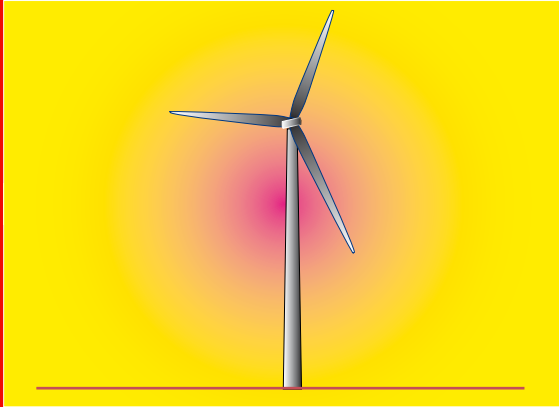


Roger Cadiergues



Les productions électriques

L06. SOMMAIRE

1. La production centralisée p. 3

- 1.01. L'électricité dans les consommations
- 1.02. Les productions centralisées d'électricité
- 1.03. Les centrales thermiques
- 1.04. Les centrales hydrauliques
- 1.05. Les centrales nucléaires
- 1.06. Les centrales éoliennes
- 1.07. Les productions photovoltaïques

2. Les productions décentralisées p. 7

- 2.01. Les solutions décentralisées
- 2.02. Les micro-centrales thermiques
- 2.03. L'hydraulique locale
- 2.04. Le photovoltaïque

3. Le photovoltaïque p. 9

- 3.01. Les matériaux photovoltaïques
- 3.02. Les cellules photovoltaïques
- 3.03. Les montages photovoltaïques

4. Les piles à combustible p. 13

- 4.01. Le principe des piles à combustible
- 4.02. Le fonctionnement des piles à combustible
- 4.03. La structure des piles à combustible
- 4.04. Les performances des piles à combustible
- 4.05. Les différents types de piles à combustible
- 4.06. Les piles à combustible nous concernant
- 4.07. Un exemple : la famille PEFC

**Livraison 06 . 12 février 2009
(prochain livret le 19 février 2009)**

LA COLLECTION **DevCad**

Livrets des précédentes livraisons :

- L00 : AuxiDev** (8 janvier 2009)
- L01 : Le développement durable** (8 janvier 2009)
- L02 : Le cadre DevCad** (15 janvier 2009)
- L03 : Les plans énergétiques** (22 janvier 2009)
- L04 : L'insertion du solaire** (29 janvier 2009)
- L05 : La biomasse énergie** (5 février 2009)

Livrets prévus dans les prochaines livraisons :

- L07 : La conception du neuf** (19 février 2009)
- L08 : L'amélioration de l'existant** (26 février 2009)



**L'ACCES AUX MODULES AuxiDev, ET LEUR UTILISATION SONT GRATUITS,
MAIS N'OUBLIEZ PAS, AUPARAVANT, DE VOUS INSCRIRE**

La loi du 11 mars 1957 n'autorisant, aux termes des alinéas 2 et 3 de l'article 41, d'une part que les «copies ou reproductions strictement réservées à l'usage privé du copiste et non destinées à une utilisation collective», et d'autre part que les analyses et courtes citations dans un but d'exemple et d'illustration «toute reproduction intégrale, ou partielle, faite sans le consentement de l'auteur ou de ses ayants droit ou ayants cause, est illicite».

Texte établi par Roger Cadiergues (© décembre 2008)

1. LA PRODUCTION CENTRALISÉE D'ÉLECTRICITÉ

1.01. L'électricité dans les consommations

L'électricité joue un rôle croissant dans les consommations d'énergie. En effet, au fur et à mesure qu'on améliore l'isolation des bâtiments les consommations de chauffage baissent d'importance, alors que les autres consommations (éclairage et autres applications électriques) jouent un rôle croissant. Alors que 80% des appareils électroménagers ont d'excellentes performances énergétiques (classement A+), le développement des ordinateurs domestiques et l'usage d'Internet compensent largement cette tendance à la réduction des consommations. Il est donc très important de situer les consommations électriques.

C'est d'autant plus délicat que deux solutions se présentent pour la production d'électricité :

- . la **solution centralisée**, l'électricité étant produite dans des centrales souvent puissantes,
- . et la **solution décentralisée**, qui consiste à produire l'électricité sur les lieux mêmes d'utilisation.

Les **solutions décentralisées** seront examinées au chapitre 2, mais comme elles dépendent souvent des solutions centralisées, ou tentent de les démarquer, il est nécessaire de faire d'abord le point sur les **solutions centralisées** : c'est l'objet de ce chapitre, résumant la **situation française actuelle**.

1.02. Les productions centralisées d'électricité

Les productions classiques d'électricité reposent, pour l'essentiel, sur trois types de centrales :

- . les **centrales thermiques**, à base de **combustibles**, utilisant des turbines (voir § 1.03),
- . les **centrales hydrauliques** (voir § 1.04),

- . les **centrales nucléaires** (voir § 1.05). Aujourd'hui il faut y ajouter, outre des techniques plus subalternes :
- . les **productions éoliennes** (voir § 1.06),
- . et les **productions photovoltaïques** (voir § 1.07).

1.03. Les centrales thermiques

Nous prendrons ici comme référence, non pas les installations de production électrique simple, mais les installations de production combinée de chaleur et d'électricité, dites de **cogénération**. Elles sont basées sur l'utilisation :

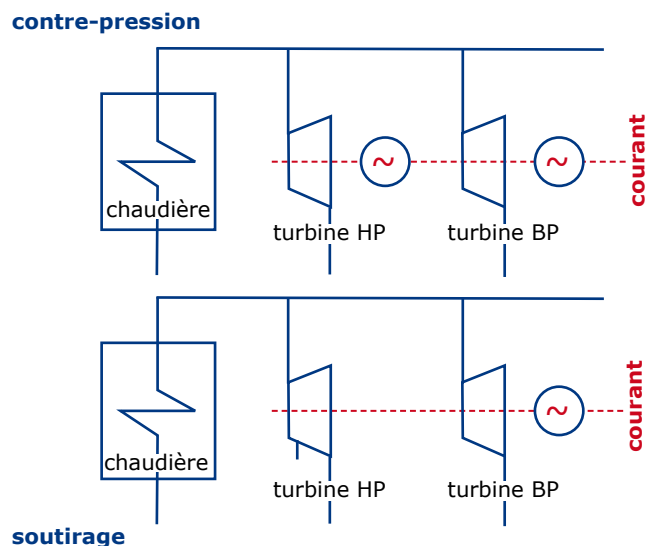
- . soit de **turbines à vapeur**,
- . soit de **turbines à gaz**.

L'EMPLOI DES TURBINES À VAPEUR

Ces centrales utilisent deux modes de fonctionnement des turbines (voir schémas ci-contre) :

- . soit à **contre-pression**,
- . soit à **soutirage**.

Avec le fonctionnement à **contre-pression** la totalité de la vapeur issue de la turbine basse pression (BP) est utilisée pour le chauffage, et la production de chaleur et d'électricité sont dépendantes l'une de l'autre. C'est donc un système manquant de souplesse, son intérêt essentiel résidant dans son relativement faible coût.



Avec le fonctionnement par **soutirage**, les besoins de chauffage et les besoins d'électricité sont plus indépendants. Il est assez facile, par exemple aux besoins de pointe en électricité, de réduire fortement la fourniture de chauffage. *Toutes ces capacités sont largement utilisées dans les centrales classiques de chauffage urbain.*

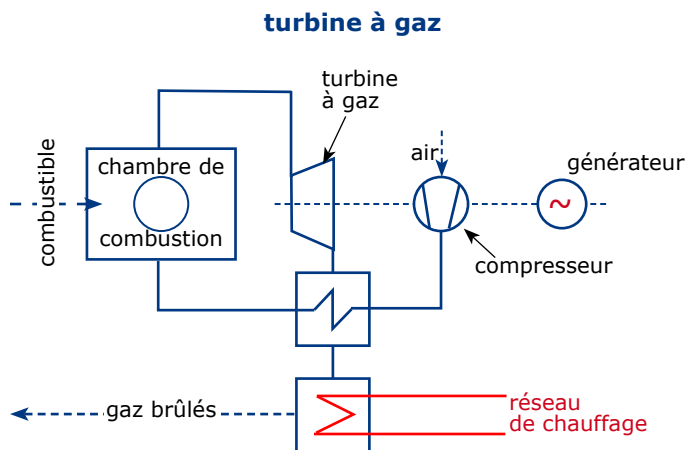
L'EMPLOI DES TURBINES À GAZ

Avec ce système présentant de multiples avantages (voir plus loin) c'est la chaleur contenue dans les gaz issus de la combustion qui est utilisée pour le chauffage (voir schéma ci-contre). Les principaux avantages notés sont les suivants : faible encombrement, faible coût, mise en température rapide.

N.B. Les systèmes combinés (turbines à gaz + turbines à vapeur) sont également possibles.

LES COEFFICIENTS DE TRANSFORMATION

La multiplicité des techniques possibles rend difficile la fixation du coefficient dit de transformation en énergie primaire (voir le livret **LA02 : le développement durable**, § 1.06). Si l'on néglige l'énergie grise, en France ce coefficient vaudrait 2,58. Par contre, si l'on inclut l'**énergie grise** (préparation et transport du combustible) le coefficient, selon les performances des



turbines, va se situer entre 2,9 (systèmes modernes performants) et 3,8 (systèmes plus anciens à base de combustible solide, ou certains systèmes de production combinée). C'est une des raisons pour lesquelles il peut subsister d'assez fortes divergences entre évaluations.

Si l'on se limite au dégagement de CO₂ les divergences deviennent généralement plus faibles, bien que l'énergie grise soit toujours difficile à évaluer.

1.04. Les centrales hydrauliques

LES GRANDS ET MOYENS BARRAGES

Avant l'introduction du nucléaire, EDF avait fortement privilégié l'hydraulique dans la production d'électricité, y faisant de la France l'un des plus importants d'Europe (après la Norvège) : de l'ordre de 2100 barrages dont 400 très importants, qui devraient être progressivement rénovés ces prochaines années. La situation est telle que le parc est proche de sa capacité maximale, l'ensemble étant saturé en sites disponibles. La seule solution consiste à augmenter les capacités de production (tout en améliorant les rendements) grâce au recours à de nouvelles turbines. Pour redévelopper l'hydraulique française des grands et moyens barrages la solution s'impose : revoir et améliorer l'existant.

Avec cette solution il s'agit essentiellement de remplacer les turbines et roues existantes par des turbines de haute efficacité, une action qui est déjà en train de se mettre en place (avec un appel d'offres) au moment de la rédaction de ce livret : les gains prévus sont de 30 % sur le rendement des turbines.

LES PETITS BARRAGES

La deuxième solution consiste à développer les petits barrages (10 à 100 kW). Il existait environ 100 000 barrages de ce type vers 1900, il en subsiste environ le tiers, qui peuvent être équipés de turbines efficaces de production d'électricité. Cette catégorie de barrages sera examinée au chapitre 2, dans le cadre des productions électriques localisées.

1.05. Les centrales nucléaires

Les centrales nucléaires jouent un rôle très important dans les bilans français de production d'électricité. Il existera, en fait et dans les années à venir, deux parcs :

- . celui des quelques 58 réacteurs actuellement en opération, destinés à disparaître à assez long terme,
- . celui des futurs réacteurs à eau pressurisée dits de troisième génération (EPR), dont les implantations sont en discussion au moment de la rédaction de ce livret.

La prise en compte de l'énergie nucléaire dans les dégagements de CO₂ mérite quelque examen. En effet le fait, en France, de ne pas comptabiliser les énergies grises, obère les discussions sur l'énergie nucléaire. Il est de fait que l'utilisation de cette énergie ne provoque pas de rejets de CO₂ à l'atmosphère, mais ce n'est pas forcément le cas lors de l'extraction, de la préparation et du transport de l'uranium.

1.06. Les centrales éoliennes

LE DÉVELOPPEMENT DES ÉOLIENNES

La France est souvent considérée comme l'un des pays européens qui, avec le Royaume-Uni, présente le potentiel le plus élevé d'utilisation de l'énergie du vent. Avec une légère croissance, le taux de réalisation, en 2008, dépassera probablement l'installation d'un peu plus de 600 unités. Pour des raisons diverses les éoliennes de production centralisée d'électricité sont regroupées dans des «parcs éoliens». Fin septembre 2008 on comptait, en France, plus de 320 parcs de ce type.

LES PARCS ÉOLIENS

Actuellement, en France, les éoliennes sont presque toutes regroupées dans des «parcs» qui fournissent directement de l'électricité aux producteurs d'électricité. L'inconvénient essentiel de l'éolien étant dû à l'intermittence du vent, les promoteurs de parcs tentent de compenser, au moins en partie, ce défaut en multipliant les sites sur le territoire. De sorte qu'en France une gamme très étendue est prévue : certaines projections en prévoient 8000 d'ici une quinzaine d'années, mais cette perspective reste douteuses par suite des obstacles liés aux réactions des populations intéressées.

Ces parcs éoliens utilisent essentiellement (dans notre pays) des unités possédant les caractéristiques types suivantes (illustration ci-contre) :

- une capacité unitaire de 2 MW (*puissance nominale*),
- avec une nacelle, placée entre 90 et 105 mètres de hauteur, qui contient les pièces essentielles,
- . des pales de 45 mètres de long,
- . le tout aboutissant à un encombrement horizontal de 90 mètres (souvent plus de 150 m de haut).

Chaque unité pèse 250 tonnes, dont 72 tonnes pour la nacelle placée entre 90 et 105 mètres de hauteur au bout du mât.

D'autres éoliennes peuvent avoir des caractéristiques plus lourdes, mais sont encore rares : la plus grosse éolienne (allemande, de 6 MW), possède un rotor de 126 m de diamètre, fixé à 131 m de hauteur.

LES DOMAINES DE FONCTIONNEMENT

Les éoliennes types de ces parcs éoliens reposent sur l'utilisation de pales automatiquement orientables, fonctionnant aux vitesses de vent suivantes :

- . *vitesse de vent minimale*, à partir de laquelle l'éolienne se met en route : de l'ordre de 3 [m/s] (notations «françaises» : 10 à 15 km/h),
- . *vitesse de vent optimale* (de référence) : de l'ordre de 12 [m/s] (notations françaises : 40 à 50 km/h),
- . *vitesse de vent maximale*, à partir de laquelle l'éolienne s'arrête grâce à des freins mécaniques ou aérodynamiques : 25 [m/s] (90 km/h).

Par grand vent (> 90 km/h) le système de sécurité modifie l'inclinaison des pales et actionne un frein sur le rotor pour stopper le fonctionnement de l'ensemble.



LES CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES COURANTES

Les éoliennes types des parcs éoliens reposent sur l'adoption de pales automatiquement orientables. En haut du mât est fixée une nacelle qui transmet, grâce à un rotor, le mouvement des pales vers un générateur électrique. Les pales, grâce à l'automatisme de leur orientation, permettent l'adaptation à la vitesse du vent, ce qui stabilise la vitesse de rotation du rotor et améliore le rendement du générateur électrique.

Etant dans certains pays (Danemark, Allemagne) en développement depuis plusieurs décennies, les éoliennes actuelles ont déjà bénéficié d'une assez grande expérience, les conventions d'installation fixant d'ailleurs une durée de vie d'au moins 20 ans. Ceci dit, l'application des ces techniques aux installations locales reste un sujet d'incertitude.

L'OBSTACLE AUX ÉOLIENNES PRIVÉES

Depuis mi-juillet 2007 l'Etat a créé le système des «zones de développement éolien» (ZDE), en dehors desquelles les éoliennes ne peuvent profiter du tarif d'obligation d'achat, seul susceptible d'assurer la rentabilité du système pour les propriétaires de terrains éventuellement concernés, et les collectivités locales en cause. *Ce qui défavorise très fortement les petites installations.*

De ce fait, en France, sauf situation très particulière, il n'y a pas intérêt à équiper directement les bâtiments, les exemples d'éoliennes incorporées aux bâtiments se situant pour l'essentiel - mais en nombre limité - hors de France, et en général pour des **bâtiments de grande hauteur**, où la rentabilité du système est d'ailleurs souvent incertaine.

LA RENTABILITÉ DES ÉOLIENNES

Pour qu'un aérogénérateur soit rentable il faut que les vents soient suffisamment forts et réguliers, avec une moyenne annuelle d'au moins 5,5 [m/s]. Tout dépend de la **région**, et du **site** lui-même. Pour y parvenir il faut, schématiquement réunir les deux conditions qui sont indiquées dans le tableau ci-dessous.

SITES ÉOLIENS PRÉFÉRENTIELS	
Région (carte ADEME disponible)	Sites
peu ventée	<i>crêtes, collines à la rigueur</i>
assez peu ventée	<i>crêtes, collines, bords de mer ou de lac</i>
moyennement ventée	<i>crêtes, collines, bords de mer ou de lac, prairies dégagées</i>
assez fortement ventée	<i>crêtes, collines, bords de mer ou de lac, rase campagne</i>
fortement ventée	<i>tous sites, sauf très urbanisés</i>

1.07. Les productions photovoltaïques

Les productions photovoltaïques étant très voisines, que la génération soit centralisée ou non, la technique correspondante n'est examinée qu'au chapitre suivant (§ 2.04).

2. LES PRODUCTIONS DÉCENTRALISÉES D'ÉLECTRICITÉ

2.01. Les solutions décentralisées

Nous examinerons les solutions décentralisées en nous attachant aux cinq catégories suivantes :

- la **microgénération** électrique, à base de **processus thermiques** (voir § 2.02),
- la **microcogénération**, avec production simultanée de chaleur et d'électricité (voir § 2.02),

- l'**hydraulique locale** (les «moulins», voir § 2.03),
 - le **photovoltaïque** (chapitre 3),
 - les **piles à combustible** (chapitre 4).
- N.B. Nous ne prenons pas en compte les utilisations **locales** d'éoliennes ou de *turbines marines*, qui ne peuvent guère rester que très exceptionnelles.

2.02. Les microcentrales thermiques

LES PRINCIPES DES SYSTÈMES COURANTS

Les installations de **microgénération** sont de relativement petites installations de production d'électricité (moins de 1000 kW pour ce qui nous concerne ici). Elles sont souvent combinées avec de la production de chaleur (**micro-cogénération** : schéma ci-contre).

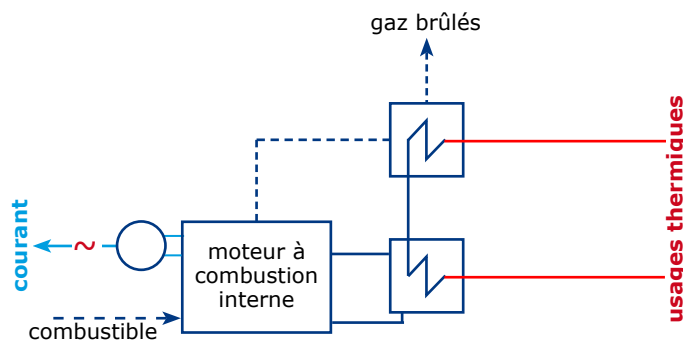
Dans tous les cas l'élément central est un **moteur, à combustion interne** (Diesel). Les rendements types de ces unités sont, normalement, les suivants.

- Electricité seule : rendement de 38 %,
- Electricité + chauffage (bien équilibrés) : rendement type global de 85 %.

LES UTILISATIONS LES PLUS ADÉQUATES

Les microcentrales de cogénération sont particulièrement indiquées dans les bâtiments où les besoins de chauffage et d'électricité sont, la plupart du temps, suffisamment simultanés : hôpitaux, piscines ou certaines usines par exemple. De telles installations exigent néanmoins de très sérieuses précautions acoustiques, par suite du bruit du moteur.

Au plan du développement durable il faut chercher à utiliser un **biogaz** (voir le livret «**biomasse**»).



unité type de micro-cogénération

LES UTILISATIONS ÉLARGIES

Au lieu des cogénérations «électricité-chaleur» il est parfois possible d'envisager la trigénération, avec une troisième production celle de **froid** (au moyen d'une machine à absorption utilisant la chaleur récupérée). Il existe également - bien qu'assez rare - des petites centrales de cogénération qui sont combinées avec une **pompe à chaleur**.

2.03. L'hydraulique locale

L'énergie d'écoulement de l'eau est utilisée dans des turbines connectées à des générateurs d'électricité. En général, qu'il s'agisse de petite puissance (< 5 MW) ou de grande puissance (> 5 MW), l'utilisation est réservée à la fourniture d'électricité au réseau public.

Il existe, toutefois, des cas où une chute d'eau locale peut être directement utilisée, plus ou moins indépendamment du réseau extérieur. De telles installations, dites «**micro-hydrauliques**», ont des puissances de l'ordre de *quelques dizaines de kilowatts*.

LA REFONTE DES MOULINS

La plupart des réalisations microhydrauliques récupèrent les installations d'anciens moulins : il existe encore un peu moins de 2000 centrales électriques de ce type qui sont en activité. Il existait environ 100 000 barrages de ce type vers 1900, 1/3 environ pouvant manifestement être équipé de turbines efficaces de production d'électricité, avec des puissances comprises entre 10 et 100 kW. Encore faut-il vaincre les difficultés qui résultent de la loi sur l'eau de 2006, mais un **tel système peut être prévu dans le cadre d'un projet de développement durable** dans le cas où la situation est favorable, même si c'est relativement rare.

N.B. Il existe une procédure très spécifique d'autorisation administrative, autorisation indispensable pour utiliser l'énergie des cours d'eau. Il existe une organisation, le Groupement des producteurs autonomes

d'électricité (www.gpae.fr) qui fédère les propriétaires de centrales et peut servir de centre de renseignement.

LES TECHNIQUES À UTILISER

Les roues à aubes, qui équipaient les anciennes chutes, peuvent être utilisées dans les cas les plus modestes. Sinon il faut recourir à des turbines standards (de 20 à 750 kW en ordre de grandeur) qui sont faciles à mettre en oeuvre pour des chutes d'eau de 1 à 5 [m]. Pour des chutes plus importantes on peut utiliser des turbines Kaplan, certaines étant également utilisables aujourd'hui pour des chutes plus faibles. Pour les pentes importantes (en montagne ou moyenne montagne) il faut recourir à un canal de dérivation solide (en béton) et à des turbines de type Pelton.

Dans tous les cas, hors rendement, la puissance est schématiquement fournie par la formule :

$$\langle \text{PUISSANCE} \rangle = \langle \text{DÉBIT} \rangle \times \langle \text{HAUTEUR DE CHUTE} \rangle.$$

2.04. Le photovoltaïque et les piles à combustible

En dehors des techniques «classiques» que nous venons d'examiner il faut surtout, actuellement, tenir compte des deux techniques plus récentes que sont celle du photovoltaïque et celle des piles à combustibles, techniques qui sont examinées aux deux chapitres suivants.

3. LE PHOTOVOLTAÏQUE

A côté des solutions «classiques» des chapitres précédents, il faut tenir compte de solutions plus «modernes» dont - en particulier - celle des cellules photovoltaïques. Cette technique, pratiquée dans l'espace depuis une quarantaine d'années, souffre d'une difficulté majeure qui n'a jamais pu être vraiment surmontée, malgré des prospectives souvent optimistes : le coût. Il n'en reste pas moins que le photovoltaïque peut être parfois utilisé dans les applications terrestres.

3.01. Les matériaux photovoltaïques

L'EFFET PHOTOÉLECTRIQUE

La **conversion directe** du rayonnement solaire en électricité est due à l'**effet photoélectrique** dont la découverte est déjà ancienne (18^e siècle), effet où il y a libération d'un électron lorsqu'un photon d'énergie suffisante est absorbé par certains matériaux. On distingue deux types d'effets photoélectriques : «externe» et «interne», le second étant le seul pris ici en compte. Dans ce cas il faut qu'un champ électrique se crée naturellement dans la masse, ce qui est la propre des jonctions de matériaux semiconducteurs différents.

LE RENDEMENT

L'un des aspects essentiels du phénomène est son **rendement** de production d'électricité, un rendement qui varie selon les matériaux utilisés, la table ci-contre - très générale - illustrant les valeurs essentielles. Dans la pratique on a surtout utilisé jusqu'ici le **silicium** (voir § 3.03), mais la situation pourrait évoluer ces prochaines années, avec la mise en service de nouvelles usines.

L'INFLUENCE DE L'ÉPAISSEUR

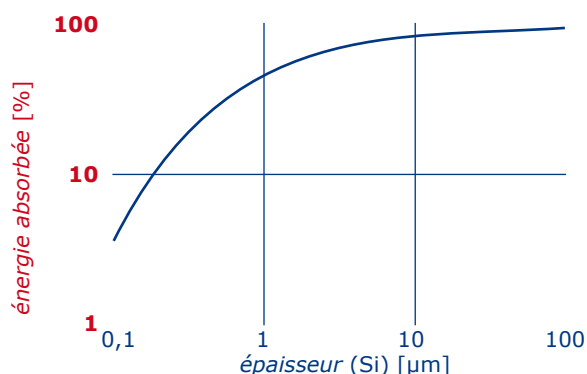
Le coût étant essentiel on peut avoir tendance à utiliser des couches très minces de matériaux photo-électriques. Comme l'indique le schéma ci-contre (attention, ordonnée d'échelle logarithmique) il faut prendre quelques précautions de façon à ce que les photons puissent pénétrer suffisamment.

L'INFLUENCE DE LA TEMPÉRATURE

Afin d'améliorer les résultats on peut être tenté d'utiliser des systèmes optiques de concentration du rayonnement (voir L04), mais on utilise alors d'assez fortes températures, fort défavorables au rendement comme l'indique la table ci-contre. C'est une des raisons pour lesquelles nous ne parlerons pas ici des dispositifs à concentration.

RENDEMENTS PHOTOÉLECTRIQUES TYPES

Matériaux	Rendements types [%]
Silicium (Si) en masse	12 à 18
Silicium en film mince	2 à 5
GaAs/GaAlAs	16 à 20
<i>(niveau expérimental, exemples)</i>	
CdS/Cu₂S	5 à 8
CdTe	5 à 6
InP	2 à 5
SiC ou GaP	1 à 3



RENDEMENTS TYPES selon température

Matériau	Température du semi-conducteur		
	0 [°C]	100 [°C]	200 [°C]
Si	25 %	14 %	6 %
GaS/GaP	19 %	16 %	13 %
GaAs	28 %	21 %	13 %

3.02. Les cellules photovoltaïques

LES MODULES PHOTOVOLTAÏQUES

Les cellules photovoltaïques convertissent directement la lumière en électricité. Dans notre cas il s'agit de cellules placées à l'extérieur, *face au rayonnement solaire*. Ces cellules sont incorporées dans des modules fournissant chacun une tension (*continue*) et une intensité données. Les modules peuvent être montés en série ou en parallèle, ce qui permet de s'adapter aux caractéristiques électriques souhaitées, lesquelles dépendent des matériaux utilisés.

LES MATÉRIAUX DE BASE

Les cellules courantes, à base de **silicium**, sont de **trois types** : à base de **silicium monocristallin**, à base de **silicium polychristallin**, à base de **silicium amorphe**. Avec des rendements très différents.

Le silicium risquant de devenir «rare» et encore plus coûteux, de nombreuses tentatives de substitution ont vu le jour, mais encore jusqu'ici sans grand succès. On peut, en effet et par exemple, utiliser : de l'arséniure de gallium, du séléniure de cuivre et d'indium, du tellure de cadmium, du phosphore d'indium. Une usine, en cours de construction en Allemagne, fabriquera dans quelques années des cellules au «CIS» (cuivre, indium, sélénium), moins coûteuses que celles au silicium.

LES RENDEMENTS

La différence essentielle entre les deux «races» de silicium tiennent au rendement.

- le **silicium monocristallin** (coût le plus élevé) a un rendement type de production d'électricité de 11 % ;
- le **silicium amorphe** (coût le moins élevé) a un rendement type de production d'électricité de 5,7 %.

L'espoir, parfois utilisé à des fins commerciales, d'une amélioration des rendements et d'une baisse des prix significatifs ne s'est pas concrétisé depuis 25 ans. Reste néanmoins une incertitude : le CIS, plus économique, et ce pour un rendement de 11 %.

STRUCTURE ET FONCTIONNEMENT DES CELLULES

Les cellules photovoltaïques, en général carrées de 12,5 [cm] de côté, sont constituées comme l'indique le schéma ci-contre.

Lors du fonctionnement les phénomènes essentiels sont les suivants : les photons, portés par le rayonnement incident, peuvent être - en atteignant la cellule photovoltaïque - soit réfléchis soit absorbés. Ce sont les photons *absorbés* qui provoquent - au sein du matériau cellulaire - les arrachages d'électrons créant le courant utile.

Afin de renforcer le rôle de l'absorption les modules sont normalement recouverts d'une couche réduisant le phénomène de réflexion. De sorte qu'un module type est constitué, outre le cœur en matériau photovoltaïque, d'un cadre de soutien et d'une couche anti-réflexion face à l'ensoleillement.

Le courant fourni par le module dépend de la tension appliquée et de l'éclairement solaire.

Il est possible de représenter le fonctionnement électrique d'un module au moyen des deux *courbes donnant* en fonction de la *tension* [V] :

- l'*intensité* mesurée en ampère [A],
- la *puissance* mesurée en watt [W].

Cette représentation fait apparaître, sur chacune de ces courbes caractéristiques, trois points particuliers de fonctionnement :

- le point où la tension est nulle (court-circuit), l'intensité [A] étant alors maximale et la puissance nulle,
- le point «médian», où la puissance [W] est maximale,
- le point le plus à droite, où la puissance et l'intensité sont nulles (circuit ouvert), la tension étant alors maximale.

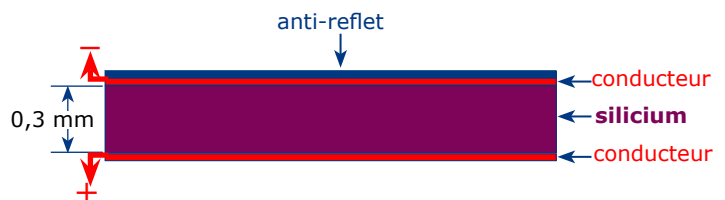
Les caractéristiques de chaque module doivent être fournies par le fabricant, lequel doit en particulier indiquer la tension maximale supportable, et d'une manière générale les dispositions prises en matière de sécurité électrique.

LES ACCESSOIRES COMPLÉMENTAIRES

Outre les cellules proprement dites et l'équipement électrique transformant le courant continu en courant alternatif (220 V, 50 Hz), les unités photovoltaïques comportent souvent les compléments suivants :

- des *régulateurs de tension* destinés à maximiser le courant fourni par les modules,
- des *batteries* (à décharge rapide) destinées à accumuler l'électricité pendant les périodes non ensoleillées,
- complétées par des *régulateurs de charge* (afin d'éviter les surcharges pendant les périodes ensoleillées).

Structure de cellule photovoltaïque



LES ASPECTS PRATIQUES

Les modules utilisés en production solaire d'électricité, ne comportant pratiquement aucune partie mobile, sont relativement robustes et possèdent en principe une assez longue durée de vie. Ceci dit les modules étant généralement soumis à des conditions climatiques sévères, il est essentiel de veiller aux garanties du fournisseur et de suivre ses recommandations.

3.03. Les montages photovoltaïques

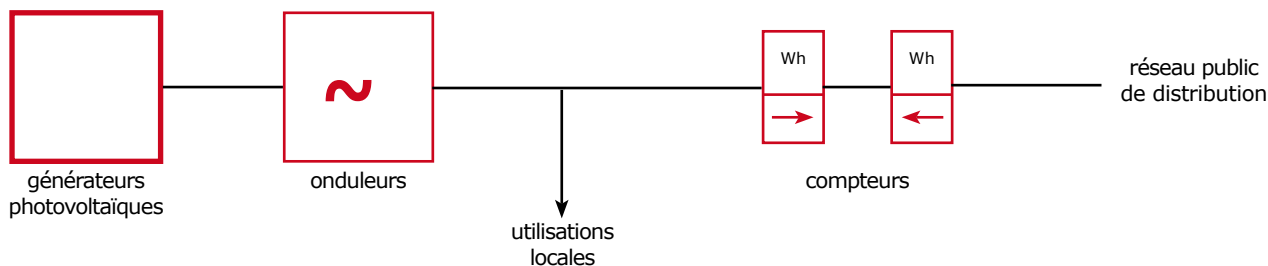
Deux montages sont possibles (voir les schémas ci-dessous) :

. avec raccordement «en deux points» si **toute** l'électricité produite est fournie au réseau public,

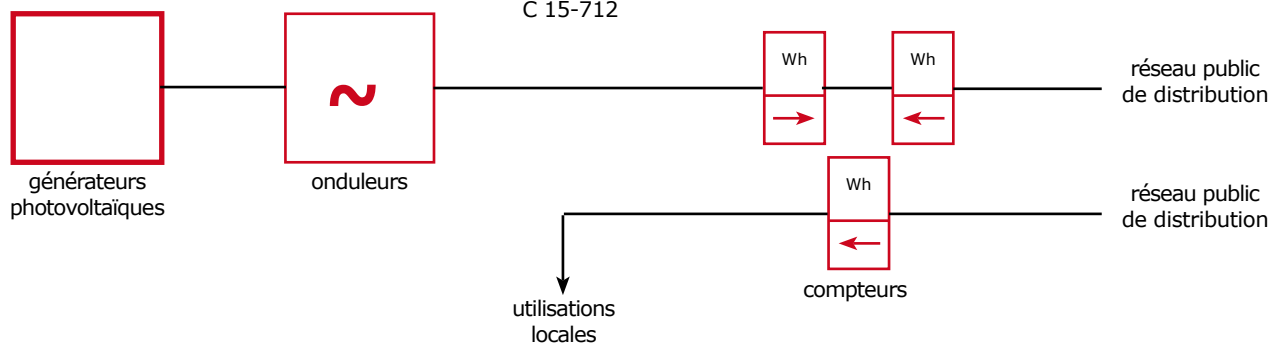
. ou avec raccordement «en un point» si **une partie** de l'électricité produite est consommée localement, cette distinction ayant un caractère financier, examiné plus loin.

Les deux modes de raccordement

raccordement en un point



raccordement en deux points



Depuis juillet 2006 le **tarif d'achat** de l'électricité solaire est de 0,3 [€/kWh] en métropole continentale, 0,40 [€/kWh] en Corse, dans les DOM, à Saint-Pierre-et-Miquelon et Mayotte.

Il faut y rajouter une prime d'**intégration au bâti** de 0,25 [€/kWh] en métropole continentale, et de 0,15 [€/kWh] en Corse, dans les DOM, à Saint-Pierre-et-Miquelon et Mayotte.

Il existe également des *subventions* régionales et européennes, ainsi que des *crédits d'impôt*.

L'ASPECT FINANCIER

Chacun peut choisir d'être fournisseur, les encadrés ci-dessus indiquant les conditions du rachat du courant électrique. Ce tarif de rachat, face à celui du courant public (de l'ordre de 0,1 [€/kWh]), est tel que le réalisateur d'une installation photovoltaïque a intérêt à **vendre tout le courant produit**, donc à utiliser le montage dit «raccordement deux points» (ci-dessus).

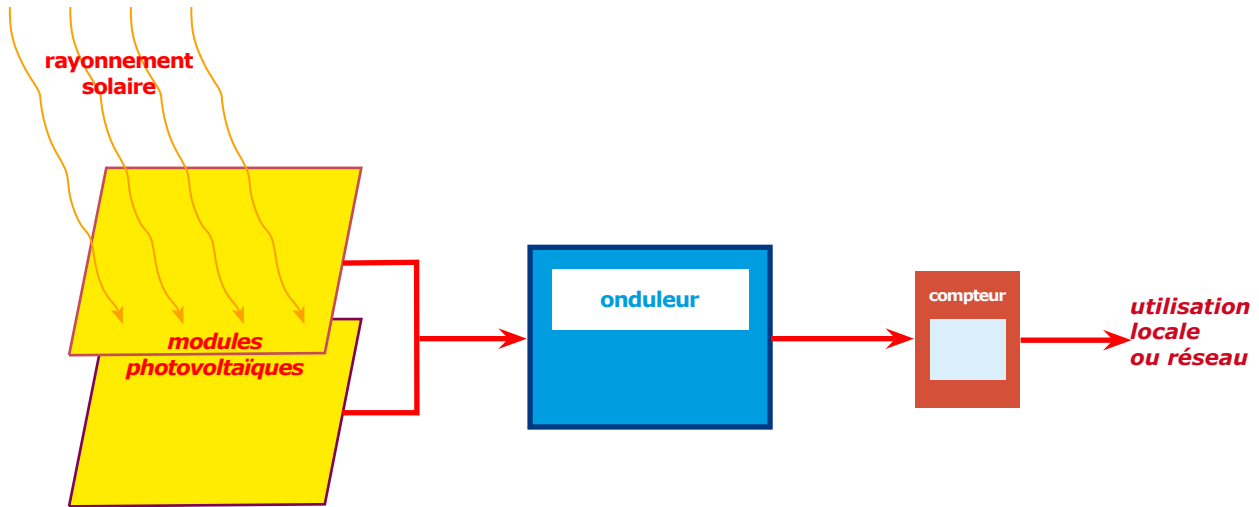
LE GÉNÉRATEUR PHOTOVOLTAÏQUE

Le courant produit par les **cellules photovoltaïques** étant continu il faut le convertir pour obtenir du *courant alternatif*, lequel doit être conforme à celui distribué en France (tension de 230 [V] et fréquence de 50 [Hz]). Pour ce faire les cellules photovoltaïques sont insérées dans un ensemble plus complexe, le **générateur photovoltaïque**, décrit page suivante.

Les panneaux eux-mêmes étant constitués de cellules connectées en série, fournissent un courant continu de 5 [A] sous une tension de 20 [V]. Ce courant est transformé par un **onduleur** (schéma ci-dessous,) afin de parvenir aux caractéristiques du courant alternatif souhaité.

LES CARACTÉRISTIQUES DU GÉNÉRATEUR

L'ensemble du **générateur photovoltaïque** est caractérisé par sa **puissance** exprimée en «watt-crête» [W_c]. Elle correspond à la puissance délivrée par le module dans les conditions standards : éclairement solaire de 1000 [W/m²], température de 25 [°C].



Le générateur photovoltaïque

4. LES PILES À COMBUSTIBLE

A côté des solutions techniquement au point, des chapitres précédents, il faut ouvrir la voie à une technique plus incertaine, celle des piles à combustible. Les piles à combustibles, éléments essentiels de la lutte contre l'effet de serre, pourraient devenir des réalités commerciales dès les années 2015. La ville de New-York en abrite déjà plus d'une trentaine (expérimentales). Le problème essentiel sera certainement celui du combustible (en principe, actuellement, l'hydrogène).

4.01. Le principe des piles à combustible

Ce sont des équipements convertissant directement en électricité l'énergie chimique de combustibles divers (*sans combustion*), avec de multiples avantages :

- . une grande modularité permettant des montages très variés avec une très grande facilité d'insertion, y compris dans des unités préfabriquées,
- . une flexibilité d'installation très forte, quel que soit l'emplacement d'utilisation,
- . de grandes facilités de maintenance dues à l'absence de pièces mobiles et à la facilité de remplacement in situ des composants,

- . une absence quasi-totale de dégagement de polluant, de CO₂ en particulier, le seul rejet étant celui d'eau très pure,
- . un rendement élevé de production d'électricité (très supérieur à celui des solutions classiques),
- . un rendement pratiquement indépendant de la charge, d'autant plus significatif que l'équipement peut facilement être très voisin du point d'utilisation,
- . des temps de réponse extrêmement courts,
- . un fonctionnement silencieux.

Le seul obstacle significatif est le **coût**.

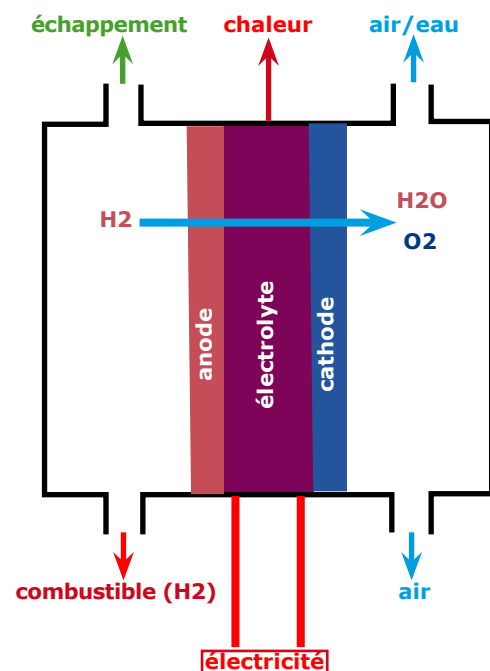
4.02. Le fonctionnement des piles à combustible

La partie centrale d'une pile à combustible est une membrane électrolytique (voir ci-contre) avec :

- . sur la première face une *anode* (électrode négative repoussant les électrons),
- . et sur la deuxième face une *cathode* (électrode positive attirant les électrons).

Voici ce qui se passe avec la traversée de l'hydrogène (agissant comme «combustible»), de l'anode vers la cathode (schéma ci-contre).

1. L'hydrogène fourni à la pile pénètre dans celle-ci par la face anodique, où une couche de platine favorise la décomposition de l'hydrogène en électrons et en protons.
2. La membrane électrolytique laisse passer les protons, mais s'oppose au passage des électrons, qui sont recueillis séparément sur la première face afin de fournir le courant électrique.
3. L'oxygène, transitant vers la cathode, y rencontre une autre couche de platine qui provoque la combinaison de l'oxygène avec des électrons, fournissant ainsi de l'eau (pure) et de la chaleur.



LES AVANTAGES MAJEURS

1. L'ensemble des processus revient à une conversion directe de l'énergie chimique en électricité, au contraire des systèmes courants qui passent par une transformation de l'énergie chimique en énergie thermique.

2. Utilisées en production décentralisée d'électricité les piles à combustible présentent un double avantage :

- . une réduction significative de la consommation d'énergie par rapport à des solutions plus traditionnelles,
- . une réduction très forte des émissions de produits polluants.

3. A ces avantages de base s'ajoute la possibilité de faire appel à de multiples combustibles, un fonctionnement plus silencieux, des coûts de maintenance a priori très réduits. Au contraire des batteries électriques les réactifs cathodiques et anodiques des piles possèdent l'avantage de se renouveler régulièrement à partir de l'air et du combustible.

L'INCONVÉNIENT MAJEUR

Le seul obstacle significatif restant celui du coût, il est possible d'espérer que les recherches en cours permettront d'atténuer, sinon de supprimer ce défaut, mais les prévisions ne sont pas encore bien probantes. Il règne encore trop d'incertitudes.

Les prévisions concernant la période 2015-2020 sont, néanmoins, assez optimistes ainsi que l'illustre le tableau ci-dessous.

PRÉVISIONS PEMFC (€/kW)	
Actuel (<i>environ</i>)	700
2010	450
2015	350
2020	200

4.03. La structure complète des piles à combustible

Les descriptions précédentes ne concernent que le «noyau» des piles. Pour assurer la totalité des fonctions il faut un montage plus complexe, conforme au schéma ci-dessous, lequel comporte les éléments suivants.

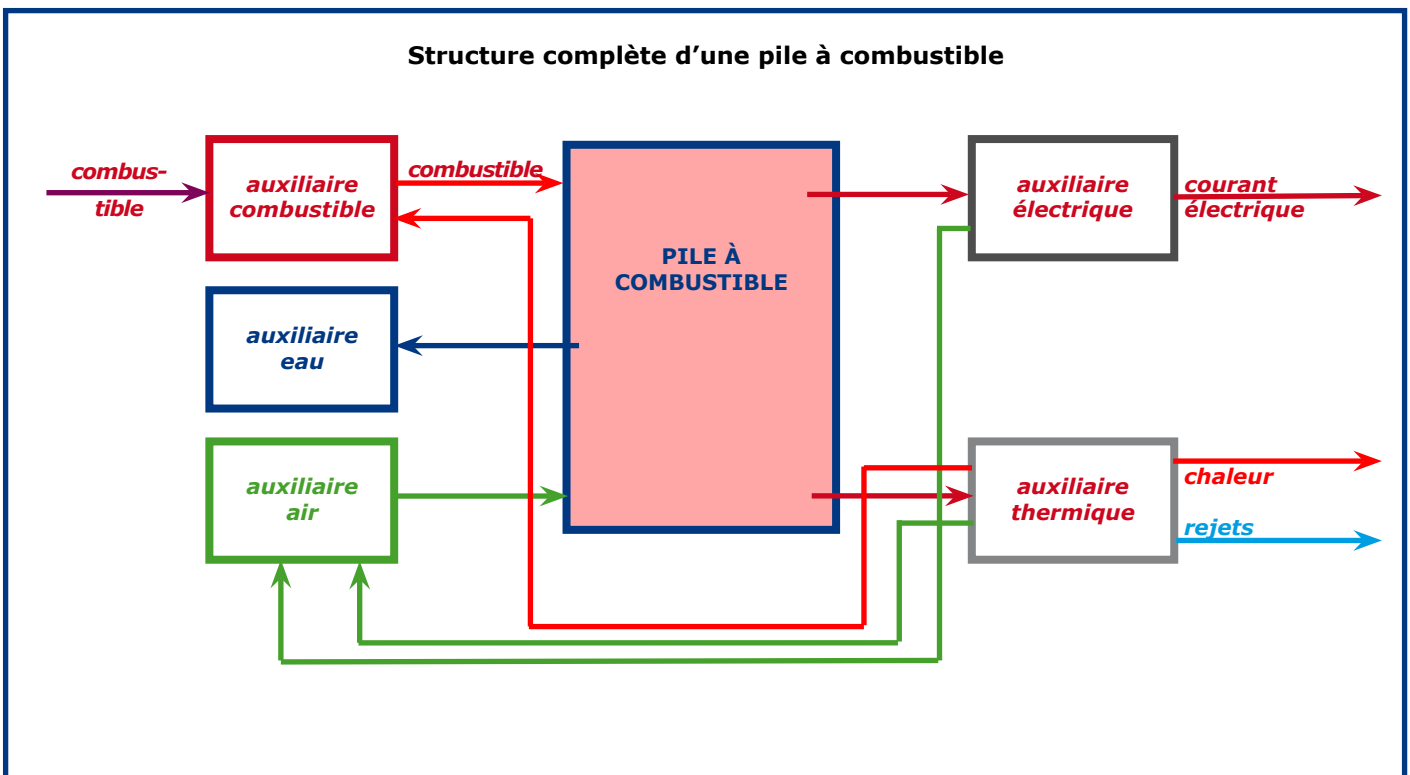
1. Une unité amont traite d'abord le **combustible** pour assurer la fourniture d'un hydrogène pur (en général à partir de combustibles hydrocarbonés).

2. Une unité aval régule le **courant** (continu) produit, et alimente les compléments électriques éventuels à l'aval.

3. Une unité assure la fourniture correcte (pression, température, humidité) de l'**air** nécessaire aux fonctionnements de l'unité amont de combustible et de la pile elle-même.

4. Une unité gère le fonctionnement **thermique** de l'ensemble, en particulier au sein et à l'aval de l'auxiliaire combustible.

5. Une unité gère le circuit de l'**eau** au niveau de la pile et en particulier à la sortie de la face cathodique, l'eau en circulation devant être très pure.



4.04. Les performances des piles à combustible

LES CARACTÉRISTIQUES ÉLECTRIQUES

La membrane électrolytique, l'élément de base de toutes les piles à combustible. ne produisant qu'une tension assez faible, de l'ordre de 0,7 [V], il faut en empiler plusieurs pour obtenir une tension suffisante.

Les performances en découlent comme suit.

1. Le nombre de membranes fixe la **tension** ;
2. La surface de membranes fixe l'**intensité** du courant ;
3. Le produit des deux (nombre de membranes, surface des membranes) fixe la **puissance**.

LE RENDEMENT

Le rendement global (toutes pertes des auxiliaires prises en compte) varie (selon les piles) de 35 à 55 % en production d'électricité. Si la production de chaleur est utilisée (cogénération) le rendement peut atteindre 75 à 90 %.

Ces résultats sont d'autant plus intéressants que l'efficacité est largement **indépendante de la charge**, le rendement étant sensiblement constant lorsque cette charge varie de 20 à 100 %.

4.05. Les différents types de piles à combustible

Chaque type de piles à combustible est caractérisé par l'électrolyte adopté. Si l'on excepte les piles «AFC» (à la potasse), quatre catégories sont actuellement envisagées pour les *applications bâtiments*, applications désignées par leur sigle anglophone. Il s'agit :

- . des piles dites **PEMFC** (ou **PEFC**),
- . des piles dites **MCFC**,
- . des piles dites **SOFC**,
- . des piles dites **PAFC**.

Ces différentes catégories sont caractérisées par les électrolytes suivants.

1. Les piles «PEMFC» (ou «PEFC»), «*proton exchange membrane fuel cells*», possèdent un électrolyte qui est une membrane polymère.
2. Les piles «MCFC», «*molten carbonate fuel cells*», possèdent du carbonate de lithium fondu comme électrolyte.
3. Les piles «SOFC», «*solid oxide fuel cells*», possèdent une céramique (normalement de l'oxyde de zirconium) comme électrolyte.
4. Les piles «PAFC», «*phosphoric acid fuel cells*», possèdent un électrolyte à base d'acide phosphorique.

4.06. Les familles de piles nous concernant

Il existe plusieurs familles de piles à combustibles dont l'utilisation est envisagée dans le domaine du bâtiment, de perspectives assez différentes. Ces familles sont les suivantes :

1. les piles «PEMFC», ou «PEFC»,
2. les piles «MCFC»,

3. les piles «SOFC»,
4. les piles «PAFC».

A chacune de ces familles correspondent actuellement des coûts et des performances dont les ordres de grandeur sont indiqués à la table suivante, fournie à titre indicatif.

Type de pile	Electrolyte	Investissement €/kW 2020 prévu	Fonctionnement €/kWh 2008
PEFC	membrane polymère injectée d'acide sulfonique	de l'ordre de 200	de 0,03 à 0,04
MCFC	carbonate de lithium fondu	de l'ordre de 350	de l'ordre de 0,06
SOFC	céramique (oxyde de zirconium)	de l'ordre de 400	de 0,03 à 0,04
PAFC	acide phosphorique	de l'ordre de 750	de l'ordre de 0,07

4.07. Un exemple : la famille PEFC

LES AVANTAGES

Dans les piles **PEFC** (ou **PEMFC**) la couche électrolytique centrale est un polymère conducteur de protons. Sur les deux faces de la membrane l'anode (d'un côté) et la cathode (de l'autre côté) sont des couches électrolytiques à base de platine fixées sur des particules de carbone. Cette version possède trois avantages de base :

- . celui de fonctionner à relativement basse température : 60 à 90 °C, ce qui limite évidemment (mais sans plus pour ce qui nous concerne) ses domaines d'emploi,
- . celui d'une mise en régime très rapide, d'une assez grande simplicité,
- . celui d'une absence d'émissions polluantes (si on utilise de l'hydrogène comme combustible).

LES INCONVÉNIENTS

Pour le moment, et probablement pour plus d'une dizaine d'années, les **coûts de maintenance et d'investissement** sont encore assez élevés : il faut espérer qu'ils deviendront rapidement acceptables, sinon les piles à combustible resteront des curiosités.

Hors de cet aspect général l'**inconvenient principal** est que la pile doit fonctionner à partir d'un combustible qui ne peut guère être que de l'**hydrogène pur**, lequel peut être produit à partir de charbon, de gaz naturel ou de fermentations.

Il est, de plus, essentiel que le combustible, comme la combustion, soient d'une excellente propreté, ce qui est peut-être la servitude la plus lourde. Les impuretés telles que monoxyde de carbone (à des niveaux de quelques millièmes) ou les composés sulfureux (à des niveaux de quelques milliardièmes) doivent être éliminés afin de n'utiliser que de l'hydrogène d'une pureté d'au moins 99,999 %.

La nécessité de disposer d'une source d'hydrogène pur ne peut guère être satisfaite que dans les situations suivantes :

- . ou bien nous disposons d'un réseau collectif de distribution d'hydrogène pur, soit sous forme gazeuse (en canalisations) soit sous forme solide (en camions) ;
- . ou bien nous fabriquons cet hydrogène localement, vraisemblablement par reformage de gaz naturel.

Dans ces deux cas l'avantage économique des piles restera très difficile à justifier, la production et la distribution d'hydrogène pur n'étant « gratuite », dans tous les cas, ni au plan énergétique ni au plan environnemental. De plus, à partir du moment où nous disposerons (sous quelque forme que ce soit) d'hydrogène pur les piles à combustible ne seront plus les seules solutions défendables aux plans économique et environnemental. Et ce même pour la production d'électricité. Malgré les progrès déjà accomplis l'avenir des piles à combustible reste donc encore assez incertain.