

Production d'énergie électrique par sources renouvelables

par **Bernard MULTON**

Agrégé de Génie Électrique

Docteur de l'Université de Paris 6

Professeur des Universités de l'École Normale Supérieure de Cachan-Antenne de Bretagne

1. Hydraulique	D 4 005 - 2
2. Solaire thermodynamique	— 3
3. Solaire photovoltaïque	— 4
4. Aérogénération (éoliennes)	— 6
5. Générateurs utilisant la houle	— 8
6. Production marée-motrice et par les courants marins	— 8
7. Électricité géothermique	— 9
8. Génération et cogénération à partir de la biomasse ou de déchets	— 10
9. Conclusion	— 11
Références bibliographiques	— 11

L'électricité, forme propre de l'énergie par excellence, est aujourd'hui produite, à près de 80 %, grâce à la combustion des carburants fossiles ou de l'uranium 235 (fission nucléaire), ressources épuisables [D 3 900]. Elle contribue ainsi abondamment à la production de déchets nuisibles pour l'environnement. Les ressources énergétiques renouvelables sont pourtant considérables et parfaitement capables, à long terme, de satisfaire la majeure partie de nos besoins. Mais outre l'hydroélectricité, technologie parfaitement mature, les solutions de conversion des ressources renouvelables, que sont le **soleil**, le **vent**, la **houle**, la **biomasse**, etc., sont encore en phase de décollage industriel et ne représentent qu'une faible part dans le bilan global.

Après de nombreux soubresauts, les contraintes environnementales, le rapprochement de l'échéance d'épuisement des ressources fossiles et fissiles ainsi que les soucis d'indépendance énergétique conduisent depuis les années 1990 à un décollage significatif des filières de production d'électricité d'origine renouvelable, qualifiées de nouvelles, c'est-à-dire hors « grande hydroélectricité ».

Le présent article a pour objectif principal de faire prendre conscience, au lecteur, des évolutions des « filières nouvelles » ainsi que de leur potentiel énergétique et économique. Enfin, il est loin d'être exhaustif, notamment dans les domaines les plus émergents dans lesquels la « nature économique » n'a pas encore opéré de sélection.

Le lecteur trouvera en [D 4 006] des éléments de comparaison de ces différents types de source d'énergie.

1. Hydraulique

Contexte de la production d'électricité

La production d'énergie électrique s'est développée dès la **fin du XIX^e siècle** et s'est organisée rapidement en réseaux, l'objectif étant de mettre à disposition du plus grand nombre cette ressource produite à partir d'usines centralisées fonctionnant à partir de l'énergie hydraulique et des combustibles fossiles. Le transport en courant alternatif s'est, dans ce contexte et avec les moyens technologiques de l'époque, rapidement imposé. Les puissances unitaires des usines de production ont régulièrement crû jusque, dans les années 1980, à des valeurs supérieures au gigawatt.

À la **fin du XX^e siècle**, on a assisté à deux évolutions importantes. D'une part, une production d'énergie électrique autonome ou en « site isolé » a été proposée aux consommateurs qui ne disposaient pas du réseau (zones rurales des pays en voie de développement) ou pour ceux qui en étaient éloignés et pour lesquels le coût de raccordement était supérieur à l'investissement dans un système de production autonome. Les puissances unitaires de ces systèmes, à l'échelle de l'habitat individuel ou de la collectivité locale, sont relativement faibles de la centaine de watts à quelques dizaines de kilowatts. D'autre part, l'ouverture à la concurrence des marchés de l'électricité a permis à des investisseurs de produire de l'électricité à partir de relativement petites unités généralement thermomécaniques (turbines à gaz).

Enfin, les prises de consciences environnementales ont conduit à une croissance de l'exploitation des ressources renouvelables (figure 1), ce qui a encore amplifié le phénomène de décentralisation (ou de distribution) de la production d'énergie électrique.

On rencontre ainsi deux situations fondamentales de production d'électricité, celles en **réseaux interconnectés** et celles **autonomes**. Le réseau offre l'immense avantage de la mutualisation des ressources et du lissage de la consommation et permet ainsi de réduire la nécessité d'un stockage intermédiaire. Le réseau est stabilisé en adaptant, en temps réel, la production à la consommation. En site isolé, la stabilité de la fréquence et de la tension est assurée par la régulation du système de production s'il utilise du carburant comme source primaire et par la présence d'un système de stockage s'il exploite des ressources fluctuantes comme le soleil ou le vent. Notons que les réseaux ont également recours à des systèmes de stockage hydraulique : lors des périodes de basse consommation, certaines centrales spécifiques pompent l'eau d'un bassin inférieur vers un bassin supérieur ; cette eau (énergie potentielle) est turbinée dans les périodes de pointe. Cela permet notamment de prolonger la durée de vie des centrales thermiques en réduisant la fatigue occasionnée par les variations de puissance.

Des évolutions importantes se préparent dans le secteur de la production d'électricité [2] [3]. On prévoit, **jusqu'en 2020**, que, malgré une forte croissance des solutions alternatives, les sources traditionnelles resteront largement dominantes (figure 2). Ce n'est que **vers 2050** [D 3 900], réf. [1] que l'on envisage une part considérable des sources d'énergie renouvelables, autres qu'hydraulique, dans la production d'électricité. Alors, pourquoi se préoccuper de ces changements aussitôt ? Parce que ces systèmes stratégiques nécessitent une longue maturation industrielle pour atteindre la fiabilité et la compétitivité nécessaires. C'est la raison pour laquelle de très nombreuses nations subventionnent le rachat d'une électricité qui n'est pas encore compétitive surtout lorsque l'on ne sait pas considérer les coûts annexes, notamment environnementaux.

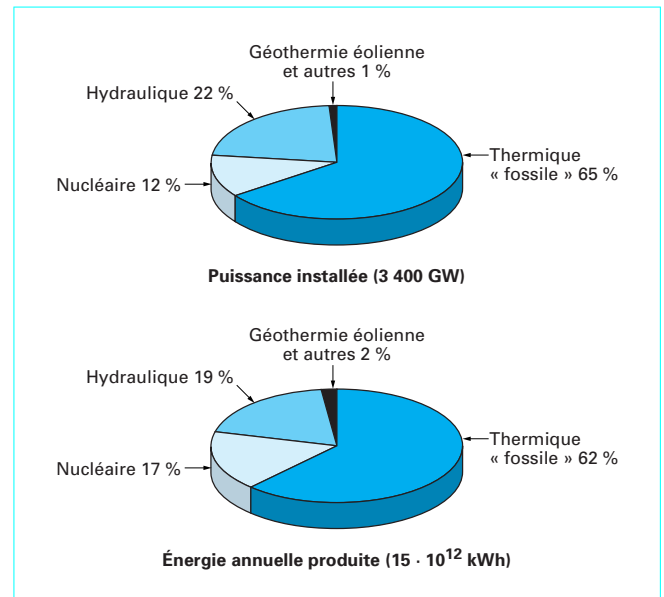


Figure 1 - Répartition par sources primaires de la production d'électricité (données 2000)

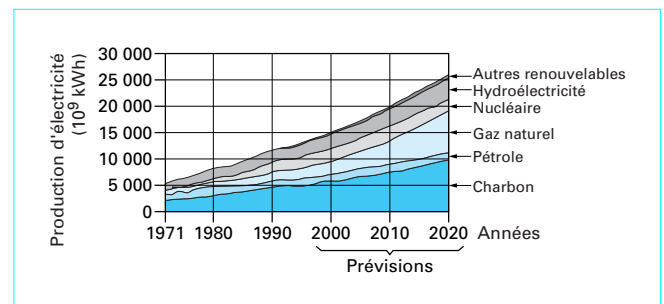


Figure 2 - Progression au niveau mondial de la production d'électricité des sources primaires (données Agence Internationale de l'Énergie)

C'est aujourd'hui, et de très loin, la première source d'électricité d'origine renouvelable. La puissance installée dans le monde atteint **740 GW** pour une production annuelle de **2,7 · 10¹² kWh**. C'est une solution extrêmement attractive qui est exploitée au voisinage du maximum de son potentiel dans de nombreux pays industrialisés. En France, environ 90 % des ressources sont utilisées. Certaines régions du monde sont plus favorisées que d'autres (Norvège, Québec, Amazonie, Chine...) mais une grande partie des zones habitées sont traversées par des cours d'eau dont le potentiel est souvent encore peu exploité (11 % en Asie, 7 % dans les pays de la CEI et 4 % seulement en Afrique).

Au niveau mondial, l'énergie hydraulique pourrait permettre de produire annuellement **40,5 · 10¹² kWh**. Sur l'ensemble des sites, **14,3 · 10¹² kWh** seraient techniquement exploitables soit plus que la consommation actuelle totale d'électricité [4]. La Chine arrive au premier rang en terme de potentiel avec **370 GW** constructibles et **1 900 · 10⁹ kWh** annuels.

La plus grande centrale (Itaipu) sur la frontière du Brésil et du Paraguay a une puissance de **12,6 GW** (début de la mise en service

en 1991, $90 \cdot 10^9$ kWh produits en 1999). La croissance du marché s'effectue surtout dans les pays en voie de développement possédant les ressources.

Exemple : la construction en Chine d'une centrale de 18 GW (barrage des Trois Gorges), soit 27 générateurs de 700 MW, dont la mise en service a commencé en 2002, mérite d'être mentionnée. Plus d'un million de personnes ont été déplacées, plusieurs sites archéologiques majeurs ont été inondés et il y aura des conséquences sur l'environnement.

Lorsque le relief le permet, l'énergie hydraulique offre un intéressant moyen de stockage d'énergie appelé « **stockage hydraulique gravitaire** ».

Exemple : en France, dans l'usine de Grand'Maison, 2 bassins séparés de 935 m de dénivellée et d'une contenance de 170 Mm^3 , permettent le stockage de $400 \cdot 10^6$ kWh. Douze groupes turbo-alternateurs de 150 MW peuvent fournir des pointes de puissance de 1,8 GW et 8 sont réversibles pour le pompage en période creuse.

Cette forme de stockage d'énergie est très utilisée dans le monde. En France ce sont 4,3 GW qui sont installés pour cette fonction avec une énergie annuelle rendue de $5,2 \cdot 10^9$ kWh, le rendement énergétique (sur un cycle complet de stockage et déstockage) étant de l'ordre 60 à 70 %.

Les **petites centrales hydrauliques** (PCH) sont attractives pour une production décentralisée et pour accroître encore l'exploitation de cette ressource. Il s'agit, par définition, des puissances inférieures à environ 10 MW (la fourchette va de 0,5 MW au Luxembourg à 50 MW au Brésil). Elles sont considérées comme faisant partie des nouvelles solutions de production d'électricité d'origine renouvelable et font l'objet d'incitations, notamment à travers une tarification de rachat du kWh avantageuse. On estime la production annuelle mondiale des PCH à $100 \cdot 10^9$ kWh. En France, alors que la grande hydroélectricité a quasiment atteint la saturation, il reste encore un potentiel d'évolution des PCH, soit 3 500 unités pour une puissance maximale de 1 700 MW et environ $7 \cdot 10^9$ kWh annuels.

Les hydrogénérateurs sont constitués d'une turbine hydraulique associée à une génératrice électrique. Celle-ci est de type asynchrone jusqu'à 2 MW environ et synchrone au-delà. Jusqu'à des puissances de l'ordre de la dizaine de MW, la turbine lente entraîne la machine électrique à travers un multiplicateur de vitesse. Les rendements de conversion sont de l'ordre de 60 à 90 % selon les turbines, les pertes de charge dans les conduites et les génératrices.

Des gains significatifs de productivité (de l'ordre de 10 à 15 %) pourraient être apportés grâce à la vitesse variable ainsi que grâce à des générateurs à plus haut rendement, surtout en petites puissances (machines à aimants). Mais ces technologies, couramment employées dans le secteur éolien, n'ont pas encore pénétré ces marchés.

Le tableau suivant [5] donne des exemples de coûts d'investissement pour des petites centrales hydroélectriques. Ces coûts dépendent fortement de la part de génie civil pour la construction de barrages, de conduites éventuellement sur de grandes distances, très dépendante de la topographie.

Puissance	Coût de l'usine complète (€ / W)	Génératrices
70 kW	4,3	asynchrone
70 kW	3,9	asynchrone
180 kW	3	asynchrone
800 kW	1,4	asynchrone
2,9 MW	0,9	synchrone
3,5 MW	0,6 à 1,3	synchrone

2. Solaire thermodynamique

Le potentiel de l'énergie solaire est énorme [D 3 900], réf. [1] et les différences d'énergie reçue annuellement, entre les zones les plus ensoleillées et celles qui le sont le moins, ne varient que dans un rapport 1 à 2. Mais l'irradiation solaire est fluctuante (alternances jour-nuit, rythmes saisonniers, nuages), elle nécessite un stockage en site isolé et peut se faire au « fil du soleil » lorsque l'on est connecté au réseau.

La puissance maximale rayonnée au niveau du sol vaut environ 1 kW/m^2 et peut atteindre $1,2 \text{ kW/m}^2$ dans certaines situations de réflexion nuageuse. Un carré de 100 m de côté dans le sud de la France reçoit $14 \cdot 10^6$ kWh thermiques annuels, soit 1 400 kWh/m² annuels, avec des pointes de puissance de 12 MW.

■ Héritées des solutions des centrales thermiques à combustibles, les centrales solaires thermodynamiques permettent d'exploiter directement la chaleur rayonnée par le soleil pour **chauffer de l'eau en vapeur** via un fluide caloporteur. Un stockage intermédiaire de chaleur permet de lisser la production. Même avec les faibles rendements thermodynamiques des **turbines à vapeur** (30 % environ), on peut envisager, dans un tel carré, une production annuelle électrique de $4 \cdot 10^6$ kWh avec une puissance électrique crête de 3 MW environ.

Pour la production à grande échelle, on trouve principalement deux grandes familles de systèmes solaires thermodynamiques [6].

La première utilise des **capteurs paraboliques**, cylindro-paraboliques, également appelés « **auges** », au fond desquels se trouve un tube parcouru par un fluide caloporteur. Leur axe de rotation orienté Nord-Sud permet le suivi du soleil d'Est en Ouest. La figure 3a montre le schéma d'une telle auge solaire. La figure 3b est une photographie d'un détail de la plus grande centrale solaire thermodynamique (80 MW). En Californie, de 1984 à 1991, neuf usines de 13,8 à 80 MW ont été construites et totalisent une puissance de 354 MW. Le facteur de concentration du rayonnement solaire est de 30 à 60 et permet d'échauffer le fluide caloporteur (huile) à 390 °C. Un échangeur de chaleur permet de produire de la vapeur à 370 °C sous 10 bar. Le rendement complet du système a atteint, dans les meilleures conditions, une valeur de 22 %, sachant que celui de la turbine est de 37 %.

La seconde famille exploite une **tour** contenant une chaudière vers laquelle est concentré le rayonnement capté par un champ d'héliostats (figure 4a). En France, la centrale Thémis dans les Pyrénées a permis de tester ce principe durant les années 1980 [7]. Un ensemble de 200 miroirs (rendement de 90 %) à orientation pilotée dirigeait le rayonnement solaire vers une tour de 100 m, dans une cavité de 56 m^3 . Une puissance thermique de 9 MW conduisait à une puissance électrique de 1,8 MW mais le rendement s'est malheureusement révélé plus faible quand le rayonnement solaire était insuffisant. En outre, la nécessité de maintenir la température du fluide (sels fondus), en l'absence de soleil, a conduit à un rendement net de l'ordre de 15 %. Le coût du kWh produit ne s'est pas révélé compétitif dans le contexte politico-économique de l'époque, l'expérience n'a pas donné suite en France. Cependant, il y a eu d'autres expériences plus concluantes à l'étranger notamment aux USA. La figure 4b montre l'usine expérimentale Solar Two de 10 MW électriques en Californie qui a été mise en service à la fin des années 1990. Cette installation comprend une tour de 100 m, 2 000 héliostats et des réservoirs de stockage.

Les centrales solaires thermodynamiques peuvent être avantageusement couplées avec un autre mode de chauffage, par exemple au gaz. Le coût de production du kWh peut ainsi devenir compétitif et de très nombreux projets sont en préparation dans le monde. On peut considérer que la filière technologique à auges a atteint une bonne maturité industrielle, le coût de production du kWh atteint 0,1 € et même 0,08 € lorsqu'elle est hybridée avec un chauffage au gaz.

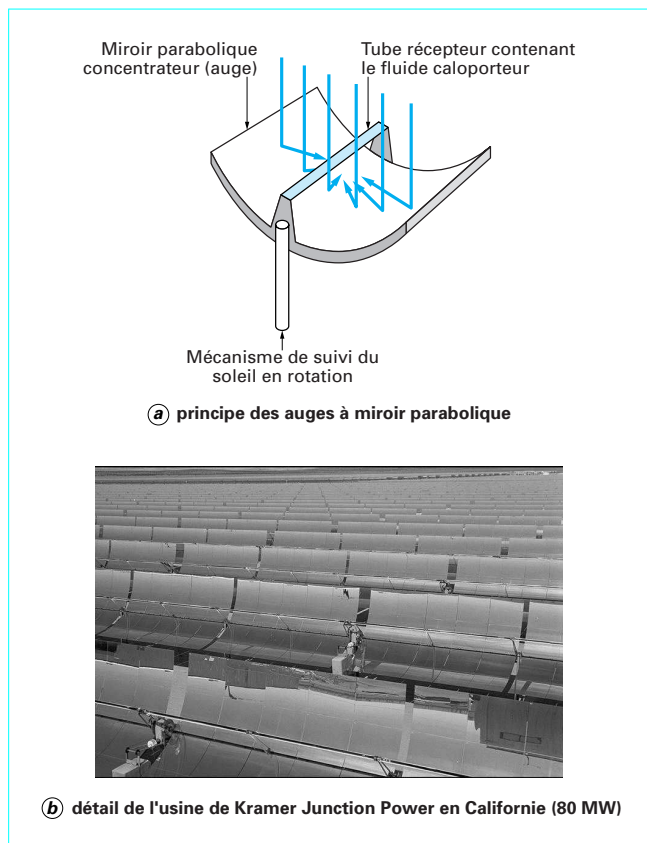


Figure 3 – Centrales solaires thermodynamiques à auge miroirs paraboliques

■ Outre ces usines à turbines à vapeur, des **dispositifs à effet de cheminée** ont été testés et sont envisagés pour une production à grande échelle. Ils sont fondés sur le chauffage, *via* un capteur thermique situé au niveau du sol, de l'**air ambiant** qui se trouve ensuite naturellement aspiré dans une cheminée très haute. Des aérogénérateurs sont interposés dans le courant d'air et produisent de l'électricité. Ce principe a déjà expérimenté pendant 7 ans de 1982 à 1989 sur le site de Manzanares (en Espagne) avec une installation de 50 kW. En 2002, un projet australien grandiose envisage d'implanter des usines de 200 MW en zone désertique. Elles comprendraient chacune un champ de capteurs de 7 km de diamètre et une tour de 120 m de diamètre et 1 km de haut. Un stockage thermique permettrait de lisser les variations diurnes.

Enfin, il a également été envisagé d'exploiter l'énergie thermique solaire accumulée dans les **mers tropicales** (projets OTEC, *Ocean Thermal Energy Conversion*) [8]. De nombreux projets d'extraction de cette « énergie thermique des mers » ont été menés en mettant en œuvre des machines thermodynamiques fonctionnant sur la faible différence de température (10 à 20 °C) existant entre surface et profondeur (environ 1 000 m), donc avec des rendements très faibles. Plusieurs systèmes expérimentaux ont été réalisés avec des puissances électriques de quelques dizaines de kW (Hawaï, île de Kyushu au Japon...). Mais leur rentabilité à moyen terme n'a pas encore été montrée et il semble que cette ressource soit provisoirement abandonnée.

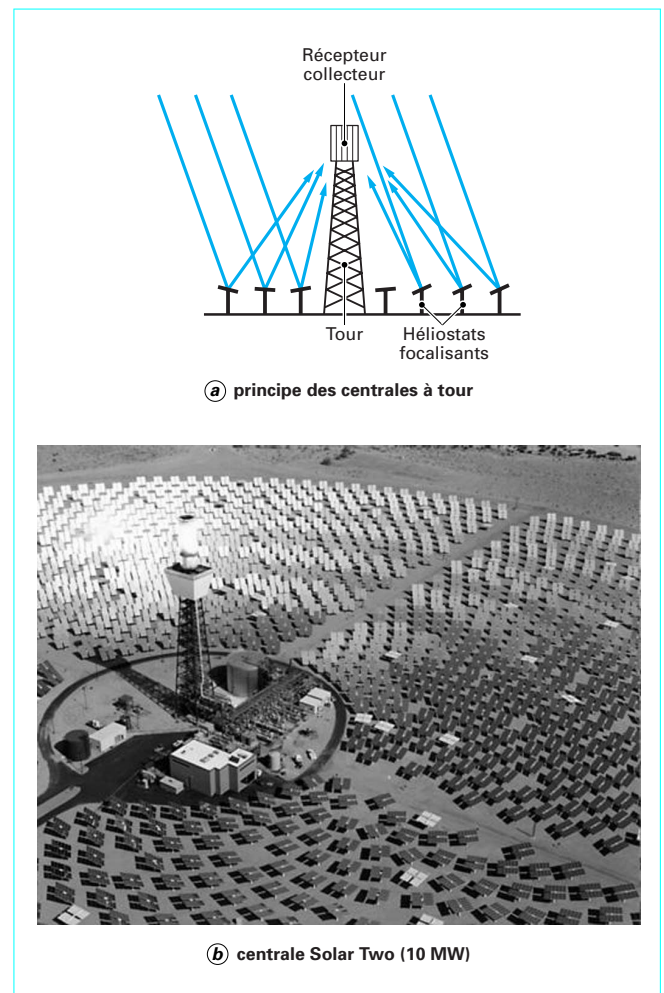


Figure 4 – Centrales solaires thermodynamiques à tour

3. Solaire photovoltaïque

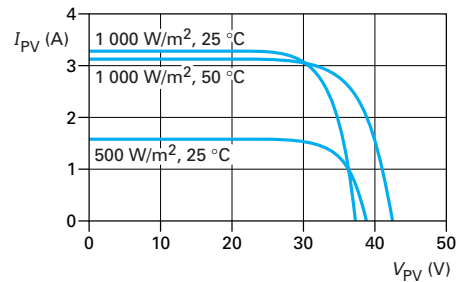
La **génération directe d'électricité** à partir d'un rayonnement lumineux [9] [10] associée aux énormes ressources énergétiques solaires constitue, à long terme, l'un des principes les plus prometteur de production d'énergie électrique. La conversion photovoltaïque est statique, elle offre un total silence de fonctionnement et permet d'envisager une très grande fiabilité. Enfin, elle se prête extrêmement bien à une forte décentralisation en exploitant directement les surfaces de toitures des bâtiments.

Les **cellules au silicium cristallin** (près de 84 % de la production 2001) ont un rendement de 12 à 16 %, soit avec une valeur typique de 12 %, un mètre carré recevant 1 kW peut délivrer 120 W électriques. Bien que leur prix ait considérablement chuté (cf. figure 6), elles sont encore chères et il faut soit un ensoleillement important pour arriver à un coût acceptable, soit un éloignement important du réseau ou encore de fortes subventions.

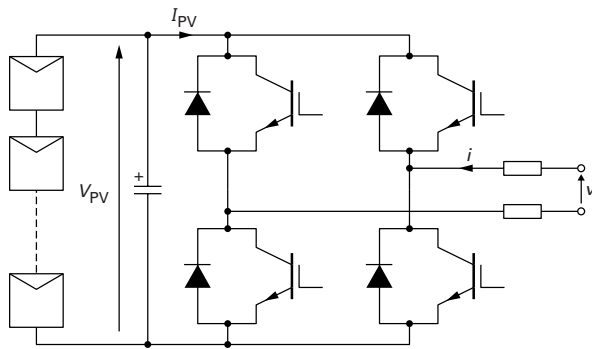
Des dispositifs à concentration du rayonnement et multi-jonctions permettent d'envisager des rendements futurs d'environ 40 % [11] et bien d'autres technologies, notamment en couches



(a) montage de panneaux ASE 100 W silicium polycristallin



(b) caractéristiques $I_{PV}(V_{PV})$ d'un panneau ASE 100



(c) association de modules en série débitant sur le réseau à travers un onduleur à modulation de largeur d'impulsion

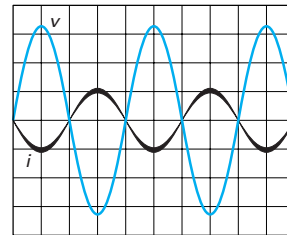


Figure 5 - Modules photovoltaïques, caractéristiques électriques, connexion au réseau

minces, se développent et émergent. Ajoutons enfin que la technologie en silicium amorphe, dont les rendements sont de l'ordre de 6 à 8 %, est également attractive (environ 9 % du marché en 2001).

Les objectifs sont avant tout économiques et le rendement n'est pas nécessairement la priorité. Un faible rendement se traduit d'abord par des besoins plus grands en surfaces disponibles, mais comme il s'agit d'une énergie gratuite et non polluante, il est sans conséquences sur l'environnement.

Pour ces raisons de coût élevé, la production photovoltaïque était plutôt réservée à l'alimentation en site isolé d'équipements et d'habitations. Cependant, depuis les années 1990, des programmes incitatifs de « toits solaires » ont fleuri dans quelques pays (Japon, Allemagne, USA...). Ce sont eux, aujourd'hui, qui contribuent le plus au développement des filières industrielles photovoltaïques. La croissance mondiale photovoltaïque en 2001 a été d'environ 40 % [10]. Fin 2001, on pouvait estimer la puissance photovoltaïque cumulée à environ **1 400 MW** dont 73 % connectés au réseau, pour une énergie annuelle produite très approximativement égale à **$1,4 \cdot 10^6$ kWh**.

Il y a peu d'installations à grande échelle. En Italie, une usine de 3,3 MW produit 4,6 GWh annuels sur le site de Serre (32 000 m² de modules, puissance crête 105 W/m²).

La surface totale des toitures d'habitations en Europe est évaluée à 3 600 km². En imaginant qu'un jour le coût de l'énergie photovoltaïque devienne compétitif, avec 100 W_{utiles}/m², et en considérant le tiers de cette surface, la puissance totale pourrait atteindre 120 GW et l'énergie annuelle produite $120 \cdot 10^9$ kWh (en considérant une production de 100 kWh/m², soit un équivalent de 1 000 h de plein ensoleillement), ce qui représente toutefois moins de 5 % de la consommation électrique actuelle européenne.

Enfin, une autre alternative, qui tient encore de la fiction, est celle de la production photovoltaïque dans l'espace avec transmission au sol par faisceaux micro-ondes. La Nasa, en particulier, a imaginé des usines photovoltaïques de plus de 10 km² qui pourraient un jour nous approvisionner en continu (pas de nuages, ni d'alternance jour-nuit) [12].

Un système de conversion photovoltaïque (PV) relié au réseau alternatif comprend un ensemble de modules PV associés en série et en parallèle débitant dans un convertisseur électronique de puissance DC-AC (figure 5c). Un générateur PV possède une caractéristique résultante tension-courant semblable à celle d'une seule cellule ; ce n'est ni un générateur de tension ni un générateur de courant et sa puissance maximale est obtenue en un point qui dépend de la température et de l'intensité de l'éclairement

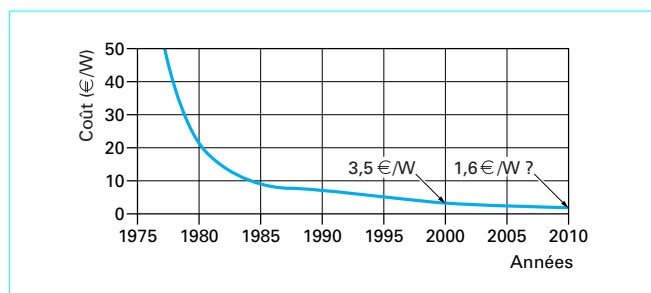


Figure 6 – Baisse des coûts des modules générateurs photovoltaïques seuls [14]

(figure 5b). Pour exploiter le maximum de la puissance disponible, il est intéressant [13] d'adapter la charge avec une commande dite MPPT (*Maximum Power Point Tracking*). Il suffit donc que le convertisseur électronique adapte en permanence le niveau de tension de sortie du générateur PV.

Enfin, l'orientation des modules PV est généralement fixe pour des raisons de coût et de robustesse. Dans l'hémisphère nord, une orientation au sud est souhaitable avec une inclinaison par rapport à l'horizontale adaptée au besoin. Une inclinaison minimale maximise la production d'été, tandis qu'une inclinaison importante maximise celle d'hiver. Elle peut être choisie pour maximiser la production annuelle, ce qui est intéressant lorsque le système est couplé au réseau avec une tarification unique de rachat.

En 2002, le coût d'un système photovoltaïque se répartit de la façon suivante :

- modules PV : 3,3 €/W (voir courbe d'évolution des prix, figure 6) ;
- installation : 1,5 €/W ;
- onduleur : 1,5 à 0,8 €/W (de 500 W à 5 kW) [15]. Actuellement, en forte puissance, les convertisseurs ont un coût d'environ 0,1 €/W, cela permet d'envisager, dans les centrales de forte puissance un faible impact de la partie électronique de puissance sur le coût total.

Soit un total actuel d'environ 6 €/W sans stockage.

Si l'on souhaite ajouter un stockage pour une possibilité de fonctionnement autonome, il faut compter environ 0,15 €/Wh avec une technologie électrochimique plomb-acide soit 3 à 6 €/W pour une quantité accumulée correspondante de 20 à 40 h à la puissance maximale.

En 2001, les subventions à la production d'énergie PV en France sont :

- à l'achat de l'énergie : 0,305 €/kWh (DOM et Corse) et 0,152 €/kWh (métropole) ;
- à l'installation de 4,57 à 6,1 €/W selon que l'installation comprend ou non des batteries.

Le montant de l'aide diminue progressivement les années suivantes.

On prévoit une baisse significative des coûts à l'horizon 2010 qui permettrait d'envisager une relative compétitivité, avec un coût de production de 6 c€/kWh sur une durée de 20 ans avec un bon ensoleillement de 1 500 h annuelles. Mais c'est encore à plus long terme que ce mode de production doit se développer fortement.

4. Aérogénération (éoliennes)

Il a fallu plusieurs décennies pour réaliser des éoliennes silencieuses, esthétiques et résistantes aux conditions météorologiques très capricieuses [16] [17]. Pour les usagers non raccordés au

réseau et situés en zone assez ventée, il s'agit d'un mode de production rentable. Des petites machines de 100 W à 30 kW sont ainsi commercialisées pour les applications en sites isolés. La production à grande échelle (actuellement turbines de 200 kW à 3 MW) raccordée au réseau devient rentable dans les zones suffisamment ventées. Le taux de croissance actuel sur ce marché est d'environ 30 à 40 % par an. Le décollage s'est effectué dans les années 1980 en Californie ; ce fut la première expérience à grande échelle (le *Wind-rush*) grâce à une incitation fiscale très volontariste [18]. Aujourd'hui, c'est l'Europe, avec l'Allemagne en tête, qui est le leader mondial en terme de puissance installée, mais les États-Unis ont également une très forte croissance (65 % en 2000/2001).

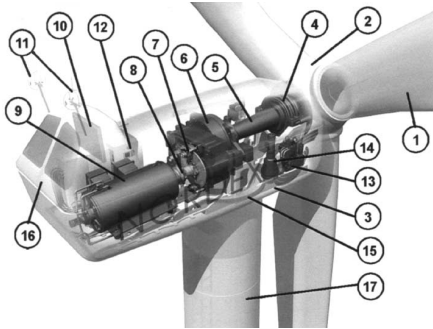
Fin 2002, plus de 30 GW éoliens étaient installés dans le monde pour environ $50 \cdot 10^9$ kWh annuels produits alors que l'on ne comptait que 15 MW en 1981. Mais les aérogénérateurs produisent encore moins de 0,4 % de l'électricité mondiale. Le Danemark est le pays avec le plus fort taux d'approvisionnement d'origine éolienne : en 2002, 2 890 MW fournissaient environ 21 % de la demande énergétique électrique nationale.

Le **potentiel français** est considérable : il est estimé à $66 \cdot 10^9$ kWh annuels (avec 30 GW) en zone terrestre et beaucoup plus en offshore, c'est-à-dire supérieur à celui de l'hydraulique. La France, après avoir pris un certain retard sur ce plan, a lancé en 1996 le programme **ÉOLE 2005** dans lequel on prévoyait l'installation de 250 à 500 MW d'éoliennes terrestres d'ici 2005, puis en 2001, les objectifs ont été ensuite largement revus à la hausse (entre 4 000 et 10 000 MW à l'horizon 2010) avec des tarifs de rachat plus attractifs pour les investisseurs.

C'est en **zone offshore** que l'accroissement de production le plus significatif est attendu. La production en mer présente en effet deux avantages considérables : la réduction de l'impact visuel et une meilleure productivité (vents plus forts, plus réguliers et plus énergétiques). Le potentiel offshore mondial [19] est estimé à $37 \cdot 10^{12}$ kWh annuels (sites compris entre $\pm 72^\circ$ latitude et avec moins de 30 m de profondeur) soit presque 3 fois la production mondiale d'électricité. En France [19], dans des zones ayant moins de 40 m de profondeur et à moins de 30 km des côtes, $470 \cdot 10^9$ kWh annuels pourraient être théoriquement produits, mais si on tient compte de nombreux paramètres, par exemple le taux maximal d'occupation de la surface (1 % en Méditerranée et 3,5 % en Manche-Atlantique), on arriverait à $13 \cdot 10^9$ kWh annuels pour une puissance installée de 4 230 MW (productivité d'un peu plus de 3 000 h par an).

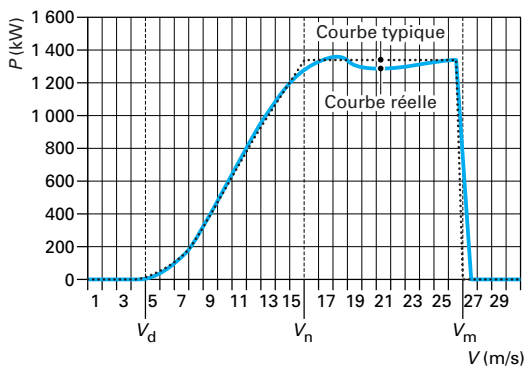
Les aérogénérateurs modernes sont presque tous à **axe horizontal**. Ils comprennent un mât et une nacelle supportant la turbine, généralement à 3 pales, qui entraîne une génératrice débitant sur le réseau. La plupart des systèmes intègrent un multiplicateur de vitesse entre la turbine (lente) et la génératrice (rapide) mais des systèmes à attaque directe se développent rapidement. Ils nécessitent des machines électriques lentes sans pour autant alourdir exagérément la nacelle. Les machines rapides sont presque toutes des asynchrones alors que les génératrices lentes sont de type synchrone à rotor bobiné ou à aimants permanents.

Au début, la vitesse de rotation des turbines était quasi constante imposée par la fréquence du réseau, mais la vitesse variable s'impose progressivement car elle permet des gains énergétiques dans le domaine des basses vitesses de vent et réduit les contraintes mécaniques lors des rafales. On rencontre essentiellement deux systèmes, celui avec machine à double alimentation dans lequel le rotor triphasé est alimenté par un convertisseur statique de puissance réduite (environ le tiers de la puissance totale) et le stator est directement couplé au réseau et celui avec machine synchrone alimentée à fréquence variable par un convertisseur qui voit transiter toute la puissance. Dans les deux cas, les convertisseurs sont à deux étages DC-AC et AC-DC, à modulation de largeur d'impulsion, avec un bus continu intermédiaire. Ces systèmes présentent en outre l'avantage de pouvoir fournir ou absorber de la puissance réactive et contribuer ainsi activement à la gestion du réseau.



- | | |
|-----------------------------|---|
| 1 pales | 10 radiateur de refroidissement |
| 2 moyeu rotor | 11 centrale de mesures du vent |
| 3 nacelle | 12 contrôle |
| 4 cardan | 13 centrale hydraulique |
| 5 transmission | 14 mécanisme d'orientation face au vent |
| 6 multiplicateur de vitesse | 15 paliers du système d'orientation équipés d'un frein à disque |
| 7 frein à disque | 16 capot |
| 8 accouplement | 17 tour |
| 9 génératrice | |

a) schéma d'une éolienne Nordex N60 (1 300 kW)



Courbe réelle de la puissance produisible en fonction de la vitesse du vent et courbe typique d'un aérogénérateur quelconque :

V_d est la vitesse de démarrage (ici 4 m/s : 28 kW)

V_n est la vitesse nominale (ici 15 m/s : 1,3 MW)

V_m est la vitesse maximale (ici 25 m/s)

b) puissance produisible en fonction de la vitesse du vent

Figure 7 - Aérogénérateur classique tripale de type « stall » et à génératrice rapide

Comme la puissance aérodynamique du vent croît avec le cube de la vitesse, pour des raisons de dimensionnement et de coût, il est nécessaire d'écrêter la puissance à partir d'une certaine vitesse de vent V_n , puis d'arrêter complètement la production au-delà d'une vitesse maximale V_m . Pour cela, deux systèmes coexistent selon les machines, celui à **décrochage aérodynamique (stall)** où c'est la forme des pales qui permet la chute rapide du coefficient de puissance au-delà d'une certaine vitesse de vent (principe de la machine Nordex N60 de la figure 7 et celui à **pas variable (pitch)** dans lequel les pales sont orientables, ce qui permet un contrôle

plus fin du décrochage et une courbe de puissance plus plate au-delà de la vitesse nominale V_n .

Exemple : pour donner des ordres de grandeur, voici quelques données dimensionnelles de la machine **Nordex N60** (1,3 MW) : diamètre et masse de la turbine : 60 m et 21 t, masse de la nacelle (sans turbine) : 51 t, hauteur et masse de la tour (cylindrique acier) : 46 à 85 m (selon version) et 68 à 154 t. Ici, il s'agit d'une génératrice asynchrone à 2 vitesses (2 valeurs du nombre de pôles) permettant deux vitesses de rotation de la turbine de 19 et 12,7 tr/min à travers un multiplicateur de rapport 78.

À caractéristiques de vent données et à technologie de turbine donnée, la puissance collectée est proportionnelle à la surface balayée soit le carré de son diamètre.

La puissance moyenne des unités d'aérogénérateurs commercialisées en 2001 était supérieure à 1 MW. Les plus grosses unités atteignent une puissance de 3 MW et tendent vers les 5 MW ; ces niveaux de puissance sont adaptés aux machines offshore. La ferme éolienne offshore de Middelgrunden, au large du port de Copenhague, rassemble 20 aérogénérateurs de 2 MW chacun. Il existe, en terme de puissance unitaire, une valeur économiquement optimale compte tenu des caractéristiques du site de production : cette puissance est légèrement supérieure à 1 MW en 2002 et en zone terrestre. Les aérogénérateurs sont regroupés en « **fermes éoliennes** », dont certaines atteignent des puissances considérables comme celle du Nordais au Canada qui a une capacité de 100 MW. Les projets offshore sont encore plus impressionnants comme ce projet irlandais de 520 MW comprenant 200 turbines situées à environ 70 km au sud de Dublin, sur un banc de sable de 20 km de long et 2 km de large, à 7 km de la côte, sur des profondeurs allant de 5 à 25 m.

Les **coûts d'investissement des aérogénérateurs terrestres** sont compris entre 0,8 et 1,1 €/W pour une productivité moyenne, en Europe, de 2 200 h annuelles à pleine puissance. Certains sites terrestres sont toutefois beaucoup plus favorables comme celui de Sidi Daoud en Tunisie (10,6 MW) dont la production annuelle s'élève à 3 300 h équivalentes à pleine puissance. Le coût de l'aérogénérateur proprement dit représente entre 60 et 80 % du coût total. Grâce à une constante amélioration de l'efficacité des machines (600 à 1 000 kWh/m² entre 1980 et 2000) et aux effets de série, le coût de production de l'électricité éolienne a considérablement diminué comme en témoigne le graphique de la figure 8.

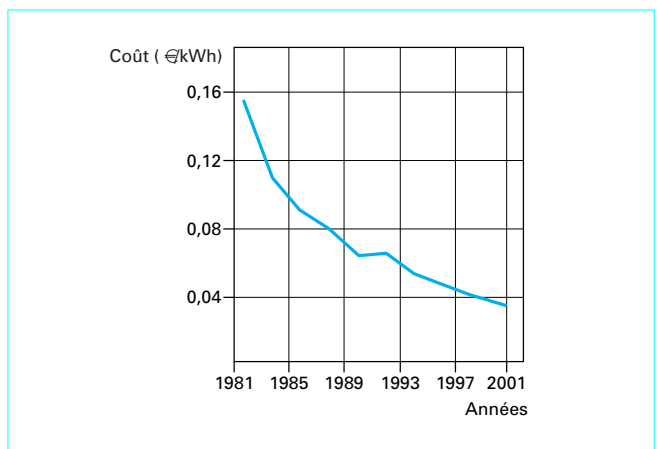


Figure 8 - Baisse des coûts de production des aérogénérateurs terrestres, avec une vitesse moyenne des vents de 6 m/s et un amortissement sur 20 ans (taux d'intérêt : 5 %/an)

(données Agence de l'Énergie Danoise complétées d'informations récentes)

En ce qui concerne la **production offshore**, l'expérience cumulée depuis l'installation de la première ferme en 1991 (Vindeby) et l'accroissement des puissances unitaires des machines ont permis d'atteindre des coûts d'investissement de 1,7 à 2 €/W dont 42 % aérogénérateur, 36 % génie civil (installation et démantèlement), 18,5 % raccordement réseau et 3,5 % frais financiers [19]. L'éloignement des côtes est un facteur d'accroissement du coût, mais l'effet est d'autant moins sensible que la puissance des fermes est élevée. Ainsi, pour 200 MW avec 3 100 h annuelles à pleine puissance, le coût de production est évalué entre 4,1 et 4,4 c€/kWh selon que la distance est de 5 ou 30 km.

L'énergie éolienne est, de toutes les sources renouvelables, celle qui contribue le plus à l'évolution du système de production électrique en vue de la réduction des rejets de CO₂.

Les puissances élevées fluctuantes posent un certain nombre de problèmes de raccordement au réseau et de stabilité qui engendrent des coûts annexes, aujourd'hui non pris en compte dans le coût de production, mais il en est de même pour les autres sources et il faut reconnaître que les réseaux actuels ont été construits plus dans un souci de service public que de rentabilité. C'est dans cet esprit que l'énergie d'origine éolienne est subventionnée.

5. Générateurs utilisant la houle

Nota : le lecteur se reportera en bibliographie [20] [21] [22] [23].

La houle, dont l'origine se trouve dans les vents, représente un immense gisement d'énergie. Les puissances disponibles s'expriment par unité de longueur de front de vague et atteignent quelques 10 kW/m. La puissance moyenne annuelle sur les côtes de la façade Atlantique est comprise entre 15 et 80 kW/m [21]. Ces générateurs peuvent être intéressants pour l'alimentation de balises en mer ou pour les plates-formes pétrolières offshore, mais également pour la production d'énergie à grande échelle et raccordée au réseau.

L'hostilité du milieu marin (tempêtes, corrosion) a été la cause d'échecs répétés mais il semble que des solutions viables commencent à voir le jour. De très nombreuses idées ont conduit à des systèmes extrêmement variés (plus de 1 000 brevets d'invention). Cependant, on peut effectuer un classement des principaux dispositifs exploitant l'énergie des vagues [20] :

— **barrages à houle situés sur les côtes** ; par déferlement, l'eau de mer remplit un réservoir et est ensuite turbinée (figure 9a). Ces systèmes présentent l'avantage de lisser la puissance et d'obtenir une production relativement régulière, en tout cas, qui ne fluctue pas au rythme des vagues, mais ils occupent de l'espace sur les côtes ;

— **systèmes à flotteur en surface ou semi-immergé** ; de très nombreux systèmes flottants ont été imaginés ; nous verrons l'un des plus récents, le convertisseur « Pelamis » (figure 9b) ; le projet japonais Mighty Whale est également à signaler [24], un prototype flottant de 50 sur 30 m et 12 m de profondeur à une capacité de génération de 110 kW pour une productivité annuelle d'environ 120 MWh ;

— **systèmes à colonne oscillante**, également placés sur les côtes, une cavité ouverte sous le niveau de la mer et contenant de l'air entre la surface libre et un piston (figure 9c). L'air est poussé ou aspiré à travers une turbine dont le sens de rotation ne change pas en fonction de son sens de circulation. La turbine entraîne un alternateur qui produit ainsi en continu de l'énergie. Plusieurs prototypes ont été réalisés dont un de 500 kW en Norvège (Toftes-fallen). L'inconvénient majeur de ce dispositif est le bruit acoustique émis par la turbine ;

— **système à flotteur immergé** ; une partie fixe du système est ancrée et une partie mobile sollicitée par la poussée d'Archimède

subit les ondulations de pression hydrauliques de la houle et oscille. Le système « *Archimédies Wave Swing* » décrit ci-après est l'un des plus avancés (figure 9d).

Le **système Pelamis** [27] est constitué d'un ensemble de boudins cylindriques semi-immergés reliés entre eux par des articulations et ressemblant à un serpent. Cette forme générale lui permet de supporter des houles très variées et de bien exploiter leur énergie. Dans les articulations, se trouvent des pompes hydrauliques qui accumulent l'énergie dans un réservoir. Un moteur hydraulique, qui tourne régulièrement, entraîne une génératrice électrique. Ce dispositif présente l'avantage de lisser une énergie naturellement fluctuante. Sa durée de vie envisagée est de 15 ans. Un générateur de 450 kW serait constitué de boudins de 3,5 m de diamètre sur une longueur totale de 130 m. Cette puissance serait atteinte pour une houle de hauteur 2,4 m et de période 8,9 s. Des prototypes à échelle réduite, dont le plus gros était au 1/20^e [25], ont été réalisés et testés. Ils ont permis de relativement bien valider les modèles. Le temps équivalent annuel à pleine puissance escompté est de 3 300 h au voisinage d'îles écossaises.

Le **système AWS** (*Archimédies Wave Swing*), projet néerlandais pour une application au Portugal, est encore plus avancé [26]. Chaque unité de production se trouve immergée à 8 m sous la surface. Un flotteur, de 21 m de hauteur et 9,5 m de diamètre, actionne un piston et entraîne un générateur linéaire synchrone d'une puissance de 2 MW. Le flotteur est mis en résonance par les vagues ; ainsi, une amplitude de houle de 1 m peut donner des mouvements de 7 m. Un prototype à échelle 1 a été réalisé et mis en service en 2002. Contrairement à la solution finale envisagée, qui sera ancrée *via* des câbles, le dispositif expérimental est posé sur un socle, ce qui permet de le sortir aisément.

La maturité de ces nombreux générateurs est encore très faible et il est difficile de fournir des valeurs de coût de production sérieuses.

Le fort développement de l'énergie éolienne offshore, qui va s'accompagner d'infrastructures lourdes tant sur le plan du génie civil que des installations de transport de l'électricité à terre, pourrait être complété par des générateurs à houle. Mais il reste à imaginer les solutions qui offriraient le meilleur mix énergétique.

6. Production marée-motrice et par les courants marins

Nota : le lecteur se reportera en bibliographie [8].

Dans certaines zones favorisées, il est possible d'exploiter les grandes amplitudes de marées (environ 2 cycles par jour) et de récupérer une quantité considérable d'énergie, mais pour cela il faut construire des barrages et modifier la configuration de sites côtiers. Pour cette raison, il y a eu très peu de réalisations au monde et la plus grande, de très loin, est l'**usine marémotrice de la Rance** [28] avec 24 groupes de 10 MW, elle produit annuellement environ $600 \cdot 10^9$ kWh soit plus de 90 % de l'énergie électrique marémotrice mondiale. En 30 ans, elle a produit $16 \cdot 10^9$ kWh. D'autres projets sont à l'étude, celui de la baie du Fundy au Canada, où une usine de 5 300 MW est envisagée, et celui de Severn en Angleterre avec 216 turbines d'une puissance totale de 8 640 MW. Mais ces projets, déjà anciens, semblent avoir peu de chance d'aboutir. Au total, ce sont 87 GW qui ont fait l'objet de pré-études de faisabilité dans le monde pour une productivité annuelle de $190 \cdot 10^9$ kWh [8].

Le fonctionnement d'une usine marémotrice s'apparente à celui d'une centrale au fil de l'eau car la hauteur de chute reste faible, mais, contrairement à cette dernière, il est intéressant de fonctionner dans les deux sens ; c'est pourquoi des groupes spéciaux de turbines réversibles ont été développés pour la centrale de la

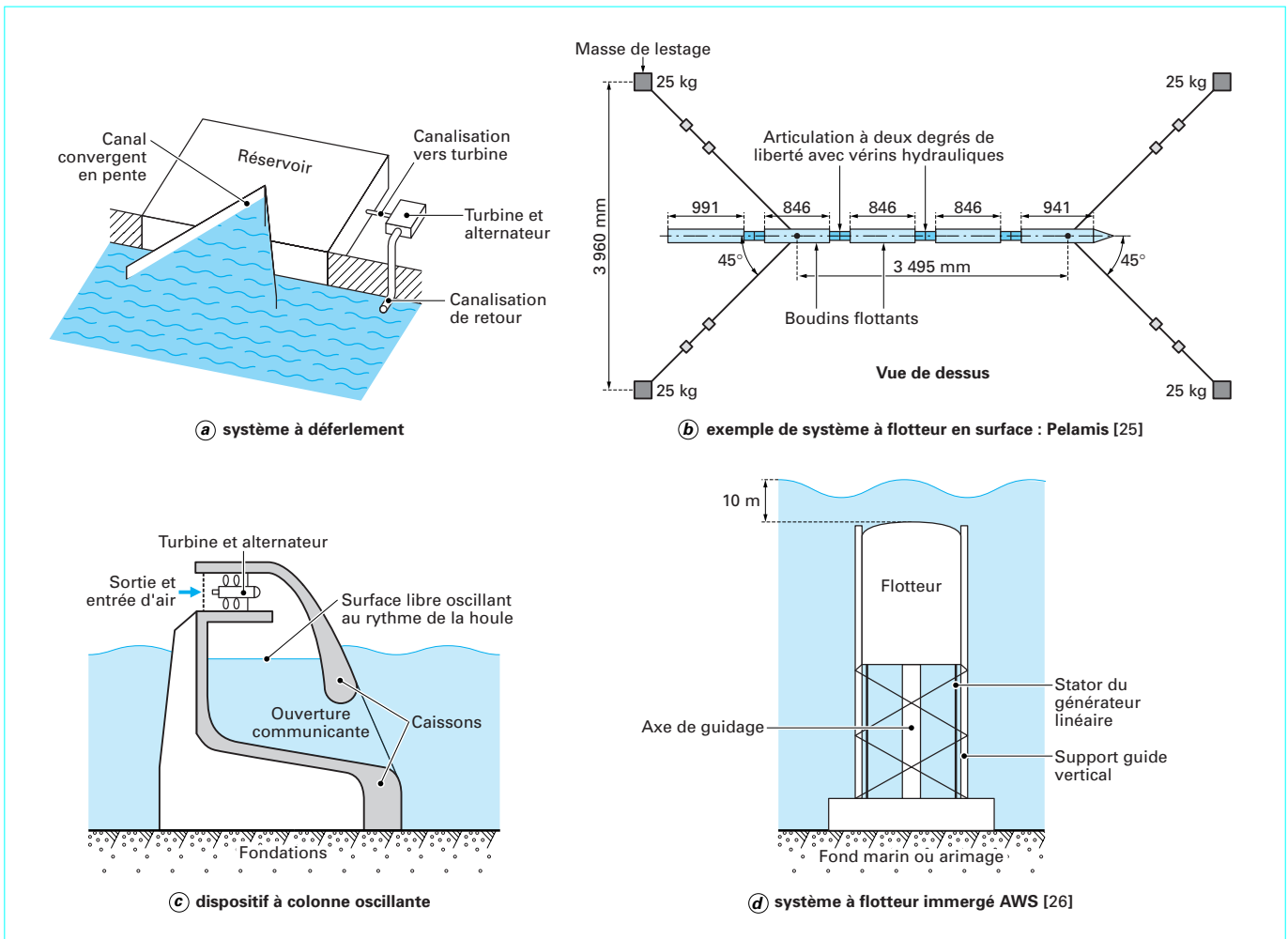


Figure 9 – Quelques systèmes de production d'électricité à partir de l'énergie de la houle

Rance. Son exploitation optimale est également complexe : par exemple, il est en effet parfois intéressant de pomper de l'eau lorsque la marée descend pour accroître le niveau côté terre et turbiner plus tard avec une hauteur de chute avantageuse. Aujourd'hui, l'expérience acquise a permis d'automatiser le fonctionnement et de tirer le meilleur profit de l'installation. Le prix de revient du kWh, toutes charges comprises, est tout à fait rentable et s'établit à environ 3 c€ [28].

Les phénomènes de marée sont à l'origine de courants marins mais ils ne sont pas les seuls ; la rotation de la terre, les écarts de températures jouent également un rôle important. Il existe des courants très puissants dans de nombreux endroits, notamment dans des estuaires, dans des fiords ou encore dans des étroits bras de mer qui pincent les flux maritimes. Le potentiel, difficilement estimable, est évalué à plusieurs centaines de TWh annuels pour les seules côtes européennes. Ainsi, de très nombreux projets d'éoliennes sous-marines, ne nécessitant pas les barrages et infrastructures des usines marée-motrices, ont fleuri dans les années 1990.

Les turbines envisagées peuvent être à axe horizontal ou vertical (type Darrieus), ces dernières présentant l'avantage de ne pas nécessiter de système d'orientation par rapport au courant.

Exemple : l'entreprise norvégienne Hammerfest Strøm AS envisage un parc de 15 000 éoliennes sous-marines entraînées par les courants à proximité des côtes de Norvège avec un potentiel de production de $450 \cdot 10^9$ kWh (60 sites sélectionnés le long du littoral norvégien). Une installation [29] pilote comprenant 20 turbines en fibre de verre de 10 à 15 m de diamètre doit être construite sur le fond du Kvalsundet dans un étroit bras de mer au nord de la Norvège. À une vitesse de 11 tr/min, les turbines devraient produire 800 kW chacune. Le prix de revient du kWh est actuellement estimé à 5,3 c€ mais il est encore tôt pour conclure car l'expérience acquise est minime.

7. Électricité géothermique

Dans certaines zones favorables, on trouve, en effectuant des forages plus ou moins profonds, de l'eau à température élevée. Dans la plage de 150 à 350 °C, on parle de géothermie haute énergie. L'eau est pompée vers la surface et passe dans des échangeurs ; la vapeur produite est ensuite turbinée comme dans les centrales thermiques classiques.

La puissance installée cumulée atteint environ **8 GW** électriques [30] pour une production annuelle totale d'environ **50 · 10⁹ kWh**. On prévoit 18,7 GW en 2010 (revue Système Solaire juin 2002). Rien qu'aux Philippines, une puissance de 1,9 GW contribue à hauteur de 25 % à la production d'électricité. L'Italie dispose d'une capacité de production de 790 MW pour 4,7 · 10⁹ kWh annuels (1,6 % de sa production totale d'électricité) dont une centrale de grande puissance (Valle Secolo, 1991) comprenant 2 groupes de 60 MW. Le Japon a une capacité de production de 550 MW ; l'usine de Hatchobaru II a, à elle-seule, une puissance de près de 300 MW.

En Guadeloupe, l'usine de Bouillante, mise en service en 1985, possède une capacité de 4,8 MW qui doit atteindre 15 MW en 2003 avec une production annuelle prévue de 0,1 · 10⁹ kWh. Dans la première tranche de 1985, la turbine tourne à 7 900 tr/min et entraîne, via un réducteur, un alternateur de 5,3 MVA à 1 500 tr/min. Le fluide géothermal (mélange eau-vapeur) est à 200 °C avec un débit de 150 t/h.

Mais les technologies actuelles, bien éprouvées et d'une excellente productivité, nécessitent de disposer d'un sous-sol chaud et contenant de l'eau. Cela limite considérablement le champ d'application de la géothermie car il existe de nombreux sites où la température est élevée (200 °C) mais sans eau. C'est pour permettre l'exploitation de cette ressource que la technologie des « **roches chaudes sèches** » est en développement. Elle est fondée sur l'injection d'eau dans des zones profondes de roches fracturées. Une expérience est menée en Alsace (Soult sous Forêts) avec un puits à 3 600 m : de l'eau est injectée sous pression par un premier puits ; elle circule dans les *enfractuosités* puis remonte réchauffée par un second puits. On y prévoit une usine expérimentale de 5 à 6 MW avec de l'eau à 195 °C. À terme, une puissance de 20 MW serait envisageable en Alsace.

Jusqu'en 2000, la géothermie était en 2^e position, après l'énergie hydraulique, en terme de production d'électricité d'origine renouvelable. Depuis, elle a été dépassée par le vent.

Le coût d'investissement est partiellement déterminé par les forages, dont la réussite n'est pas toujours certaine — un forage à 1 km de profondeur coûte environ 3 M€ — et par l'usine elle-même, plutôt moins chère qu'une centrale thermique classique. Le coût d'investissement global est ainsi de l'ordre de 1,7 à 2,2 €/W. Quand au coût d'exploitation, il est principalement lié aux dépenses énergétiques de pompage et/ou d'injection d'eau. Mis à part la récente technologie des roches sèches, dont l'expérience est insuffisante, la rentabilité des centrales géothermiques est généralement bonne avec un coût de revient du kWh compris entre 2,7 et 5,4 c€ selon les qualités du site (température d'eau et profondeur du forage). Il y a également quelques risques dans la durée de vie des forages qu'il faut parfois recommencer.

8. Génération et cogénération à partir de la biomasse ou de déchets

À la place des combustibles fossiles, on peut brûler des carburants issus de la biomasse – cultivée ou non – ou encore des déchets pour produire de la chaleur puis de la vapeur et enfin de l'électricité. Mais dans un souci d'accroissement de l'efficacité, on réalise de plus en plus souvent des systèmes de cogénération dans lesquels la chaleur, habituellement perdue, est valorisée pour des applications variées (chauffage des locaux, besoins industriels, agriculture...). Ce sont surtout des incitations tarifaires de rachat de l'électricité cogénérée qui ont permis le décollage de ces filières énergétiques aujourd'hui très développées dans de nombreux pays [31] [32].

On parle de petite cogénération pour des puissances de moins de 500 kW électriques (kW_e), de mini-cogénération au-dessous de 215 kW_e et de micro-cogénération au-dessous de 36 kW_e [32]. Les principales technologies en présence dans ce domaine sont les turbines à gaz et les groupes électrogènes à moteurs à combustion interne (diesel essentiellement) qui offrent des rendements globaux en cogénération de l'ordre de 90 %. Mais, ce marché étant porteur, d'autres technologies sont en développement, notamment sur la base de piles à combustible (brûlant de l'hydrogène, éventuellement produit par reformage de gaz naturel), de groupes à moteur Stirling et d'autres procédés. À plus long terme, le marché de la cogénération domestique devrait se développer, de nombreux prototypes de chaudières produisant chaleur et électricité sont en expérimentation. Ils fonctionneraient, dans un premier temps, majoritairement au gaz naturel, mais également au bois. C'est peut-être vers 2050, que l'hydrogène se généraliserait mais tous types de combustibles sont envisageables.

Les combustibles issus de la **biomasse**, d'ailleurs souvent des déchets, sont notamment le **bois**, le **biogaz**, la **paille**, la **bagasse** (résidu de canne à sucre)...

Le **biogaz** est du méthane dont les caractéristiques sont très proches de celles du gaz naturel. Il est obtenu par méthanisation dans un digesteur dont le volume peut varier de quelques centaines à quelques milliers de m³. La fermentation dure de une à trois semaines. Le résidu de cette opération est un compost utilisable pour les cultures. La méthanisation produit environ 500 m³ (5 500 kWh primaires) de biogaz par tonne de matière organique dégradée. Le gisement potentiellement valorisable en France est de l'ordre de 3,5 Mtep/an (40 · 10⁹ kWh_{th}), pour une production actuellement de 150 ktep/an (1,7 · 10⁹ kWh_{th}). Le gisement est donc considérable mais c'est toute une organisation qui est à mettre en place surtout au niveau de la collecte. Une telle exploitation du biogaz est également très intéressante du point de vue environnemental. En effet, le méthane qui se dégage naturellement de la fermentation est 11 fois plus actif que le CO₂ produit par la combustion en ce qui concerne l'effet de serre.

Les **déchets organiques** secs peuvent être directement incinérés mais ils nécessitent des traitements perfectionnés des fumées.

La **paille** représente également une ressource intéressante. Le Royaume-Uni l'exploite déjà avec plusieurs centrales électriques. Celle d'Ely fournit 271 GWh par an en brûlant 200 000 t de paille. Les ressources françaises sont de 26 millions de tonnes annuelles représentant 36 · 10⁹ kWh annuels (plus de 8 % de la consommation électrique).

Autre exemple, la **bagasse** possède l'efficacité énergétique du lignite soit environ 2,2 kWh/kg. Les îles de la Guadeloupe et de la Réunion exploitent déjà largement cette filière dans des usines de cogénération de 60 MW [33].

Enfin le **bois** peut également être exploité à moyenne échelle. Sa valeur énergétique est d'environ 2 kWh/kg.

Les **biocarburants liquides**, plus coûteux à l'obtention et industriellement produits à partir de cultures énergétiques (colza, tournesol, betteraves, blé, orge, maïs...), sont mieux valorisés dans les applications de transports où ils sont « brûlés » dans des moteurs thermiques. En France, ils représentent déjà plus d'1 % de la consommation totale de carburants et sont généralement mélangés au gasoil des moteurs diesel.

Les **ordures ménagères** représentent également une source d'énergie intéressante de plus en plus fréquemment valorisée sur le plan énergétique. Dans les pays industrialisés, l'incinération d'une tonne d'ordures ménagères permet de produire 300 à 500 kWh et de nombreuses déchetteries mettent à profit cette énergie pour produire électricité et chaleur [33]. Sur les 11 millions de tonnes incinérées chaque année en France, 8 millions faisaient déjà l'objet d'une valorisation énergétique en 2002.

Au niveau mondial, la production d'électricité à partir de la biomasse et des déchets était, en 1998, de 155 · 10⁹ kWh [34]. C'est un secteur en rapide progression avec des temps de retour

d'amortissement extrêmement rapides (moins de 7 ans en général). D'après la DGEMP (Direction générale de l'énergie et des matières premières), cette production électrique était estimée à près de $3 \cdot 10^9$ kWh pour la France en 2000.

9. Conclusion

Les ressources d'origine renouvelable représentent un potentiel largement suffisant pour satisfaire nos besoins, notamment en énergie électrique. En outre, les solutions de conversion sont très nombreuses et il existe beaucoup de niches à exploiter. La compétitivité des filières nouvelles s'améliore au fur et à mesure de l'expérience acquise et de l'augmentation de la production cumulée (cf. [D 4 006, figure 1]) et il est raisonnable de penser que plus aucune subvention ne sera nécessaire à l'horizon 2020 pour la plupart des voies en forte progression actuelle (éolienne, photovoltaïque, biomasse...).

Il est à retenir que le respect de l'environnement et notre sécurité d'approvisionnement résident dans la diversité, dans la complémentarité des différentes ressources et dans la décentralisation des moyens de production. Hormis le cas des pays qui n'ont pas encore investi dans les réseaux électriques, il reste très intéressant d'être interconnecté pour mieux mutualiser des ressources sou-

vent fluctuantes. Mais des **systèmes de stockage d'énergie** devront probablement être mis en place pour assurer la stabilité de ces réseaux ainsi que notre sécurité dans un contexte de plus en plus complexe (marché ouvert, sources aléatoires...). Ils existent déjà de façon centralisée avec les centrales hydrauliques de pompage et avec les grands barrages, mais ils ne seront pas suffisants et devront faire l'objet de nouveaux investissements. Alors une question se pose : où disposer ces accumulateurs : au niveau de la production, du transport ou du consommateur ? Il est probable que la meilleure solution soit la dernière car c'est le consommateur qui a les plus grandes amplitudes de fluctuation, par exemple, le rapport entre consommation crête et consommation moyenne des ménages français est proche de 20. En outre cela lui conférerait une possibilité d'autonomie en cas de coupure accidentelle du réseau et une excellente sûreté générale de fonctionnement si les mêmes consommateurs disposent de systèmes de production autonomes.

Notons enfin que les hybridations de ressources sont souvent intéressantes sur le plan économique et qu'elles contribuent à faciliter les transitions vers les solutions alternatives. Elles sont d'ailleurs déjà fréquemment utilisées : gaz et déchets dans les usines d'incinération, gaz et soleil dans les centrales thermodynamiques... Enfin la cogénération électricité, chaleur, froid est souvent particulièrement avantageuse du point de vue du bilan global, mais elle doit être pensée dès la conception.

Références bibliographiques

- [1] MULTON (B.). – *Ressources énergétiques et consommation humaine d'énergie*. Techniques de l'Ingénieur Traité ? D 3 900 À paraître.
- [2] Proposition de directive du parlement européen et du conseil. *Relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité* (2000).
- [3] Rapport du Ministère des Finances et de l'Industrie, « Programmation pluriannuelle des investissements de production électrique », président de la commission J.M. CHARPIN, 29 janv. 2002.
- [4] EurObserv'ER, Le baromètre d'hydroélectricité : 20 % de la production d'électricité mondiale, revue Systèmes Solaires, n° 140, déc. 2000.
- [5] Caddet Renewable Energy, « Small-scale Hydro within a Municipal Water Supply System », Technical Brochure, n° 130, mars 2000.
- [6] « Les trois voies de l'énergie solaire », Clefs CEA, n° 44, hiver (2000/2001).
- [7] BONDUELLE (B.), IVOIRE (B.) et FERRIERE (A.). – *La centrale expérimentale Thémis : bilan et perspectives*. Revue de Phys. Appl., p. 453-461, avr. 1989.
- [8] AVERY (W.H.). – *Ocean Thermal Energy Conversion* (OTEC, Encyclopedia of Physical Science and Technology, vol. 11, 2002, p. 123-160.
- [9] EurObserv'ER, Le baromètre photovoltaïque : 44 % de croissance en 2000, revue Systèmes Solaires, n° 142, mars 2001.
- [10] EurObserv'ER, Baromètre du solaire photovoltaïque : 39,2 % de croissance en 2001, revue Systèmes Solaires, n° 149, mai-juin 2002.
- [11] BONGRAIN (H.), DESCHAMPS (L.) et LAUVRAY (H.). – *Nouveau concept de générateur solaire à haut rendement et à transposition de spectres*. REE, n° 5, p. 6-11, mai 1998.
- [12] Astra magazine NASA. Space Solar Power Systems, janv./févr. 1998.
- [13] GLAIZE (C.) et ALONSO (C.). – *Transfert d'énergie maximal en conversion photovoltaïque par un choix judicieux des commandes et des architectures*. Ouvrage collectif « L'électronique de puissance vecteur d'optimisation pour les énergies renouvelables », Éd. NOVELECT – ECRIN, p. 65-77, mai 2002.
- [14] MESSENGER (R.) et VENTRE (J.). – *Photovoltaic Systems Engineering*. CRC Press (1999).
- [15] BOULANGER (P.) et MALBRANCHE (P.). – *Conversion de puissance et gestion d'énergie dans les systèmes photovoltaïques : état de l'art*, colloque GEVIQ'2002, p. 60-65, Marseille, 12-13 juin 2002.
- [16] HAU (E.). – *Wind-Turbines*. Springer (2000).
- [17] MULTON (B.), GERGAUD (O.), BENAHEM (H.), ROBOAM (X.), ASTIER (S.), DAKYO (B.) et NIKITA (C.). – *État de l'art des aérogénérateurs*. Ouvrage collectif « L'électronique de puissance vecteur d'optimisation pour les énergies renouvelables », Éd. NOVELECT – ECRIN, p. 97-154, mai 2002.
- [18] MENANTEAU (P.). – *L'énergie éolienne : la réussite d'une dynamique d'innovations incrémentales*. Paru dans Énergie et changement technologique : Une approche évolutionniste. Paris, Economica (2000).
- [19] BESLIN (G.). – *Eolien offshore : attentes, espoirs et réalités*. Colloque GEVIQ'2002, p. 43-46, Marseille, 12-13 juin 2002.
- [20] MARTIN (J.). – *Énergies éoliennes*. Techniques de l'Ingénieur, Traité Énergétique B 8 585, 22 p., janv. 1997.
- [21] CLÉMENT (A.) et al. – *Wave energy in Europe : current status and perspectives*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Pergamon, p. 405-431, 6 (2002).
- [22] Rapport danois « Bølgkraftfo-reningens Konzeptkatalog » (revue des concepts de générateurs fonctionnant à partir de la houle), avr. 2001, <http://www.waveenergy.dk/>
- [23] Site web danois sur l'énergie des vagues <http://www.waveenergy.dk/>
- [24] Jamstec (énergie des vagues), http://www.jamstec.go.jp/jamstec_e/tech/new.html
- [25] PIZER (D.J.), RETZLER (C.H.) et YEMM (R.W.). – *The OPD Pelamis : Experimental and numerical results from the hydrodynamic work program*. Wave Energy Conferences, Alborg (2000).
- [26] Serveur internet de la société AWS (Archimed Wave System) <http://www.waveswing.com/>
- [27] YEMM (R.W.), HENDERSON (R.M.) et TAYLOR (C.A.E.). – *The OPD Pelamis WEC : Current Status and Onward Programme*. Wave Energy Conferences, Alborg (2000).
- [28] BANAL (M.). – *L'énergie marémotrice*, REE, n° 8, p. 6-7, sept. 1997.
- [29] Entreprise norvégienne de turbines (ou « éoliennes ») sous-marines exploitant les courants marins, <http://www.tidevannsennergi.com/>
- [30] Site web sur la géothermie, <http://www.crest.org/geothermal/index.html>
- [31] CHARPIN (J.M.), DESSUS (B.) et PELLAT (R.). – *Étude économique prospective de la filière électrique nucléaire*. Rapport au premier Ministre de la République Française, juill. 2000.
- [32] MAYER (D.) et NEIRAC (F.P.). – *La production répartie d'électricité : techniques et perspectives dans le contexte européen*. GEVIQ'2002, p. 48-54, Marseille, juin 2002.
- [33] EDF et les énergies renouvelables. Document EDF, sept. 2000.
- [34] MANOHA (B.). – WEC Committee on the performance of the generating plant. Work Group Renewable Energy, BEA Workshop London, nov. 2001.