susceptibles d'être utilisés : l'eau-vapeur, les sels fondus, les métaux liquides et l'air. Un dispositif de stockage de chaleur est généralement associé à la centrale. Le rendement des miroirs atteint 20% tandis que le rendement thermodynamique atteint 40%, soit un rendement global de 8%.

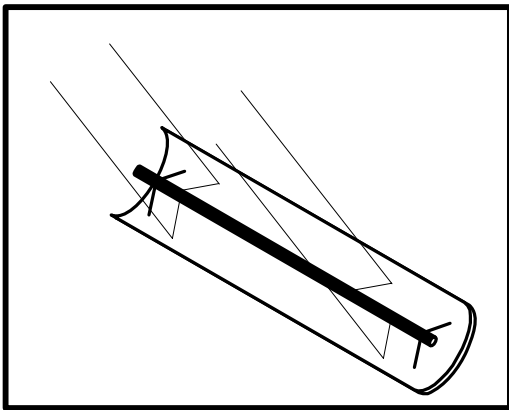
6.2.3.3 la filière cylindro-parabolique

La

En réalité, la centrale ne fonctionnant que 25% du temps ce chiffre est à multiplier par quatre. si on retient non la puissance maximum mais la puissance moyenne. Rappelons que le coût d'investissement d'une centrale nucléaire est de l'ordre de 2500 dollars par kWh.

Figure 19 est une représentation schématique d'un récepteur parabolique. Le récepteur est orienté Est-Ouest et peut ainsi suivre le soleil par un mouvement simple dans une seule dimension. Par contre, la concentration ne dépasse pas 80. Sur l'axe du cylindre le collecteur contient de l'huile de synthèse comme caloporteur à une température de l'ordre de 400 °C. L'huile chaude permet de faire fonctionner une turbine à vapeur. Les rendements thermodynamiques atteignent 38%. Le rendement global énergie électrique/énergie solaire est de l'ordre de 10%. Les principales centrales fonctionnant de manière commerciale, celles de Luz en Californie sont de ce type. C'est pourquoi nous donnons quelques résultats concernant ces centrales.

Ces centrales cumulent une puissance nette électrique de 354 MW. Elles fournissent leurs kilowatts-heures essentiellement au rythme de l'apport solaire. En Californie la pointe est provoquée par la mise en marche des climatiseurs, ce qui est favorable à l'exploitation de l'électricité solaire. Ceci a permis à Luz de facturer 40% de sa production à un tarif de pointe de 35 cents/kWh. Malgré ces circonstances favorables la société Luz a fait faillite. Le coût d'investissement atteignait 3500 dollars par kWh.



En réalité, la centrale ne fonctionnant que 25% du temps ce chiffre est à multiplier par quatre.

si on retient non la puissance maximum mais la puissance moyenne. Rappelons que le coût d'investissement d'une centrale nucléaire est de l'ordre de 2500 dollars par kWh.

Figure 19
Schéma d'un récepteur cylindro- parabolique

En conclusion, les centrales solaires thermodynamiques ont encore de redoutables défis à surmonter pour être compétitives. Leurs chances sont plus grandes dans des pays à fort ensoleillement et lorsque la demande de pointe a lieu en été à cause des besoins de climatisation. Par rapport au photovoltaïque elles ont l'avantage de permettre un stockage sur 24 ou 48 h. Les petites centrales paraboliques pourraient être très intéressantes pour une production décentralisée à l'échelle d'un village ou d'une entreprise.

6.2.4 Les tours météorologiques

Deux concepts ont été proposés récemment qui utilisent l'énergie solaire pour mettre en mouvement d'importantes quantités d'air dont le mouvement est mis à profit dans des turbines pour produire de l'électricité. Il s'agit donc, en quelque sorte, d'imiter la nature en créant des vents artificiels.

6.2.4.1 La cheminée solaire

Ce concept est dû à l'architecte allemand Jörg Schlaich. Il consiste en une serre de grande dimension servant à chauffer l'air qui s'élève dans une cheminée centrale de grande hauteur. Le courant d'air ainsi créé est utilisé pour mettre en œuvre des turbines. La Figure 20 est une représentation schématique de la cheminée solaire.

La température d'entrée dans la serre est T_0 . La température de l'air à l'arrivée à l'entrée de la cheminée est T_{am} , la température en sortie de cheminée est T_s tandis que celle de l'air au repos à une altitude égale à la hauteur de la cheminée est T_h . La hauteur de la cheminée est H_t et son diamètre D_t , tandis que le diamètre de la serre est D_{coll} . On peut alors calculer un rendement théorique des turbines :

$$\eta = 1 - \frac{T_s}{T_{am}} = \lambda \frac{H_t}{T_0}$$

λ est le « gradient adiabatique sec » et vaut 10 ° Celsius/km. On voit que pour avoir un rendement acceptable il faut une tour très élevée. Avec $H_t = 1$ km et $T_0 = 300$ d°K on obtient seulement un rendement de l'ordre de 3%.

Dans le projet australien la cheminée a une hauteur de 1 km, le collecteur un diamètre de 7 km, le diamètre intérieur de la cheminée est de 200 m. La puissance maximum serait de 200 MW et l'énergie électrique fournie de 750 GWh, soit moins de 1% de l'énergie solaire incidente sur le collecteur. Le kWh serait fourni à un coût de 0,06 € Il faut remarquer que l'inertie thermique de la cheminée et du collecteur est telle que le contraste jour-nuit est fortement atténué, le rapport entre puissance moyenne et puissance crête atteignant 45%.

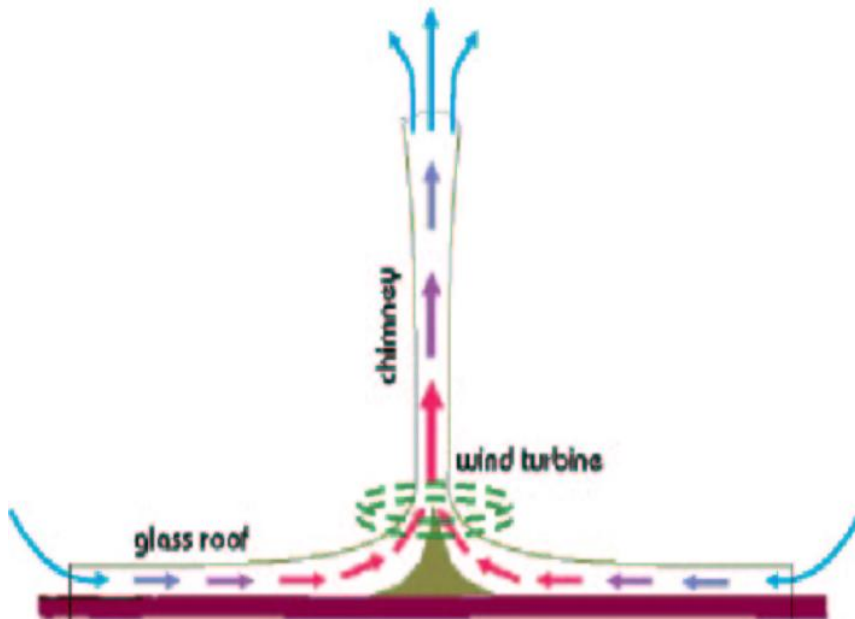


Figure 20

Représentation schématique de la cheminée solaire

6.2.4.2 La tour à air refroidi

Ce système a été proposé par une équipe israélienne. Elle a été baptisée SNAP (SNeH Aeroelectric Power, où Sneh signifie buisson ardent en hébreu). La Figure 21 est une vue d'artiste de ce à quoi la tour SNAP pourrait ressembler. Dans le projet d'origine elle mesure 1200 m de haut et 400 m de diamètre. Le principe consiste à disperser des gouttelettes d'eau au sommet de la tour. L'évaporation de l'eau des gouttelettes refroidit l'air qui, devenant plus lourd, se met en mouvement vers le bas. L'air descendant peut s'échapper par les orifices situés au bas de la tour. Un courant de convection (d'environ 2 millions de m^3/s avec une vitesse de 16 m/s) susceptible d'entraîner des turbines s'établit ainsi. L'eau non évaporée se re-condense au bas de la tour. De grandes quantités d'eau sont nécessaires, d'autant plus difficiles à trouver que l'air doit être très sec, ce qui n'est possible que dans un environnement désertique. Il est donc envisagé d'utiliser de l'eau de mer. L'énergie solaire est utilisée à réchauffer « naturellement » l'air froid sortant de la tour et ceci se fait sans l'adjonction d'une serre, à la différence du cas de la cheminée solaire. Typiquement la tour SNAP produirait une puissance de 400 MWe. Le coût de l'électricité produite devrait être notablement (peut-être un facteur 2) plus faible que celui de l'électricité fournie par la cheminée solaire.

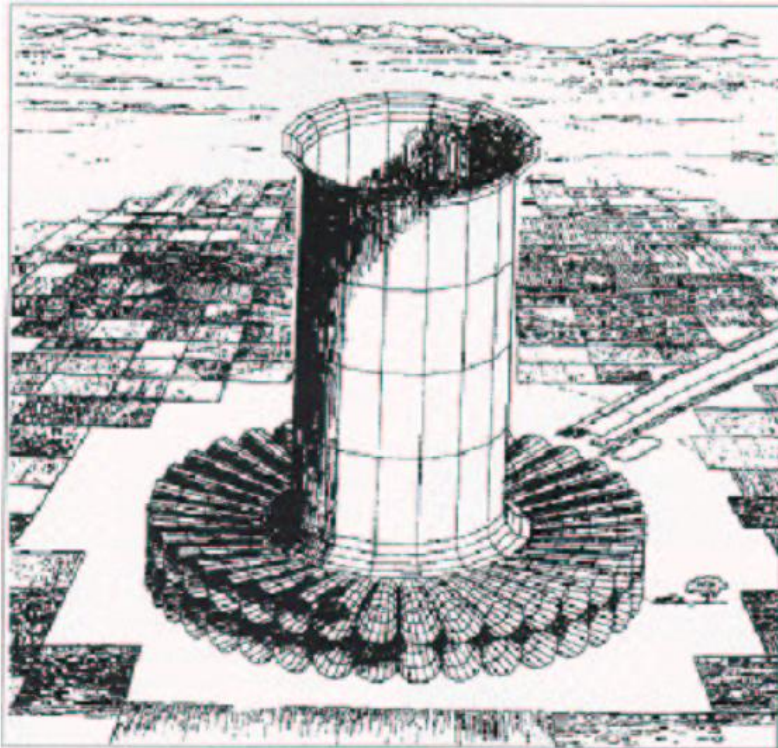


Figure 21

Vue d'artiste de la tour SNAP

7 Comparaison des coûts

Le Tableau 16 donne une décomposition des coûts de l'électricité produite en France selon diverses méthodes. L'importance de la composante « combustible » est évidente pour les centrales au charbon, au fioul (pétrole) et au gaz. Le poids de l'investissement est lourd pour le

nucléaire et surtout pour l'éolien et le photovoltaïque. L'Union Européenne a réalisé un programme de détermination des coûts externes des techniques de production d'électricité. Les combustibles fossiles ont un coût externe particulièrement élevé du fait de leur production de gaz carbonique et aussi, particulièrement pour le charbon, de polluants atmosphériques et de poussières. Nous avons reporté pour mémoire le coût minimum du solaire photovoltaïque entraîné par l'investissement seul. Le coût de l'hydroélectricité n'est pas indiqué mais est généralement plus faible que celui du nucléaire, une fois les investissements amortis.

	Nucléaire	Charbon	Gaz	Pétrole	Eolien	PV
Coûts	m€kWh	m€kWh	m€kWh	m€kWh	m€kWh	m€kWh
Combustible	8	21	48	75	0	0
Exploitation	5	8	3	8	12	
Investissement	18	14	8	14	49	300
Coûts internes	31	43	59	97	61	
Coûts externes	3	53	15	46	2	
Total	34	96	74	143	63	300

Tableau 16

Ventilation des coûts de l'électricité selon les méthodes de production. On a également indiqué la valeur des coûts externes calculés dans le cadre du programme eXterne de l'UE. On a également fait figurer une estimation du coût de l'électricité photovoltaïque basée uniquement sur l'investissement.

8 Conclusions

De toutes les énergies fossiles il semble bien que seul le charbon permette de franchir le cap de 2100. Si on veut éviter une catastrophe climatique il est impératif de mettre au point et d'utiliser le plus rapidement possible la technique de capture et de séquestration du CO₂.

Parmi les énergies renouvelables, l'hydroélectricité devrait pouvoir fournir 20% de la consommation de façon fiable et économique, au prix, il est vrai de grandes migrations de population.

La biomasse contribue, dès à présent, à hauteur de 10% de la consommation d'énergie totale, surtout sous forme de bois de feu. Le domaine de prédilection de la biomasse devrait être la production de carburants et d'hydrogène. On pourrait envisager une contribution de l'ordre de 20% aux besoins de transport. Une exploitation trop importante de la biomasse poserait des problèmes environnementaux redoutables.

Sans moyens de stockage, les énergies renouvelables intermittentes ont un intérêt limité et on peut prévoir que la mode en disparaîtra avec les mécanismes de subvention. Dans les pays dotés

de réseaux électriques développés la contribution de l'éolien et du solaire ne pourront sans doute pas contribuer à plus de 10% de la production d'électricité. Au contraire, dans les pays du Sud, bien ensoleillés, et en absence de réseau centralisé, le solaire photovoltaïque présente un grand intérêt et l'emportera sans doute sur le solaire thermodynamique. Le solaire thermique pourra, lui aussi, contribuer de façon significative à limiter l'usage des combustibles fossiles pour le chauffage.

La seule façon de faire face à la demande énergétique sans conduire à une évolution catastrophique des concentrations atmosphérique et océanique de gaz carbonique est de développer à la fois le nucléaire et la capture-séquestration du CO2 dans des installations de production d'électricité et de carburants de synthèse utilisant majoritairement le charbon.

Pour en savoir plus

Livres

" L'énergie dans le monde : bilan et perspectives "

J.L.Bobin, H.Nifenecker, C.Stéphan, EDP Sciences 2001

" L'énergie de demain "

J.L.Bobin, E.Huffer, H.Nifenecker EDP/Grenoble Sciences 2005

"A fond contre le CO2 "

Denis Bonnelle, éditions du Cosmogone

"Energie et environnement, les risques et les enjeux d'une crise annoncée"

Bernard Durand, à paraître chez EDP/Grenoble Sciences

Sites WEB

<http://www.sauvonsleclimat.org>

http://sfp.in2p3.fr/Debat/debat_energie/index.html

<http://www.manicore.com/documentation/serre/index.html>

<http://lpsc.in2p3.fr/gpr/french/gpr.html>