

Énergies éoliennes

par **Jean MARTIN**

Ingénieur de l'École nationale supérieure des arts et métiers

1. Le vent	B 8 585 - 1
1.1 Causes	— 2
1.2 Caractéristiques	— 2
1.2.1 Irrégularité spatiale.....	— 2
1.2.2 Irrégularité temporelle	— 3
1.2.3 Énergie du vent récupérable.....	— 3
1.3 Choix du site	— 4
2. Organes capteurs	— 4
2.1 Différents types de capteurs	— 4
2.2 Capteurs à axe horizontal	— 6
2.2.1 Théorie sommaire. Performances.....	— 6
2.2.2 Profil. Efforts développés.....	— 7
2.2.3 Construction	— 8
2.2.4 Orientation	— 10
2.2.5 Régulation	— 10
2.3 Bruit	— 10
2.4 Capteurs à axe vertical.....	— 10
2.4.1 Rotor de Savonius	— 10
2.4.2 Rotor de Darrieus.....	— 12
2.5 Comparaison des différents capteurs présentés	— 13
3. Organes annexes	— 14
3.1 Organes de supportage.....	— 14
3.2 Organes de conversion	— 14
3.2.1 Conversion électrique	— 15
3.2.2 Pompage de l'eau	— 16
3.2.3 Conversion thermique.....	— 16
3.2.4 Conversion directe.....	— 16
4. Organes de stockage	— 17
5. Données économiques. Intérêt	— 17
6. Développement des machines éoliennes	— 18
7. Navigation éolienne	— 19
8. Énergie de la houle	— 19
Pour en savoir plus	— 19

Doc. B 8 585

L'énergie éolienne est probablement la plus ancienne énergie utilisée par l'homme en dehors de son énergie musculaire. Ce fut, sans doute, d'abord une énergie captée par la voile pour la navigation, voilà quelques millénaires. Par la suite, sans date précise, quelque inventeur de génie, sédentaire, pense faire tourner indéfiniment la voile autour d'un axe fixe : le moulin était né. Les plus anciens connus, chinois ou perses, sont en effet constitués par des mâts verticaux entraînés par des voiles. C'est seulement plus tard que l'axe devient sensiblement horizontal, avec des ailes, pour prendre la disposition bien connue des moulins à vent.

L'énergie éolienne joue un rôle économique important jusqu'au début du XIX^e siècle. Ensuite, ce rôle diminue par suite de l'accroissement rapide de l'utilisation des énergies fossiles.

Les éoliennes subsistent pourtant surtout dans des pays de vastes steppes (ex-URSS, Argentine, etc.) ou le long de façades maritimes (Baléares, Crète, Portugal, etc.) ; toutes sont de modèles fabriqués depuis longtemps.

Toutefois au XX^e siècle, s'appuyant sur les progrès de l'aérodynamique, certaines tentatives de réalisation de nouvelles machines sont faites. Aux États-Unis, en ex-URSS, en Angleterre et en France par Électricité de France autour de 1960, des éoliennes puissantes, jusqu'à 1 000 kW environ, sont essayées. Malgré des résultats encourageants, c'est de nouveau l'abandon, le pétrole bon marché se substituant à toutes les autres formes d'énergie. L'augmentation brutale du prix du pétrole relance l'énergie éolienne. La crainte de n'utiliser qu'une seule énergie, dont l'approvisionnement peut être aléatoire, les idées écologiques orientent certains pays vers cette forme inépuisable et nationale !

Des progrès importants dans l'aérodynamique, l'arrivée de nouveaux matériaux vont permettre d'exploiter ce gisement mondial estimé à 4 TWh à partir de nouvelles machines fiables et diminuer le prix de l'énergie produite, qui ne devient plus marginale dans certains pays comme le Danemark ou certaines contrées comme la Californie.

Notations et symboles

Symbol	Unité	Définition
C	$N \cdot m$	couple sur le capteur
C_f	sans dimension	coefficient de poussée
C_m	sans dimension	coefficient de couple
C_p	sans dimension	coefficient de puissance
C_x	sans dimension	coefficient de traînée
C_z	sans dimension	coefficient de portance
D	m	diamètre du capteur
F_x	N	force de traînée
F_z	N	force de portance
L	m	longueur de pale
P	N	poussée axiale sur le capteur
R	m	rayon du capteur ou rayon minimal de l'aubage
S	m^2	surface
W	W	puissance
i	rad	angle d'incidence ou d'attaque du profil
ℓ	m	longueur de la corde d'une pale
m	kgs	débit-masse du vent à travers l'éolienne
n	tr/s	vitesse de rotation du capteur
u	m/s	vitesse tangentielle de déplacement de l'aubage
v	m/s	vitesse instantanée du vent
v_m	m/s	vitesse moyenne du vent
v_n	m/s	vitesse nominale du vent
v_R	m/s	vitesse relative du vent
η	sans dimension	rendement
λ	sans dimension	paramètre de vitesse
Λ	sans dimension	portance
ρ	kg/m^3	masse volumique de l'air
ω	rad/s	vitesse angulaire de rotation du capteur

1. Le vent

1.1 Causes

Le vent est un *sous-produit* de l'énergie primaire provenant du soleil. La terre et son atmosphère constituent une vaste machine thermique dont la source chaude, constamment variable, est l'hémisphère irradié par le soleil, et la source froide, également variable, l'hémisphère obscur. Le fluide de travail, l'air, passe chaque jour de l'un à l'autre. Ce cycle produit une énergie mécanique qui est l'énergie cinétique de l'air ou *vent*. Par suite du faible écart de température, de l'ordre d'une dizaine de degrés, le rendement est peu élevé. Néanmoins, étant donné la quantité de chaleur, l'énergie éolienne, pour l'ensemble du globe, est considérable. Elle se situe entre $2,5 \times 10^{15}$ et 5×10^{15} kWh/an. Toutefois, une petite partie seulement est vraiment récupérable.

1.2 Caractéristiques

La puissance du vent est sensiblement constante à chaque instant pour l'ensemble du globe, en un lieu donné et sur une période solaire, mais elle varie considérablement en tout lieu et suivant les jours. La vitesse du vent est très variable. Le tableau 1 donne, en fonction de sa vitesse, les différents effets que l'on peut constater.

1.2.1 Irrégularité spatiale

Le vent est, en moyenne, faible dans la zone polaire nord et dans la zone intertropicale ; il est maximal vers $\pm 55^\circ$ de latitude. Il est fort en mer. En Eurasie, il décroît d'ouest en est. À ces évolutions à grande échelle, se superposent de nombreuses irrégularités à échelle beaucoup plus petite, parfois de quelques dizaines de kilomètres carrés.

La vitesse du vent est une fonction croissante avec la hauteur au-dessus du sol et avec l'altitude (par rapport au niveau de la mer).

La loi de répartition de la vitesse suivant une verticale dépend, d'une part, du relief local et, d'autre part, de la *rugosité* de la région. Au sommet d'une colline arrondie, on a un accroissement local de

Tableau 1 – Effets du vent en fonction de sa vitesse

Échelle en degrés Beaufort	Nature du vent	Effets physiques	Vitesse du vent (moyenne) (m/s)
1	vent insensible et très faible	la fumée monte verticalement (les feuilles semblent immobiles)	1
2	brise infime	imperceptible frémissement des feuilles la fumée est légèrement déviée	2
	brise légère (les moulins démarrent)	les feuilles s'agitent doucement la fumée est nettement déviée	3
3	vent modéré (frais)	les petits rameaux remuent un peu	4
4	vent léger	les branchettes plient légèrement	6
	brise moyenne (bon frais)	les branchettes plient nettement	7
5	forte brise	les branches oscillent et se balancent	8
	grand frais	les branches plient	9
	très forte brise	les peupliers plient	10
6	vent fort	les feuilles sont arrachées	12
7	vent très fort	les petites branches cassent	15
8	vent impétueux	les branches moyennes se brisent	20
9	fort coup de vent	début de dégâts sur les toitures	22
10	tempête violente	les fortes branches cassent	24
11	tempête violente	ravages étendus	30
12	ouragan	les toitures sont très endommagées	36
	grand ouragan	gros arbres et toitures sont arrachés effets catastrophiques	46

vitesse dont l'effet peut inverser le gradient de vitesse habituel et faire que la vitesse au sol soit plus grande qu'à une certaine hauteur.

La figure 1 traduit la répartition de la vitesse du vent en fonction du relief rencontré et de l'altitude.

En terrain plat, on peut représenter la variation de vitesse v en fonction de la hauteur h au-dessus du sol par la loi :

$$\frac{v}{v_0} = \left(\frac{h}{h_0} \right)^\alpha \quad (1)$$

avec v_0 vitesse à la hauteur h_0 de référence au-dessus du sol,
 α coefficient caractéristique du lieu.

Le coefficient α a sensiblement les valeurs suivantes :

- en mer : $\alpha = 0,13$;
- sur un rivage : $\alpha = 0,16$;
- en plaine : $\alpha = 0,2$;
- en plaine boisée : $\alpha = 0,24$;
- en ville : $\alpha = 0,3$.

1.2.2 Irrégularité temporelle

Le vent varie considérablement dans le temps. À partir de relevés anémométriques, on trace la **courbe vitesse-durée** intéressant une période donnée (en général un an) : pour chaque valeur de la vitesse du vent, on détermine le nombre d'heures pendant lesquelles cette vitesse du vent est supérieure ou égale à la vitesse considérée (figure 2a). On peut caractériser ces courbes par la valeur moyenne annuelle pour la période considérée. Il est possible aussi d'en déduire la **courbe de fréquence** (c'est-à-dire la variation inverse de la pente des courbes vitesse-durée) qui indique le nombre d'heures, pour la période considérée, pendant lesquelles la vitesse du vent reste comprise entre des valeurs données (figure 2b). Cette courbe de fréquence donne une idée de la régularité du vent en un lieu donné.

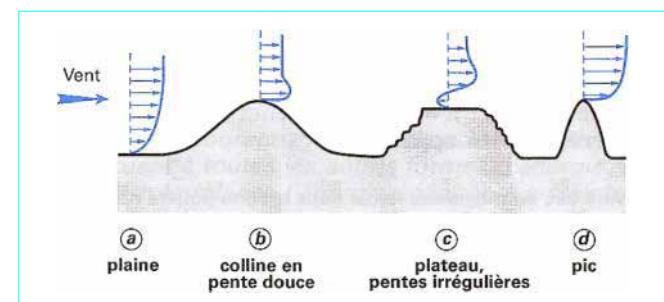


Figure 1 – Répartition de vitesse du vent en fonction du relief rencontré et de l'altitude

Les irrégularités sont maximales à l'échelle du mois. En moyenne, le vent est le plus fort en janvier, le plus faible en juillet. La répartition saisonnière est approximativement sinusoïdale. Les variations de courte durée ont des causes locales.

1.2.3 Énergie du vent récupérable

L'énergie du vent est l'énergie cinétique de l'air qui traverse une certaine surface S . La puissance W est donc :

$$\dot{W} = \frac{1}{2} \rho v^2 S v = \frac{1}{2} \rho S v^3 \quad (2)$$

avec ρ masse volumique de l'air ($\rho \approx 1,25 \text{ kg/m}^3$ dans les conditions normales de température et de pression au niveau de la mer).

La puissance W varie donc comme le cube de la vitesse v du vent.

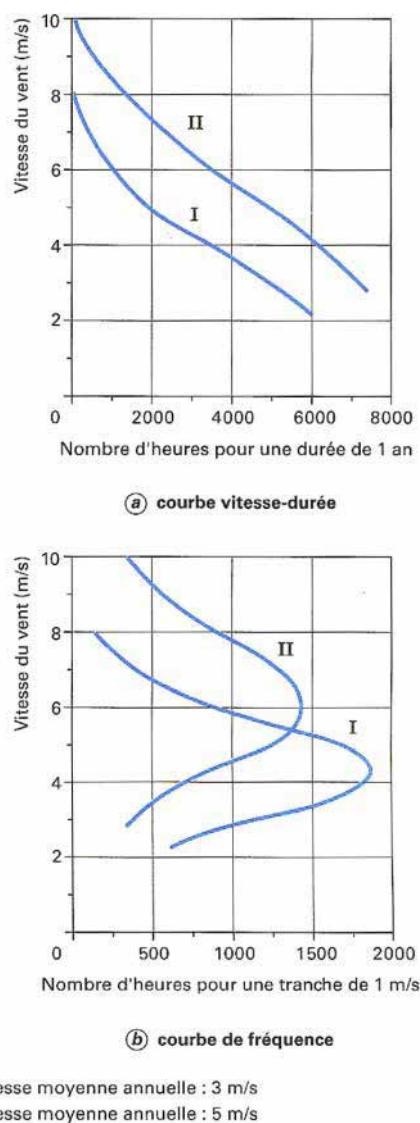


Figure 2 – Exemple d'irrégularités temporelles du vent

La masse volumique étant faible, la puissance éolienne est une puissance diluée puisque la vitesse v ne vaut, le plus souvent, que quelques mètres par seconde.

On parle plutôt d'énergie annuelle. Dans des régions à vent très faible, l'énergie théorique ne peut être que de 200 kWh/m^2 et par an. Dans certaines régions privilégiées, en Bretagne, Normandie et Roussillon, elle atteint $4\,000 \text{ kWh/m}^2$ et par an à 40 m au-dessus du sol. En moyenne en France, elle est de 800 kWh/m^2 et par an. Une carte des vents pour la France a été établie par EDF-IGN qui précise l'énergie pour différentes régions [1].

1.3 Choix du site

Par suite de l'irrégularité des vents, la rentabilité d'une machine éolienne dépendra beaucoup du site sur lequel elle est installée et sera liée aussi à son utilisation.

Les sites les plus intéressants sont situés au **bord de la mer** ou aux **sommets de collines et de montagnes** bien dégagés. Toutefois dans ces premiers lieux se posent des problèmes de corrosion et dans les seconds des risques de givrage.

La prospection des sites possibles constitue donc le premier travail à effectuer pour juger de la possibilité d'utiliser le vent. Des relevés météorologiques complets sur les sites présumés doivent être effectués au moins pendant une année. Non seulement il faut connaître la vitesse moyenne mais aussi la quantité d'énergie annuelle. Pour cela, des anémomètres spéciaux totalisateurs de l'énergie par mètre carré ont été mis au point (anémomètre de C. Ailleret ou celui de la société Aérowatt) [14].

Les vents les plus intéressants, qui donnent le maximum d'énergie annuelle, sont les **vents réguliers, comme les alizés**, ayant une vitesse moyenne de 6 à 8 m/s, voire jusqu'à 10 m/s.

Outre ceux ayant une quantité d'énergie annuelle insuffisante, il faut éliminer les sites soumis à des variations très brutales de la vitesse du vent (type mistral par exemple). Le relief local joue un rôle important. Aussi, y a-t-il lieu d'en tenir compte dans l'interprétation des mesures effectuées souvent à la hauteur standard de 10 m au-dessus du sol (hauteur adoptée par la Météorologie nationale).

2. Organes capteurs

L'organe capteur prélève l'énergie cinétique du vent pour la transformer en énergie utilisable, mécanique ou électrique. C'est l'organe le plus important et il en existe de nombreux types.

2.1 Différents types de capteurs

Le tableau 2 en donne une classification méthodique et précise les principales caractéristiques des capteurs. À partir d'ailleurs de ces modèles élémentaires, de nombreux autres capteurs peuvent être imaginés par conjugaison de plusieurs de ces modèles élémentaires. Toutefois, **seuls ceux dont le nom est indiqué en gras dans le tableau 2 présentent un réel intérêt et font l'objet d'applications**.

Le coefficient d'utilisation d'aubage S_c/S_y est le rapport de l'aire développée par l'ensemble de l'aubage à l'aire de la veine d'air interceptée, donc motrice. Plus ce coefficient est petit, plus le capteur est intéressant sur le plan économique. Le paramètre de vitesse $\lambda = u/v$ est le rapport de la vitesse maximale de déplacement de l'aubage u à la vitesse du vent v , avec $u = \omega R$.

De fortes valeurs du paramètre λ (jusqu'à 20) permettent un meilleur rendement et de meilleures possibilités d'utilisation.

Les capteurs qui n'ont pas besoin d'être orientés, et sont à axe vertical, sont aussi appelés **panémones** (à tout vent).

Les **capteurs dynamiques ou rotors** sont de très loin les plus développés ; les **capteurs statiques** ne sont que des élaborations théoriques.

Les capteurs dynamiques modifient l'écoulement de l'air qui les traverse et se trouvent soumis à sa réaction. Cette réaction peut être réduite à une force résultante et à un couple. Cette force peut être décomposée en :

- une poussée perpendiculaire au vent relatif ou **portance** ;
- une réaction parallèle au vent relatif ou **traînée**.

On définit aussi la circulation Γ d'un profil C par :

$$\Gamma = \int_C v dS \quad (3)$$

Cette circulation peut soit varier périodiquement, l'écoulement est alors **instationnaire**, soit être constante, l'écoulement est alors **stationnaire**.

La force de portance F_z d'une surface S est donnée par la relation :

$$F_z = \frac{1}{2} \rho v^2 S C_z \quad (4)$$

De même, la force de traînée F_x est égale à :

$$F_x = \frac{1}{2} \rho v^2 S C_x \quad (5)$$

La portance ne dégrade pas l'énergie, tandis que la traînée résulte en partie de cette dégradation. Les machines à traînées (tableau 2) sont irrationnelles ; seul le rotor de Savonius présente un certain intérêt du fait d'ailleurs qu'il n'utilise pas seulement la différence de traînée.

Les capteurs à circulation instationnaire, dont la théorie est complexe, ont reçu il y a une dizaine d'années un développement important qui en faisant des concurrents directs des capteurs à circulation stationnaire, seuls utilisés pratiquement depuis longtemps.

Tableau 2 – Types de capteurs classification et caractéristiques

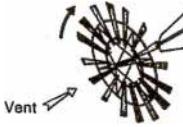
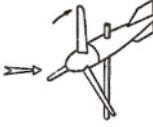
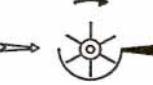
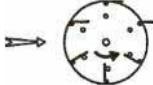
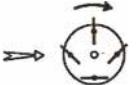
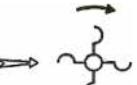
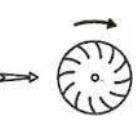
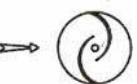
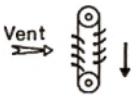
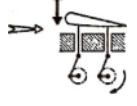
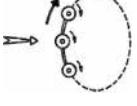
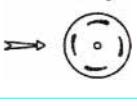
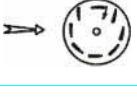
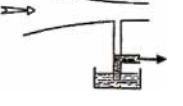
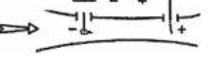
Types de capteurs		Schéma	Sens de l'axe	Oriente- tion	S_c/S_v	λ	Caractéristiques principales	
CAPTEURS DYNAMIQUES	Axe horizontal à circulation stationnaire	type américain		horizontal	oui	0,9 à 1,5	0,9 à 1,5	— capteur rustique mais pas très simple, — couple au démarrage élevé, surtout pour le pompage de l'eau.
		moulin à hélice		horizontal	oui	0,1 à 0,3	5 à 12	— capteur simple, réglage facile, — bon rendement, vitesse élevée mais couple au démarrage faible.
	à simple traînée	à écran		vertical	oui	3 à 5	0,2 à 0,6	— double dispositif (écran) lourd, — prise au vent élevée.
		à clapet battant		vertical	non	2 à 5	0,2 à 0,6	— capteur bruyant, — usure importante, — bonne utilisation du vent.
		orientation cyclique des aubes		vertical	oui	2 à 4	0,2 à 0,6	— capteur compliqué, — usure importante.
	Axe vertical à traînée différentielle	moulinet		vertical	non	5	0,3 à 0,8	— capteur simple, — capteur utilisé uniquement pour la mesure de vitesse.
		flux transversal		vertical	non	6 à 10	0,3 à 0,4	— capteur fiable, — prise au vent élevée.
		rotor de Savonius		vertical	non	1,2 à 1,6	0,9 à 1,7	— capteur simple, — démarrage à faible vitesse et couple élevé.

Tableau 2 – Types de capteurs classification et caractéristiques (suite)

Types de capteurs		Schéma	Sens de l'axe	Ori-entation	S_c/S_v	λ	Caractéristiques principales	
CAPTEURS DYNAMIQUES	Axe vertical ou horizontal à circulation instationnaire	tapis roulant		vertical ou horizontal	oui	2 à 4	1 à 2	— capteur compliqué, — capteur peu fiable et coûteux.
		profil oscillant		vertical ou horizontal	oui	2	0,5 à 1	— capteur compliqué, — capteur coûteux.
		train de rotors Magnus		vertical	oui	1,5 à 4	1	— capteur compliqué, — sous forme élémentaire et appliquée à la navigation.
		variation cyclique et aubes fixes (Darrieus)		vertical	non	0,1 à 0,3	3 à 8	— capteur très simple, fiable et peu coûteux, — couple au démarrage très faible.
		variation cyclique et aubes mobiles		vertical	oui	0,2 à 0,6	3 à 8	— capteur compliqué, — usure importante, — capteur assez coûteux, avec un bon rendement.
CAPTEURS STATIQUES	à variation de pression			oui	5 à 8		— capteur simple et fiable, — hauteur d'aspiration faible.	
	à convertisseur électrostatique			oui	5 à 8		— capteur simple en théorie, — pas de développement actuel.	

Seuls seront décrits ci-après les deux capteurs à axe horizontal actuellement les plus répandus et les capteurs à axe vertical, mais dont le développement s'est réduit. Les capteurs statiques ne font l'objet d'aucune recherche en cours, donc ne seront pas étudiés en détail ici.

2.2 Capteurs à axe horizontal

2.2.1 Théorie sommaire. Performances

L'énergie cinétique du vent ne peut être entièrement récupérée car il faut, en particulier, évacuer l'air qui a travaillé dans le capteur. En outre, par suite de l'action de retenue de la veine d'air par la roue, la vitesse axiale amont v_1 diminue en aval jusqu'à la vitesse v_2 (figure 3).

D'après la **théorie de Betz** [2], la puissance récupérable sur l'éolienne est due à la variation de l'énergie cinétique du vent :

$$\dot{W} = \Delta \dot{E}_c = \frac{1}{2} \dot{m} (v_2^2 - v_1^2) \quad (6)$$

avec \dot{m} le débit-masse du vent à travers l'éolienne $\dot{m} = \rho S_v$.

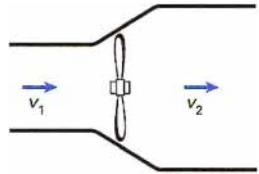


Figure 3 – Capteur à axe horizontal : définition des vitesses

L'effort qui s'exerce sur l'éolienne est donné par le théorème de la variation de la quantité de mouvement :

$$\vec{F} = \rho S v (\vec{v}_1 - \vec{v}_2) \quad (7)$$

Cet effort crée une puissance :

$$\dot{W} = \vec{F} \cdot \vec{v} = \rho S v^2 (v_1 - v_2) \quad (8)$$

qui est évidemment la même que celle donnée par (6). Ainsi, la combinaison de (6) et (8) donne :

$$v = \frac{v_1 + v_2}{2} \quad (9)$$

Si on pose $k = \frac{v_2}{v_1}$ on peut écrire :

$$\dot{W} = \frac{1}{4} \rho S v_1^3 (1+k)^2 (1-k) \quad (10)$$

Cette puissance admet une valeur maximale pour la valeur de k qui annule sa dérivée :

$$\frac{d\dot{W}}{dk} = 0 \Rightarrow 2(1+k)(1-k) - (1+k)^2 = 0$$

$$\text{soit } k = \frac{1}{3} \quad (11)$$

$$\text{Alors : } \dot{W}_{\max} = \frac{16}{27} \times \frac{1}{2} \rho S v_1^3 \approx 0,6 \frac{1}{2} \rho S v_1^3 \quad (12)$$

On a démontré que l'énergie récupérable dépend du rapport v_2/v_1 et passe par un maximum lorsqu'il est égal à 1/3. Dans ces conditions, l'énergie récupérable est égale aux 16/27 de l'énergie cinétique totale. Il n'est donc possible de récupérer, au mieux, que moins de 60 % de cette énergie, ce qui définit le **rendement de Betz** par rapport auquel on établit le **rendement d'un capteur**.

Les caractéristiques d'un capteur sont :

— sa puissance :

$$\dot{W} = C_p \frac{S \rho v^3}{2} \quad (13)$$

— sa poussée axiale :

$$P = C_f \frac{S \rho v^2}{2} \quad (14)$$

— son couple sur l'axe :

$$C = C_m \frac{R S \rho v^2}{2} \quad (15)$$

avec S surface efficace de la roue $= \pi R^2$.

Les coefficients de puissance C_p , de poussée C_f et de couple C_m varient avec la forme du capteur et le paramètre de vitesse $\lambda = u/v$ (figure 4).

2.2.2 Profil. Efforts développés

Les pales sont constituées par de simples lames galbées dans le cas des capteurs à marche lente et par des hélices à profil d'ailes dans le cas de capteurs à marche rapide.

La finesse du profil C_z/C_x joue un rôle important. Elle doit être assez grande pour que la traînée n'absorbe pas une partie trop élevée du couple moteur. La théorie des hélices propulsives, ou celle des pales d'hélicoptères, est valable en tenant compte du changement de certains signes ; en effet, dans les éoliennes (figure 5), on a la relation suivante :

$$\varphi = i + \beta$$

La détermination des pales ne dépend pas uniquement de données aérodynamiques du profil mais aussi de celles de la résistance des matériaux (problème de fatigue).

Le profil étant choisi, donc la polaire connue, pour une section de pale située à la distance r de l'axe, on a :

$$C_z \ell n = \frac{r}{\lambda} \Lambda$$

avec Λ portance dont les différentes valeurs, en fonction du rapport λ , sont données dans la figure 6a.

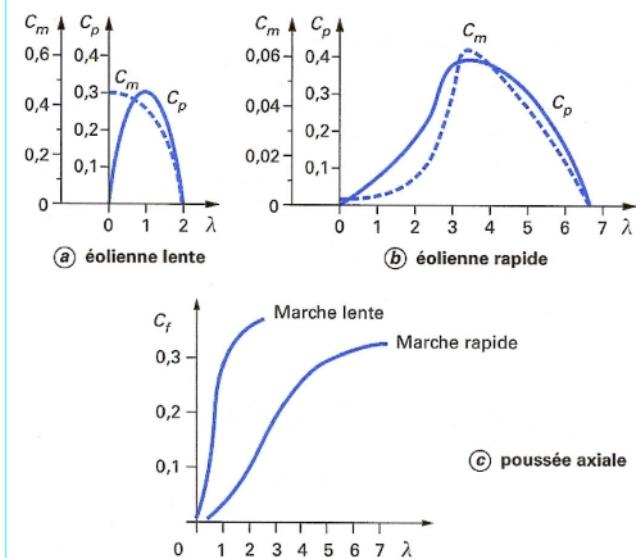


Figure 4 – Coefficients de puissance C_p , de couple C_m et de poussée axiale C_f en fonction du paramètre de vitesse λ pour des éoliennes à axe horizontal

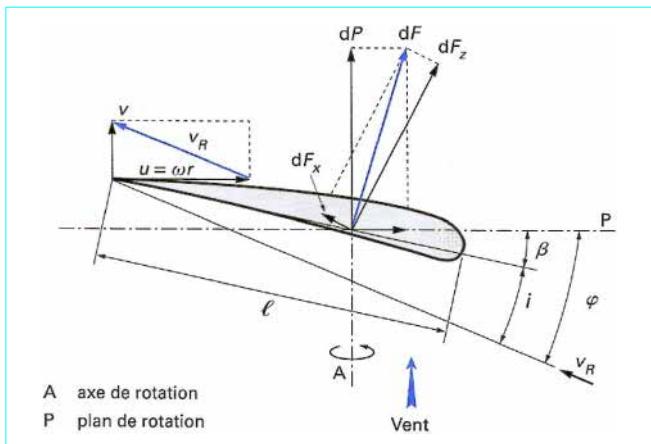


Figure 5 – Caractéristiques d'un profil de pale d'éolienne

Les courbes de la figure 6b permettent de déterminer l'évolution des profils le long d'une pale quelconque. Tous les points d'une même pale sont situés sur un même segment de droite passant par l'origine et par le point défini par le rayon de la pale et le rapport λ considéré (droite en tiretés). Si l'on prend le même profil, dans les mêmes conditions d'incidence i et de finesse, on obtient la longueur de la corde ℓ (figure 5) de la section considérée. La portance Λ d'un élément de pale de longueur L est alors :

$$\Lambda = C_z \rho \frac{v_R^2}{2} \ell L$$

On peut aussi déterminer, le long de la pale, la répartition de la portance, donc la répartition du moment fléchissant. Connaissant les différentes sections, on en déduit les moments d'inertie et les fatigues.

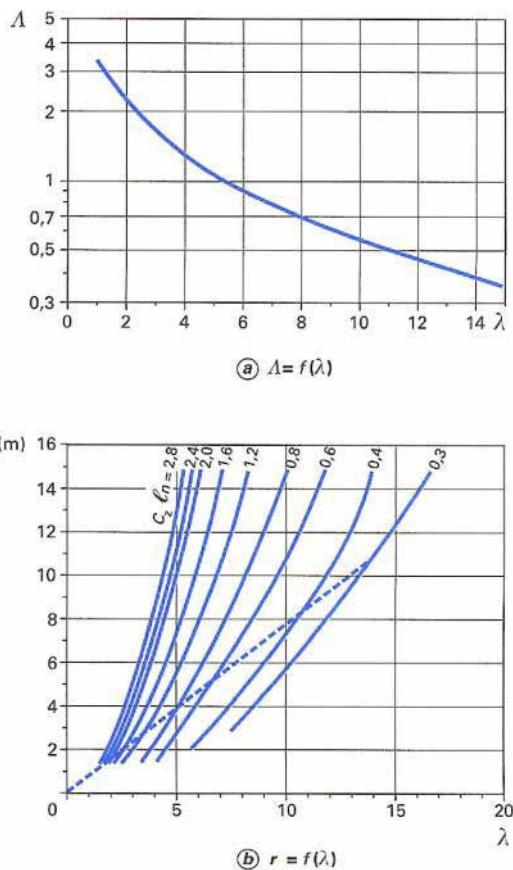


Figure 6 – Évolution des profils le long d'une pale quelconque

Sur un élément dS de la pale, situé à la distance r de l'axe de rotation, s'exerce un effort de portance d'après la relation (4) :

$$dF_z = \frac{1}{2} C_{iz} \rho v_R^2 dS$$

et un effort de traînée d'après la relation (5) :

$$dF_x = \frac{1}{2} C_{ix} \rho v_R^2 dS$$

avec C_{iz} , C_{ix} coefficients de traînée et de portance de l'élément dS de pale,

d'où le couple élémentaire par projection sur le plan de rotation :

$$\begin{aligned} dC &= r(dF_z \sin \varphi - dF_x \cos \varphi) \\ &= \frac{1}{2} r v_R^2 \rho dS (C_{iz} \sin \varphi - C_{ix} \cos \varphi) \end{aligned}$$

et le couple total est obtenu par intégration.

De même, la poussée élémentaire dP par projection sur l'axe de rotation (figure 5) est égale à :

$$dP = \frac{1}{2} \rho dS v_R^2 (C_{iz} \cos \varphi + C_{ix} \sin \varphi)$$

ce qui permet de calculer l'effort s'exerçant en tête de la structure de supportage.

2.2.3 Construction

La construction des capteurs à axe horizontal diffère suivant qu'ils sont à marche lente ou rapide (tableau 3).

Tableau 3 – Types de construction de capteurs à axe horizontal

Pales en porte-à-faux (marche rapide)	Pales simples		Pales composites
	Jante périphérique	Jante intermédiaire	Multipale à jante
Roue à pales à jante			
	(marche rapide)		(marche lente)
Roue à pales haubanées ou triangulées (marche lente)			

2.2.3.1 Roues à marche lente

Elles sont généralement constituées par un ou plusieurs anneaux concentriques (roue multipale à jante) sur lesquels sont disposées des ailettes (figure 7), le plus souvent de simples plaques de métal galbées. Le nombre de ces ailettes varie en général entre 20 et 40. Elles sont en acier galvanisé, ou plastifié, parfois en alliages d'aluminium. L'intérieur de la roue jusqu'au tiers du rayon reste vide. Par suite de leur inertie importante, leur comportement lors de rafales de vent fait que leur diamètre reste limité, au maximum à 8 m. Leurs coefficients de performance sont donnés à la figure 4a. On note un couple élevé au démarrage qui décroît par la suite. Les vitesses de rotation sont faibles (de l'ordre de 100 tr/min pour un diamètre de roue de 3 m).

Dans des installations très rustiques, de moins en moins utilisées, les aubes sont constituées par des voiles (réglage facile et bon comportement aux grands vents mais vitesse faible).

Exemple : prenons le cas courant d'une éolienne utilisée dans nos champs pour l'alimentation du bétail. C'est une éolienne à marche lente à 12 pales pour un diamètre de 3,6 m. Pour une hauteur de refoulement d'eau de 10 m et un vent de 5 m/s, le débit d'eau fourni est d'environ 12,6 m³/h.

2.2.3.2 Roues à marche rapide

Ce sont actuellement, à part les petites éoliennes très utilisées pour le pompage de l'eau, les plus répandues. Elles sont quasi exclusivement présentes pour la production électrique dès que les puissances dépassent quelques kilowatts.

Elles sont constituées par un moyeu recevant 1 à 4 pales (figure 8), éventuellement liées entre elles. Les pales sont fixes ou orientables (réglage de la puissance). La roue bipale est la plus économique mais elle est génératrice de vibrations qui peuvent être importantes. La roue tripale présente moins de risques de vibrations (car son ellipsoïde d'inertie est plat), d'où fatigue et bruit faibles.

Leurs coefficients de performance sont donnés sur la figure 4b. Ces machines ont un faible couple au démarrage mais qui augmente par la suite. Leur vitesse en bout de pale est très supérieure à celle du vent (jusqu'à 10 fois plus) et un bruit peut apparaître surtout si cette vitesse dépasse 1/3 de la vitesse du son. Elles ne démarrent que pour des vitesses du vent le plus souvent supérieures à 3 m/s. La longueur des pales peut être très grande, supérieure à 30 m. Elles sont soumises à des fatigues importantes dont les causes essentielles sont :

- la force centrifuge (traction sur le moyeu) ;
- le poids des pales (sens alterné suivant la position) ;
- la poussée (moment de flexion égal à environ dix fois le couple moteur) ;
- les moments alternés et les efforts gyroscopiques dus aux changements de direction du vent ;
- le déséquilibre dynamique de l'hélice dû à la régulation par variation du pas (si elle existe) ;
- les rafales dues aux vents forts qui entraînent une instabilité en direction et en puissance ;
- le couplage entre le mode vibratoire du pylône et de l'hélice.

Suivant le site, ces fatigues peuvent être aussi provoquées par :

- le déséquilibre de l'hélice par création de givre sur le bord d'attaque ;
- l'érosion du bord d'attaque par le sable et l'eau.

Les principaux modes de vibration de pales sont calculés par optimisation en modifiant la répartition des masses dans chaque pale. Il est possible d'adapter une pale à un aérogénérateur en situation de construction, les fréquences propres dans un domaine où il n'y a pas de résonance avec la structure de la machine ou avec des excitations aérodynamiques. La technologie des pales creuses, qui accepte ces ajustements, permet de réduire considérablement les contraintes et les fatigues et, de ce fait, de garantir une meilleure longévité de la machine, tout en espaçant les délais de visite de maintenance.

Pour les grandes machines, des codes de calcul ont été développés, surtout par l'ONERA, sur la dynamique des sillage et des profils qui sont inclus dans le programme de réponse dynamique d'une hélice à pale déformable de façon à disposer de la partie essentielle d'un code de calcul d'éolienne équipée de ce type de pales.

Les matériaux utilisés pour la réalisation des pales sont variés et ont bénéficié de nombreux progrès, particulièrement ceux dus aux pales d'hélicoptère.

• **Le bois** : le bois recherché est droit de fil, sans nœud et sec. Les plus utilisés sont les résineux (l'épicéa, le spruce, le sapin du Haut-Jura, le pin d'Arkhangelsk, le pin de l'Orégon) et les feuillus (l'okoumé, l'acajou, le hêtre, le frêne) ; généralement, les pales sont ensuite vernies. Le bois est réservé pour des pales assez petites, 2 à 3 m au maximum.

• **Le lamellé-collé** : c'est un matériau composite constitué d'un empilement de lamelles de bois collées ensemble soit d'essences différentes, soit de même nature. Il est possible de réaliser des pales jusqu'à 5 à 6 m de longueur ayant une bonne tenue en fatigue.

• **Les alliages d'aluminium** : trois types de construction sont utilisés :

- la *tôle sur longerons, pliée et rivetée* : c'est une technique couramment utilisée en aéronautique et permettant la fabrication de pales à profil évolutif (calage et corde variables) ;

- les *profils de filières* : constituent une solution économique mais limitent les possibilités de fabrication à une pale à corde, profil et calage constants ;

- l'*étiré à froid*, très coûteux, est réservé à des applications particulières et limite les possibilités de réalisation.

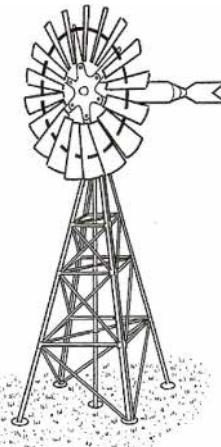


Figure 7 – Éolienne à marche lente

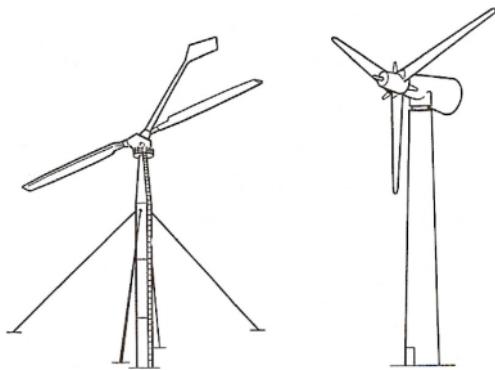


Figure 8 – Éoliennes bipale et tripale à marche rapide

Ces alliages se rencontrent pour des pales allant principalement jusqu'à 20 m de longueur.

■ **Les matériaux composites** : leur intérêt est de permettre la réalisation de toutes les formes et dimensions, ainsi que d'obtenir les caractéristiques mécaniques exactes recherchées : pale vrillée, corde évolutive, changement de profil. On peut faire varier la quantité de matière le long de la pale, c'est-à-dire passer d'un profil ne possédant qu'une peau très mince en extrémité, à un profil plein en pied de pale. On peut faire passer les efforts par une section représentant le moment d'inertie nécessaire mais également pouvant représenter un centrage correct : on peut considérer, en première approximation, que le centre de poussée aérodynamique, en régime subsonique, est situé au quart avant, alors que son centre de gravité est situé au tiers avant, donnant ainsi naissance à un couple de rappel à plat de la pale.

Les produits de base utilisés sont les tissus de verre, le Kevlar, le carbone. On trouve actuellement des tissus composés de plusieurs matériaux tels que : verre-carbone, verre-Kevlar, carbone-Kevlar, carbone seul, dans différents gommages et différents tissages. Les résines sont variées, les résines époxydes étant les plus courantes.

Afin de pouvoir obtenir des pièces de même masse volumique, on travaille avec des tissus préimprégnés de résine qui, par la suite, sont passés au four à des températures se situant entre 90 et 140 °C. La structure la plus couramment employée est le pain de mousse enrobé. Ces types de matériau sont de plus en plus utilisés par suite de leurs qualités (faible masse, résistance à la corrosion, bonne tenue en fatigue, pas d'interférence radio, etc.), aussi bien pour de petites

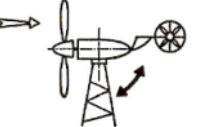
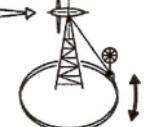
pales que pour les plus grandes qui peuvent dépasser 30 m. Avec le carbone, les gains de masse sont considérables. Une pale de 32 m, réalisée avec ce matériau, pèse 3 000 kg, alors qu'en verre polyester, elle pèse 6 000 kg.

Exemple : les éoliennes installées à Dunkerque sont équipées chacune d'une roue tripale en polyester et fibre de verre de 25 m de diamètre avec calage variable des pales montées sur un mât tubulaire de 22 m. Avec un vent de 15 m/s, la puissance est de 300 kW, la vitesse du rotor de 52 tr/min. Le multiplicateur comporte 3 étages hélicoïdaux de rapport 1/29. La production moyenne annuelle est de 460 000 kWh par machine.

2.2.4 Orientation

Les capteurs à axe horizontal doivent toujours être orientés pour faire face au vent. Les dispositifs le permettant sont donnés dans le tableau 4.

Tableau 4 – Différents types d'orientation des capteurs

	Roue amont + empennage	Roue aval
Système libre dans le vent	Vent \Rightarrow 	\Rightarrow 
Système à servomoteur	Rose des vents en tête 	Rose des vents en pied 

Les systèmes les plus simples sont ceux qui laissent le **capteur libre dans le vent**. Le capteur, placé à l'amont du supportage, nécessite une gouverne mais soustrait les pales au sillage de ce supportage. Par contre, s'il est placé à l'aval, le gouverne n'existe plus et les efforts de manœuvre sont plus faibles. Cette dernière disposition est donc plus simple et donne une stabilité supérieure. Toutefois, dans tous les cas, il est utile de monter un amortisseur.

La disposition roue aval est de loin maintenant la plus utilisée, même exclusivement dès que la puissance dépasse quelques kilowatts.

Les grandes machines font appel à la technologie électrohydraulique et le contrôle de l'orientation se fait par embrayage et valves hydrauliques.

2.2.5 Régulation

Par suite des fluctuations très grandes de la vitesse du vent, il est absolument nécessaire de prévoir un dispositif de régulation. En général, une éolienne doit pouvoir résister à un vent d'au moins 40 à 50 m/s. Les solutions pour limiter les efforts, l'emballage et la puissance de la machine sont nombreuses (tableau 5).

Sur les **éoliennes à marche lente**, l'effacement d'ensemble avec gouvernail articulé est la solution la plus utilisée.

Les **éoliennes à marche rapide** ont souvent des pales orientables. C'est donc par variation de l'angle de calage que l'on agit. La pale est généralement rappelée par un ressort (solution simple et facilement réglable), on place alors l'axe d'articulation de manière que la résultante des forces aérodynamiques crée un couple qui, à partir d'une certaine valeur, provoque la rotation de la pale. Ce dispositif répond bien au coup de vent.

Avec des **pales fixes**, c'est le décrochage aérodynamique qui est le plus intéressant, bien qu'il nécessite un profil assez fin qui n'est donc pas extrêmement résistant. On n'en utilise la propriété que lorsque l'angle relatif atteint une certaine valeur, le coefficient de portance décroît brusquement, ce qui limite la puissance de la machine.

Enfin, les **freins**, agissant le plus souvent à partir d'un seuil, sont intéressants car ils permettent, entre autres, d'arrêter tout mouvement lorsqu'une intervention est nécessaire (entretien, etc.).

Pour les **grandes machines**, la régulation est faite par un microprocesseur interne qui agit par l'intermédiaire de vérins hydrauliques sur le calage des pales. Les freins sont souvent aussi du type à disques commandés hydrauliquement.

2.3 Bruit

Les éoliennes engendrent du bruit, qui peut être important. Actuellement toutefois l'optimisation des profils de pale permet de le réduire à des valeurs très acceptables. La figure 9 montre les niveaux de bruit en fonction de la distance à l'éolienne pour une machine bien construite. Souvent d'ailleurs le bruit de l'éolienne est même pratiquement couvert par celui du vent lui-même.

En outre, l'implantation des éoliennes le plus souvent en site isolé, ne cause que de faibles perturbations. De même le bruit de celles fréquemment implantées en bord de mer est couvert par celui des vagues.

2.4 Capteurs à axe vertical

Si les capteurs à axe vertical ont été probablement les premiers utilisés, par la suite ils ont été abandonnés au profit des précédents. C'est assez récemment qu'ils ont été redécouverts et ont fait l'objet de nouveaux développements qui en font des concurrents directs des capteurs à axe horizontal en présentant sur eux un certain nombre d'avantages. Les calculs de leurs caractéristiques se font à partir des mêmes relations (13), (14) et (15) que celles des capteurs à axe horizontal.

2.4.1 Rotor de Savonius

Ce rotor a été inventé par le Finlandais Sigurd Savonius en 1925 et a fait l'objet d'un brevet français [3]. Il comporte essentiellement deux demi-cylindres dont les axes sont décalés l'un par rapport à l'autre (figure 10 et tableau 2).

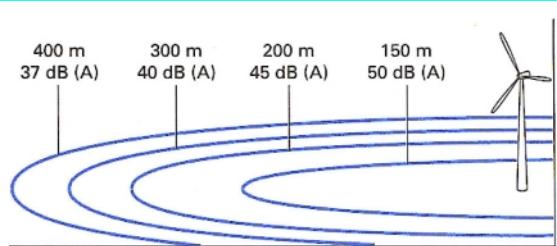
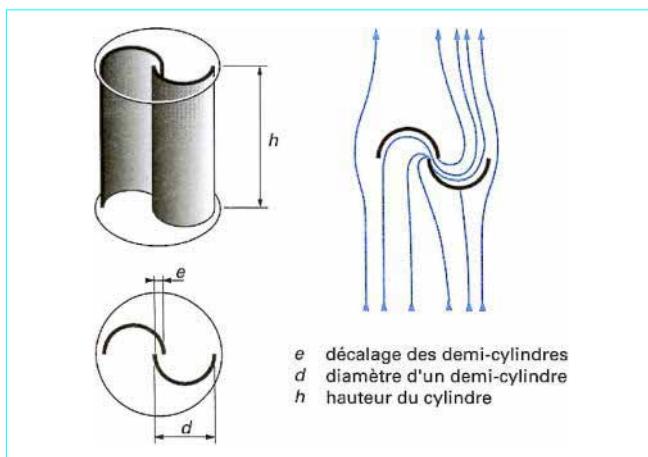


Figure 9 – Bruit d'éolienne en fonction de la distance

Tableau 5 – Différents types de régulation

Moyens	Action	Schéma	Appréciation
Par modification des caractéristiques de la roue	diamètre de la roue		— éclipsage des pales dans le lit du vent : commandé, ou articulation à ressort, — petite éolienne.
	surface des pales (voile, moulin à vent)		— nécessite une manœuvre, — historique.
	angle des pales		— nécessite des articulations pour les grosses machines, — commandé par un servomoteur, — bonne efficacité, — sur pale souple, d'où un problème de résistance.
	forme du profil (à décrochement aérodynamique)		— intéressant car simple et fiable, — très utilisé sur les petites machines.
	effacement d'ensemble		— utilisé sur multipales, — nécessite en plus un amortisseur.
Par modification des caractéristiques du récepteur	frein commandé	— déclenché pour une vitesse donnée, — centrifuge.	— très utilisé, — permet l'accès facile au mécanisme.



Outre le fait que les forces exercées par le vent sur les aubages diffèrent suivant qu'il s'agit de la partie convexe ou de la partie concave, le rotor dans la position de la figure est soumis à un couple aérodynamique supplémentaire dû aux deux déviations successives à 180° des filets par les aubages.

Le meilleur rendement est obtenu pour un rapport $e/d = 1/6$.

Le couple au démarrage, qui est élevé, est cependant fonction de l'orientation du rotor et peut s'annuler, voire être légèrement négatif (figure 11). Aussi est-il intéressant d'utiliser deux rotors superposés décalés de 90°. Certains rotors possèdent 3, voire 4, aubages ce qui évite les irrégularités de couple au démarrage.

Le coefficient de puissance C_p maximal atteint 0,3 et les conditions optimales de fonctionnement sont réalisées lorsque le paramètre de vitesse :

$$\lambda = \frac{\omega(2d - e)}{2v}$$

est voisin de 1, e étant le décalage des demi-cylindres et d le diamètre d'un demi-cylindre.

La puissance maximale, d'après la relation (13), est égale à :

$$W_{\max} = 0,18 S v^3$$

avec $S = h(2d - e)$ surface utile du capteur.

Le couple moyen est donné par :

$$C = \frac{1}{4} \rho C_m v^2 h (2d - e)^2$$

Le coefficient C_m est donné par la courbe de la figure 12.

Le rotor de Savonius, étant très simple, présente un intérêt pour les pays très peu industrialisés car il est facile à fabriquer. Il a été développé aussi pour de petites éoliennes conçues pour la navigation de plaisance (recharge de batteries). Par suite de son couple au démarrage élevé, il est aussi intéressant de l'associer au rotor de Darrieus. De plus, il démarre à de faibles vitesses de vent, de l'ordre de 2 m/s.

Les dimensions des machines à rotor de Savonius restent toutefois modestes, 3 à 4 m de hauteur maximale pour des diamètres de 2 m environ.

Exemple : prenons le cas d'un rotor de Savonius utilisé au Sahel, fabriqué à partir de bidons coupés en deux (diamètre du fût = 0,58 m pour une hauteur de 0,90 m) ce qui donne une éolienne de 1,80 m de hauteur pour 1 m de diamètre. Pour une hauteur de refoulement d'eau de 10 m et pour un vent de 6 m/s le débit d'eau fourni est d'environ 0,65 m³/h.

2.4.2 Rotor de Darrieus

Il s'agit d'un capteur à circulation instationnaire. Conçu par l'ingénieur français Georges Darrieus, il a fait l'objet d'un brevet français en 1925 [4]. Non exploité, il a été redécouvert il y a environ 20 ans par les Canadiens et a fait l'objet d'un certain nombre d'études dans plusieurs pays.

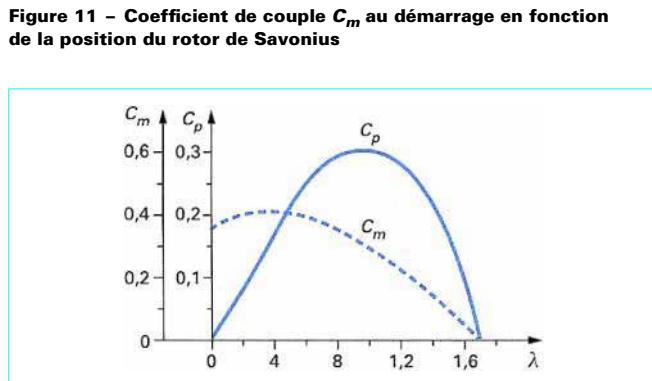
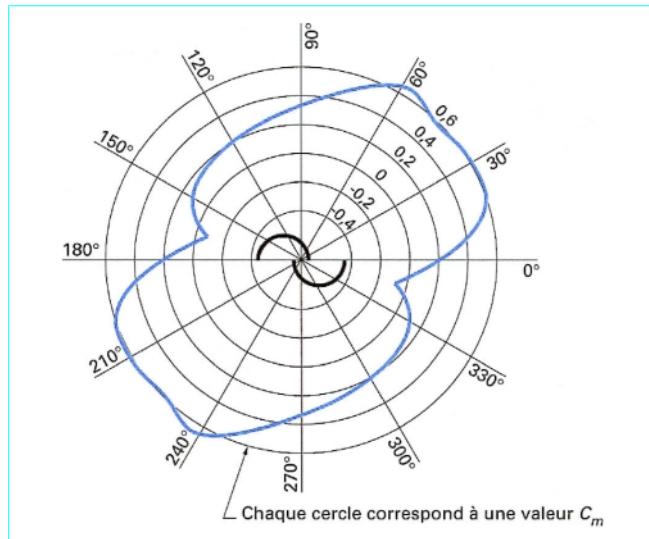


Figure 12 – Coefficients de puissance C_p et de couple C_m en fonction du paramètre de vitesse λ dans le cas du rotor de Savonius

Toutefois actuellement, à part quelques réalisations, jusqu'à quelques centaines de kilowatts, surtout au Canada et aux États-Unis, son développement semble assez faible.

Le rotor est constitué de plusieurs pales, en général 2 ou 3, de profil symétrique biconvexe liées rigidement entre elles et tournant autour d'un axe vertical. Les formes adoptées pour les surfaces décrites par les pales (figure 13) sont cylindriques ou coniques ou bien encore, cas le plus courant, engendrées par une courbe chaînette afin de ne soumettre les pales qu'à une contrainte de traction, cette dernière surface étant assimilable à une surface parabolique.

Ce rotor est à variation cyclique d'incidence. La vitesse relative de l'air par rapport aux aubages \vec{v}_r est reliée à la vitesse du vent \vec{v} et à la vitesse périphérique \vec{u} (figure 14) par la relation :

$$\vec{v} = \vec{u} + \vec{v}_r$$

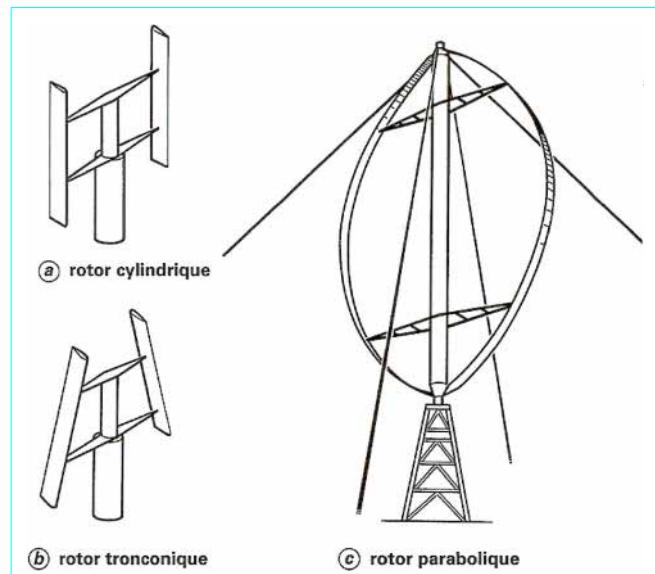
qui peut s'écrire encore $\vec{v}_r = \vec{v} - \vec{u}$

La connaissance des vecteurs \vec{v} et \vec{u} permet de déterminer le vecteur \vec{v}_r et par voie de conséquence les forces aérodynamiques qui agissent sur les pales.

Dans l'hypothèse où l'on admet que le vent garde une direction et une vitesse absolue constantes à la traversée de la roue, cette détermination ne présente pas de difficultés.

L'étude des triangles de vitesses pour différentes positions de pales montre que les forces qui agissent ont un moment moteur dans toutes les situations sauf lorsque le plan de symétrie du profil de l'élément de pale est parallèle à la direction du vent ou proche de cette position. Les profils sont attaqués par le vent relatif sous des angles d'incidence variable ne dépassant jamais la valeur limite $i_{\max} = \arcsin v/u$.

Ces angles sont relativement aigus, si la vitesse périphérique du rotor u est grande par rapport à la vitesse du vent v . Cette constatation laisse espérer des rendements aérodynamiques acceptables. Par contre, si l'éolienne est arrêtée, la vitesse relative v_r s'identifie avec la vitesse du vent v . Les incidences sur les pales sont alors beaucoup plus élevées dans l'ensemble. Il y a décrochement aérodynamique pour certaines positions des aubes. Le couple au démarrage est très faible.



L'effort aérodynamique radial d'un rotor bipale suivant la position des pales est donné à la figure 15.

En fait, l'étude de ces rotors est complexe et deux types de théories ont été développées :

- celles dites des quantités de mouvement [5] [6] [7] [8] [9], la référence [9] paraît être la plus exacte ;
- celles dites tourbillonnaires [10] [11] [12].

Les performances calculées au moyen des théories tourbillonnaires sont un peu plus précises que celles obtenues avec les théories à quantité de mouvement mais nécessitent des calculs plus longs. La variation du coefficient de puissance C_p est donnée par la figure 16 ; ce coefficient atteint 0,35 pour des paramètres λ de 4 à 5.

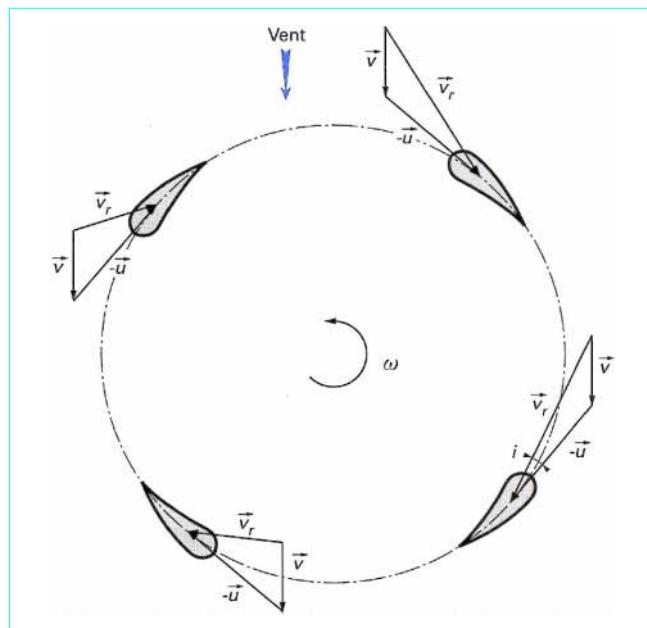


Figure 14 – Principe de fonctionnement du rotor de Darrieus

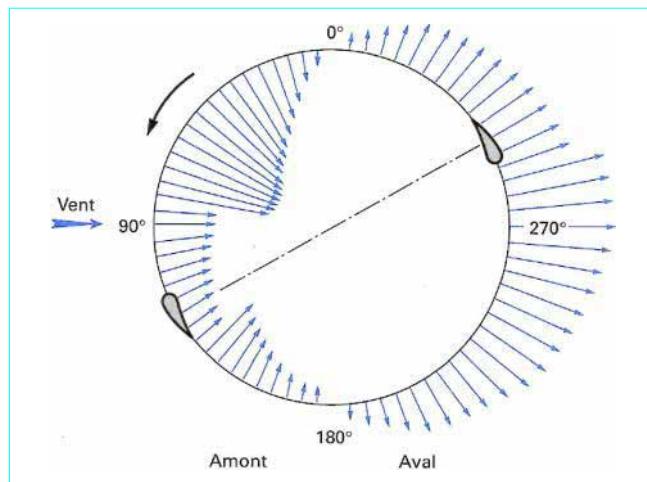


Figure 15 – Effort aérodynamique radial d'un rotor bipale de Darrieus [9]

La connaissance de ce coefficient de puissance permet de calculer celui de couple par la relation :

$$C_m = \frac{2W}{\rho S v^3} \frac{1}{\lambda} = \frac{C_p}{\lambda}$$

Le couple est très faible au démarrage, voire nul. Aussi, parfois un petit Savonius est ajouté.

Les matériaux de construction des pales sont les mêmes que ceux utilisés pour les capteurs rapides à axe horizontal (§ 2.2.3.2).

2.5 Comparaison des différents capteurs présentés

Du point de vue des performances, les rotors à marche lente et les rotors de Savonius sont sensiblement équivalents. Les rotors à marche rapide ont un coefficient de puissance C_p un peu supérieur à ceux des Darrieus, avec des paramètres de vitesse nettement plus élevés en général (figure 17). Les coefficients de couple C_m sont assez voisins, un peu plus grands au démarrage pour les rotors à marche rapide, surtout ils sont constants, quelle que soit l'orientation des pales. Toutefois, si l'on a besoin d'un couple au démarrage élevé, il est nécessaire d'utiliser soit un rotor lent, soit un rotor de Savonius. De plus, ces rotors démarrent pour des vitesses de vent faible, surtout les rotors de Savonius.

Du point de vue construction, les rotors à axe vertical sont un peu plus simples : nul besoin d'orientation, supportage plus léger, organe de conversion au sol, dans le cas de générateur électrique aucun contact tournant.

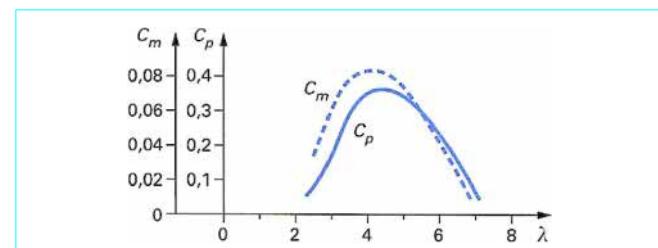


Figure 16 – Coefficients de puissance C_p et de couple C_m d'un rotor de Darrieus

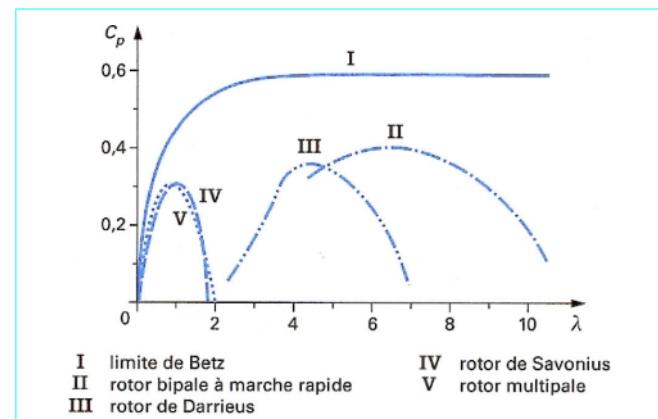


Figure 17 – Courbe limite de Betz et courbes caractéristiques des principaux rotors à axes vertical ou horizontal

Toutefois, notamment par suite de leur meilleur rendement, les rotors à axe horizontal sont de loin les plus utilisés et ont fait l'objet de la plus grande avancée technologique. Si ceux à pales multiples de faible puissance sont destinés essentiellement au pompage de l'eau, les rotors à marche rapide sont sans concurrent dès que la puissance dépasse quelques kilowatts et des essais pour des valeurs supérieures à 1 500 kW, voire 3 000 kW, sont en cours. Toutefois par suite, en particulier, de problèmes de vibrations, les puissances ne devraient pas pouvoir dépasser 4 000 à 5 000 kW.

Actuellement les aérogénérateurs de 300 à 500 kW sont parfaitement au point et présentent une bonne fiabilité.

3. Organes annexes

3.1 Organes de supportage

Le supportage est calculé pour résister aux vents les plus forts du site. Les forces qui s'exercent sur lui sont :

— la **poussée sur le capteur** qui est maximale lorsqu'il est arrêté (cas du grippage de l'axe notamment) ; sa valeur P , d'après la relation (14), est donnée par :

$$P = \frac{1}{2} \rho C_f S v^2$$

avec S surface frontale des pales.

Dans le cas de l'arrêt du rotor, C_f est pratiquement toujours égal à 1,5 ;

— la **traînée du supportage** qui s'exprime avec une relation de forme analogue à la relation (14), le coefficient de traînée C_x du support dépendant de la géométrie de la section du supportage. Elle est répartie sur toute la hauteur du pylône.

Pour les rotors à axe horizontal, ce rapport de la hauteur du pylône au diamètre du capteur le plus économique est égal à 1 pour les sites à faible gradient vertical de vitesse et à 1,35 pour ceux à fort gradient.

Les différents types de supportage à axe horizontal sont donnés dans le tableau 6. Les pylônes peuvent être réalisés en acier (poutre treillis ou structure type caisson) ou en béton armé. Ils peuvent être autoporteurs et autorésistants ou haubanés. Si le haubanage permet de réduire les dimensions du mât, par contre il pénalise l'emprise au sol. Actuellement les mâts en caisson, souvent en acier et fortement ancrés au sol, sont très courants pour les éoliennes de forte puissance.

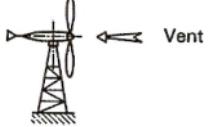
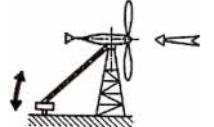
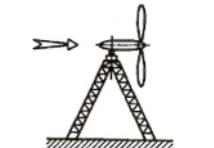
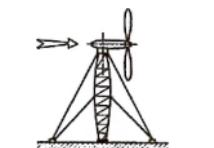
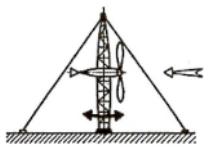
Les pylônes des machines à axe vertical sont courts, entre 0,1 et 0,5 fois la hauteur du rotor. Ils sont le plus souvent du type haubané.

Les problèmes de corrosion et de montage sont les paramètres principaux dans le choix de la solution à adopter.

3.2 Organes de conversion

L'énergie éolienne est captée dans les rotors sous forme mécanique, c'est-à-dire sous la forme d'un couple dans un arbre en rotation. Du fait, le plus souvent, de l'irrégularité de cette énergie elle n'est pas utilisée sous cette forme mais convertie en énergie mécanique potentielle (pompage d'eau), en énergie thermique (chauffage, mais peu fréquent), électrique souvent.

La détermination des organes de conversion, générateurs électriques ou pompes, se pose sous le double aspect du choix du type et de la puissance nominale.

Tableau 6 – Différents types de supportage		
Types	Schéma	Appréciation
Monopode		— simple, — supportage robuste, — ancrage profond nécessaire, — montage assez facile.
Monopode avec étai tournant		— supportage assez léger, — compliqué, peu utilisé, — montage assez difficile.
Multipode		— pour grande machine, — supportage relativement coûteux, — perturbation possible si hélice arrière, — très solide, — montage difficile.
Haubané fixe		— simple et économique, — fondations faibles, — emprise au sol assez importante, — montage facile.
Haubané tournant		— mât peu coûteux mais deux roulements, — emprise au sol très importante, — montage facile.

Cette détermination est liée en particulier aux conditions météorologiques du site, dont on connaît les courbes vitesse-durée et puissance-durée.

On définit une vitesse de démarrage v_0 (du vent) pour laquelle le capteur commence à tourner, une vitesse de fourniture v_f pour laquelle le générateur commence à fournir de l'énergie utile, une vitesse nominale v_n pour laquelle la pleine puissance est atteinte. À partir de cette dernière vitesse, le dispositif de réglage doit agir pour limiter la puissance fournie et la maintenir constante. Enfin, on définit la vitesse dite *hors service* v_{hs} à partir de laquelle la machine doit être mise hors service.

L'énergie recueillie est donnée par l'aire hachurée de la figure 18 représentant la zone d'utilisation de l'éolienne.

Un paramètre important dans la conversion de l'énergie mécanique en une autre énergie est la vitesse de rotation du rotor. Cette dernière est généralement faible (quelques dizaines à une centaine de tours par minute), même pour des rotors d'assez faible diamètre et des paramètres λ élevés. Or les générateurs électriques, mais aussi les pompes rapides ou les convertisseurs thermiques, doivent tourner beaucoup plus vite, d'où la plupart du temps la nécessité d'augmenter cette vitesse soit par un artifice (tableau 7), soit par un multiplicateur.

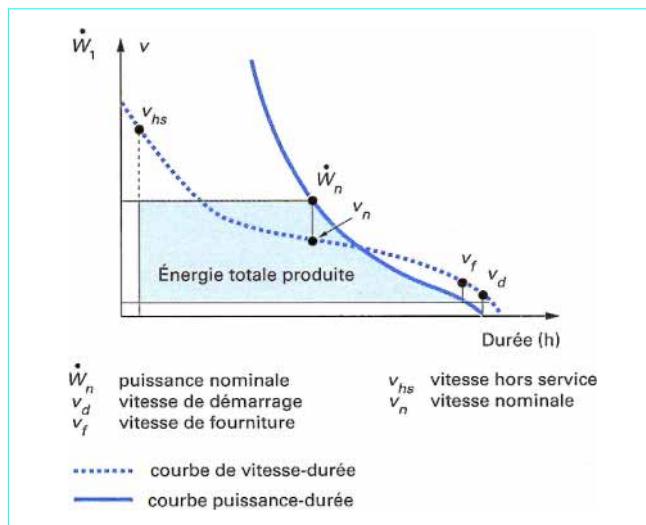


Figure 18 – Évolution des vitesses et puissances en fonction du temps

La solution la plus répandue utilise un **multiplicateur de vitesse** à courroies, si le rapport est inférieur à 4 ou 5 et la puissance limitée à quelques kilowatts, ou à engrenages. Si ces derniers sont de bonne qualité, leur rendement peut atteindre jusqu'à 95 %. Toutefois, il ne faut pas oublier que le rendement d'un multiplicateur est toujours inférieur à celui qu'il aurait en fonctionnement inverse, c'est-à-dire en réducteur, et ceci d'autant que le rapport est plus élevé.

Des solutions ont été proposées pour augmenter la vitesse du générateur sans utiliser de multiplicateur. Elles sont résumées dans le tableau 7 mais, en fait, assez peu utilisées en pratique. Il est aussi intéressant de coupler le rotor et le générateur grâce à un embrayage centrifuge. Le rotor peut démarrer à vide facilement pour des vitesses du vent assez faibles et la mise en mouvement de l'ensemble est progressivement et sans choc.

3.2.1 Conversion électrique

On distingue deux types de générateurs électriques :

- les générateurs pour installations isolées et comportant un dispositif de stockage, le plus souvent une batterie d'accumulateurs ;
- les générateurs débitant sur un réseau alternatif de grande puissance.

Générateurs pour installations isolées

Dans ce cas, les machines donnent une tension aussi indépendante que possible de la vitesse et de la charge. Les plus utilisées sont des **dynamos à enroulement anticom pound et pôles de commutation**, ou les **dynamos à champ transversal**. Toutefois, la présence de collecteurs rend ces machines relativement peu fiables et, actuellement, la tendance est de les remplacer par des alternateurs complétés par des cellules de redressement.

On cherche aussi à utiliser des génératrices qui tournent lentement pour, éventuellement, se passer de multiplicateurs. Le nombre de paires de pôles peut être élevé mais, à partir d'une certaine vitesse, la génératrice devient très lourde et chère. Les génératrices à entrefer axial, qui ne tournent que lentement, sont aussi intéressantes, ainsi que les rotors à aimants permanents, qui éliminent tout contact glissant.

Tableau 7 – Dispositifs d'augmentation de la vitesse du générateur		
Dispositif	Schéma	Avantages. Inconvénients
A venturi	Vent \Rightarrow	— solution lourde et onéreuse, — rendement augmenté par la suppression des pertes marginales.
Machines séries		— grande vitesse mais nécessite de renforcer les pales, — efforts gyroscopiques et centrifuges importants, — effacement difficile des pales.
A dépression	\Rightarrow	— rendement global faible (deux machines en série), — nécessite d'une section importante pour les pales, — effacement difficile.
Hélices contra-rotatives	\Rightarrow	— difficultés de réalisation, — double hélice (prix), — multiplie par deux la vitesse du récepteur.
Prise à la jante		— solution assez économique, mais nécessite une jante, — parfois, galet en appui sur la jante, — pour petite machine.

Générateurs débitant sur un réseau alternatif de grande puissance (à partir de 100 kW)

Dans ce cas, on peut utiliser une génératrice asynchrone ou synchrone. La première est la plus économique et la plus rustique. Sa construction est simple et il n'y a pas de contact tournant sur le rotor. En outre, elle permet un couplage facile sur le réseau et ne présente pas de risque d'oscillation, ce qui n'est pas le cas avec une génératrice synchrone. Il n'y a aucun inconvénient à coupler la machine avec un écart de vitesse de plusieurs pour-cent par rapport à la vitesse de synchronisme, la surpuissance très brève étant bien absorbée par la machine. L'inconvénient vient qu'elle emprunte son énergie magnétisante au réseau et absorbe de la puissance réactive. Toutefois, l'emploi de condensateurs permet de limiter cette dernière.

Il y a intérêt à ne pas surdimensionner la génératrice pour en réduire le prix et la masse. La détermination de la puissance est fonction du site. Il y a pour chaque valeur de vitesse moyenne v_m du vent, une valeur de vitesse du vent v_n qui donne le maximum d'énergie possible. Il y a lieu aussi de prendre en considération le coût des équipements qui varie avec la puissance équipée, puisque l'on cherche finalement le prix minimal du kilowattheure.

On trouve alors approximativement :

- pour une petite éolienne : $v_n = 1,8 \text{ à } 1,9 v_m$;
- pour une éolienne moyenne : $v_n = 1,65 v_m$;
- pour une grande éolienne : $v_n = 1,5 v_m$.

La puissance de la génératrice W_g est alors donnée par :

$$W_g = 2,86 \times 10^{-4} \eta D^2 v_n^3 \text{ (en kW)}$$

avec D diamètre du capteur,
 η rendement de la génératrice.

3.2.2 Pompage de l'eau

Les éoliennes sont très utilisées pour le pompage de l'eau. Les organes de conversion sont les pompes à pistons et les pompes rotatives.

■ Pompe à pistons

Elle est simple et permet une hauteur de refoulement importante. Par contre, elle demande un couple assez élevé et surtout constant ; sa vitesse est faible.

Ce type de pompe s'accommode donc bien avec les éoliennes lentes qui présentent des caractéristiques voisines des siennes. Étant donné le mode d'attaque par une tige descendante le long de la conduite de refoulement, tige adaptée surtout aux efforts de traction, c'est la pompe à simple effet qui est la plus courante. Son inconvénient est toutefois de présenter une irrégularité de couple entre les deux courses. Pour régulariser le couple, on utilise des dispositifs extérieurs : levier, poids, ressort. Ce dernier est intéressant, car il évite les articulations supplémentaires et réduit les frottements.

Pour des grandes profondeurs de pompage, il faut minimiser les efforts d'inertie et éviter les phénomènes de résonance dans la tige de commande qui, par suite de sa grande longueur, se comporte comme un ressort. On est alors souvent conduit à réduire la vitesse par l'utilisation d'un réducteur.

■ Pompe rotative

Ce type de pompe a une caractéristique très différente de la précédente ; le couple, faible aux basses vitesses, croît assez rapidement. Elle s'adapte bien aux éoliennes à marche rapide, leur caractéristique puissance-vitesse (figure 4) est telle qu'il est possible de faire coïncider la zone de rendement maximal de l'éolienne et celle de la meilleure utilisation de la pompe.

Le facteur essentiel de la qualité d'une pompe est l'importance du nombre possible d'heures de fonctionnement pour une hauteur de refoulement donnée. Pour accroître ce nombre, il y a intérêt à choisir un point de fonctionnement nominal de la pompe, situé très au-delà du rendement maximal, cela du fait que la caractéristique débit-hauteur manométrique d'une pompe de ce type est très plate entre le débit nul et le rendement maximal.

Il est avantageux aussi de choisir une pompe dont la caractéristique débit-hauteur manométrique est montante, même pour les faibles valeurs du débit. Cela est possible avec les pompes à grande vitesse spécifique, tout spécialement celles à hélice. Ces dernières pompes sont donc un peu mieux adaptées que les pompes centrifuges à l' entraînement par éolienne, surtout pour les fortes puissances (au-delà de 50 kW) pour lesquelles il est possible de modifier leurs caractéristiques par orientation des pales de la pompe.

3.2.3 Conversion thermique

Dans ce type de conversion, l'énergie recueillie sur l'arbre du moteur éolien est transformée directement en chaleur par frottements mécaniques d'un fluide caloporteur. L'énergie thermique est ensuite transportée par des tuyauteries calorifugées vers le bâtiment à chauffer. Parmi les systèmes envisageables permettant une conversion mécanothermique, les systèmes utilisant des convertisseurs hydrauliques sont les plus utilisés.

■ Agitateur à palettes

La puissance délivrée par une éolienne en fonction de sa vitesse de rotation passe par un maximum pour un vent donné. Le lieu des maximums de puissance est une courbe qui croît comme le cube de la vitesse de rotation de l'éolienne ou, ce qui est équivalent, comme le cube de la vitesse du vent. Or, un convertisseur hydraulique comportant des ailettes tournant dans un fluide possède précisément une caractéristique de puissance croissant avec le cube de sa vitesse de rotation. C'est donc, en principe, un convertisseur idéal pour une éolienne.

De plus, la rotation des palettes provoque l'échauffement du liquide avec un rendement égal à l'unité, si l'on néglige quelques pertes mécaniques non récupérées. C'est, enfin, un système particulièrement fiable du fait de sa simplicité et sa robustesse.

Une étude systématique [13] des divers paramètres susceptibles d'optimiser le convertisseur montre que :

— le jeu entre les ailettes n'a qu'une faible influence sur la puissance récupérée, et un jeu faible, de l'ordre de 1 à 2 mm, est intéressant ;

— l'accroissement du nombre de palettes permet d'augmenter la puissance absorbée ;

— l'augmentation de la température de l'huile entraîne une variation importante de sa viscosité et rend moins efficace le convertisseur ; l'eau semble donc plus intéressante, pour des températures inférieures à 90 °C, car elle possède une viscosité pratiquement constante.

■ Coupleurs hydrocinétiques

Ce sont des machines industrielles comportant deux rotors en vis-à-vis munis chacun d'un nombre élevé de palettes. Leur emploi comme convertisseur d'énergie se fera en bloquant l'un des rotors et en réalisant une circulation d'huile dans le coupleur pour évacuer la chaleur produite.

Il existe aussi des convertisseurs du type électrique assez intéressants ; ce sont les convertisseurs à courants de Foucault. Un rotor multipolaire à aimants permanents engendre des courants de Foucault dans les parois métalliques d'un échangeur de chaleur où l'on introduit de l'eau froide qui, après un *parcours hélicoïdal* au contact des parois, ressort à une température que l'on peut asservir en agissant sur le débit. Le rendement d'un convertisseur à courants de Foucault est pratiquement égal à l'unité. De plus, plus de 95 % de la chaleur du convertisseur est récupérée par le fluide caloporteur pour une température de sortie d'eau de 60 °C. Pour une position fixe du stator et un matériau donné, la valeur du couple résistant croît d'abord linéairement, passe par un maximum et décroît ensuite lentement à mesure qu'augmente la vitesse de rotation du rotor.

En augmentant la résistivité de la chemise dans laquelle circulent les courants de Foucault, on constate une augmentation de la vitesse de rotation correspondant au couple maximal, sans que la valeur de ce dernier soit modifiée. La puissance maximale s'en trouve donc accrue.

Pour une vitesse donnée de rotation, le couple et la puissance varient avec la position relative du stator par rapport au rotor. Cette variation est linéaire sauf au voisinage des positions extrêmes où existent des effets de bord. Un dispositif mécanique permet de régler la position du stator afin d'obtenir une caractéristique de puissance du convertisseur fonction du cube de la vitesse de rotation du rotor.

3.2.4 Conversion directe

Le capteur étant l'élément le plus coûteux et le moins fiable, il serait très intéressant de pouvoir transformer, sans organe mobile, l'énergie cinétique du vent en énergie utilisable.

Un certain nombre de solutions ont été proposées, aussi bien en production d'électricité qu'en pompage. Toutes ces solutions utilisent uniquement des capteurs statiques.

En **production électrique**, la vitesse du vent entraîne le déplacement de charges électriques produites par ionisation et collectées par des systèmes de grilles (tableau 2).

En **pompage**, l'idée directrice est d'utiliser la variation de pression statique dans un venturi (tableau 2). Toutefois, les faibles valeurs obtenues nécessitent des dispositifs en cascade.

Des développements importants sont nécessaires pour passer à des applications pratiques et juger de leur rentabilité.

4. Organes de stockage

L'énergie éolienne étant très variable dans le temps, si elle n'est pas utilisée au fil du vent (débit sur un réseau), il est nécessaire de prévoir des possibilités d'accumulation pour l'adapter à une utilisation régulière, ce qui est souvent le cas.

Il est donc utile de déterminer l'évolution dans le temps de la quantité d'énergie produite et de la comparer aux besoins. Le premier problème est celui de déterminer la capacité de ce stockage. Pour cela, on représente les variations de puissance de l'éolienne en puissance intégrée en fonction du temps (figure 19). La courbe est sans cesse croissante. Si la puissance demandée est constante, elle sera représentée par une droite. La différence entre les ordonnées de la courbe de l'éolienne et de la droite de puissance demandée représente la part de la capacité de stockage. On en déduit donc la courbe donnant l'évolution dans le temps de la puissance fournie ou absorbée par le stockage \dot{W}_s . L'aire hachurée représente les quantités d'énergie fournies ou absorbées Q_t :

$$Q_t = \int_0^t \dot{W}_s \, dt$$

La capacité de stockage sera au moins égale au maximum de cette courbe Q_t .

Il existe différentes possibilités de stockage

Pour la production d'électricité, le système de loin le plus utilisé est celui par batteries d'accumulateurs. Celles au plomb, bien que lourdes et encombrantes, s'accommodent bien des fluctuations propres au vent. Les autres types sont mal adaptés. Toutefois, ce type de stockage ne convient que pour de petites puissances de quelques kilowatts tout au plus.

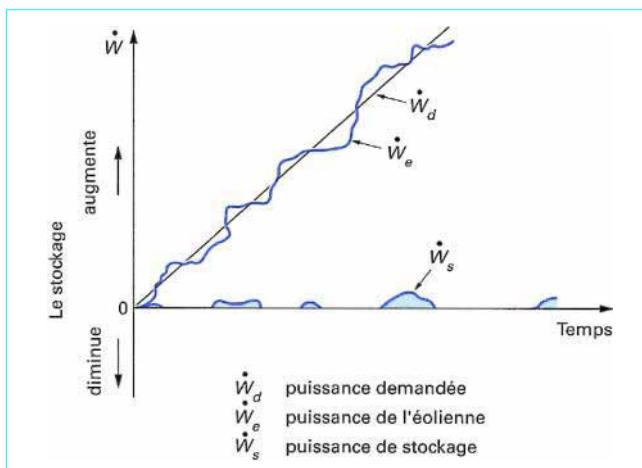


Figure 19 – Stockage d'énergie d'une éolienne

Pour les stockages importants, on peut faire appel au pompage de l'eau entre deux réservoirs et une turbine si le terrain fournit une possibilité intéressante en dénivelé. Le simple pompage de l'eau dans un réservoir est aussi la solution pour stocker de l'eau dans le cas, par exemple, de distribution d'eau alimentaire.

Le stockage thermique commence aussi à se développer, essentiellement pour le chauffage. Les différents types de stockage thermiques existants sont utilisés : réservoir de fluide, chauffage de produits à haute capacité thermique, etc.

Il semble qu'un procédé d'avenir, mais pas encore vraiment au point, soit celui de la décomposition de l'eau par voie électrolytique et l'utilisation de l'hydrogène soit comme combustible (avec l'oxygène), soit dans une pile à combustible.

5. Données économiques. Intérêt

Deux faits essentiels dominent le problème de l'utilisation de l'énergie du vent : d'une part, la grande dilution de cette énergie dans l'espace et, d'autre part, son irrégularité à la fois considérable et imprévisible.

La séduisante gratuité de cette énergie donne toute son importance à l'économie de construction.

En **production d'électricité**, le générateur éolien peut fonctionner isolément ou en parallèle avec une autre source d'énergie électrique, qui doit d'ailleurs être pratiquement beaucoup plus puissante que lui. Dans ces deux cas, les considérations économiques seront différentes. Le générateur isolé est, le plus souvent, de puissance assez faible (jusqu'à 10 ou 20 kW), le prix de revient de l'énergie produite, quoique important, peut être relativement secondaire par rapport aux possibilités de disposer de cette énergie. Dans ce cas, le groupe éolien est très voisin, du point de vue conception, de l'éolienne entraînant une pompe centrifuge et les organes de stockage jouent un rôle très important.

Pour un fonctionnement en parallèle avec d'autres sources d'énergie électrique, les puissances sont beaucoup plus importantes (100 kW et plus) ; le prix de revient minimal du kilowattheure produit est l'objectif qui imposera le dimensionnement, le choix et la disposition des différents composants.

Dans ce cas, et pour des éoliennes à axe horizontal, il est intéressant de donner des ordres de grandeur relatifs à chacun des principaux composants, en précisant la variation de leur poids au kilowatt installé, par rapport au diamètre D du capteur :

Élément	Part du prix total (%)	Poids au kW proportionnel à
Capteurs avec dispositifs d'orientation et de réglage...	50	$D^{2/5}$
Multiplicateur	9	$D^{2/5}$
Transmission, générateur ...	12	$D^{-1/5}$
Supportage, fondation	14	$D^{3/5}$
Montage.....	8	D
Terrain.....	7	$D^{-3/5}$

Si, en première approximation, l'on veut établir une variation de l'ordre de grandeur du prix, en partant de la variation de poids, il faut noter que le poids de la machine varie sensiblement comme la puissance 0,7 de la vitesse moyenne du vent v_m pour laquelle elle est construite.

À puissance constante, cette variation ne suit pas la loi en carré comme on pourrait s'y attendre [relations (14) et (15)], car, d'une part, une fraction importante de la construction reste constante quelle que soit la vitesse du vent et, d'autre part, les vents à prendre en considération pour les calculs des efforts sont les vents maximaux et non les vents moyens.

Il semble que, compte tenu des conditions actuelles de production d'énergie électrique par les autres sources d'énergie, seuls les sites donnant des vents annuels d'au moins 8 m/s soient susceptibles d'accueillir des générateurs éoliens suffisamment rentables.

D'après le tableau précédent, on voit que le capteur représente environ la moitié du coût de l'ensemble, d'où l'intérêt de le simplifier le plus possible, ce qui, par ailleurs, en augmente la fiabilité. C'est l'intérêt actuel en particulier des machines type Darrieus pour les **panéennes**.

En ce qui concerne les **générateurs isolés**, le problème du stockage de l'énergie électrique joue un rôle très grand dans les considérations économiques. Le dispositif de stockage et de retransformation éventuelle de l'énergie stockée en courant directement utilisable peut atteindre, voire dépasser, le coût du reste de l'installation. Il est bien certain alors que, si de nouvelles possibilités étaient au point (l'hydrogène, en particulier), l'énergie éolienne pourrait avoir un développement important dans les lieux isolés où la fourniture d'énergie électrique est élevée par suite en particulier de l'éloignement du réseau de distribution.

Exemple : sur un site isolé, un aérogénérateur de 5 m de diamètre et d'une puissance de 6 kW par vent moyen de 6,5 m/s peut produire 30 kWh par jour. Son prix est d'environ 100 000 F. Le coût du kilowattheure se situe entre 0,8 et 1 F et est souvent nettement moins élevé que celui sur le réseau qui est entaché par la distance.

Le facteur d'échelle est très favorable, spécialement pour les grands aérogénérateurs de 300 à 500 kW. Le coût de l'investissement se situe de 2 400 à 3 600 F par mètre carré de surface balayée par le rotor ou est de 7 000 F le kilowatt installé, en comptant sur un amortissement du capital à 5 %, la durée de vie de l'installation étant estimée à 20 ans. Le kilowattheure se situe alors entre 0,30 et 0,50 F mais est encore supérieur à celui produit par les grandes sources classiques : charbon, gaz ou nucléaire.

Exemple : la **ferme éolienne** de Port-la-Nouvelle dans l'Aude comporte un aérogénérateur de 200 kW et quatre de 500 kW, ces derniers, à rotor tripale de 39 m de diamètre sur une tour tubulaire de 39 m, produisent une moyenne annuelle de 6×10^6 kWh avec un vent moyen de 7,7 m/s, le facteur de charge étant de 35 %.

■ **Le chauffage éolien** commence à recevoir un timide développement, associé le plus souvent au chauffage solaire, voire de plus à la pompe à chaleur. Il faut remarquer d'ailleurs que chauffages solaire et éolien sont complémentaires, le vent soufflant le plus souvent lorsque le soleil fait défaut.

L'énergie éolienne, tirée directement du vent, est d'abord une énergie d'utilisation individuelle, sur site isolé, mais, depuis quelques années, des considérations écologiques font qu'elle se développe dans des pays venteux pauvres en énergie classique. Le groupement d'un certain nombre de machines (de 10 à 50) assure une production nationale non négligeable (quelques pour-cent), à un coût qui se rapproche de celui du réseau électrique classique.

6. Développement des machines éoliennes

Les anciens moulins à vent, bien que de dimensions souvent impressionnantes, n'avaient que de faibles puissances, en moyenne quelques kilowatts, les plus importantes ne dépassaient guère 10 à 15 kW.

Les machines que l'on voit encore actuellement, dans l'immense majorité utilisées pour pomper de l'eau (alimentation du bétail, irrigation, assèchement du marais) et le plus souvent de type roue américaine (tableau 2) ont des puissances de quelques kilowatts, en moyenne 1 à 5 kW.

Après une désaffection presque générale à partir de 1960 pour les éoliennes, un regain d'intérêt très net s'est manifesté depuis quelques années en de nombreux pays, suscitant recherches et essais. Les éoliennes à axe vertical ont pratiquement été redécouvertes et leurs études théoriques ont été entreprises. On assiste même à un début de fabrication en série de machines de petite et moyenne puissances (de quelques watts à une cinquantaine de kilowatts) ce qui contribue de façon importante à baisser leur prix de revient et donc celui de l'énergie produite.

D'abord essentiellement destinées à une production d'énergie très individualisées, les éoliennes vont à partir de 1975 contribuer à la production électrique nationale dans un certain nombre de pays. Les puissances installées vont croître avec la mise au point de machines de plus en plus puissantes regroupées en **ferme éolienne**.

La puissance éolienne mondiale est actuellement de 3 700 MW, les États-Unis possédant la part la plus importante : 1 700 MW. D'autres pays européens vont aussi développer cette énergie, pour certains, bien exposés du point de vue du vent, comme le Danemark avec 540 MW installés et une production qui représente 3 % de son énergie totale. L'Allemagne avec 630 MW, les Pays-Bas avec 162 MW (où le développement est rapide), la Grande-Bretagne avec 170 MW sont aussi dans le peloton de tête.

Toutes ces productions sont essentiellement réalisées à partir d'éoliennes rapides à axe horizontal bipale et surtout tripale de puissance comprise entre 100 et 1 000 kW.

Si la France a été pionnière dans la recherche éolienne avec quelques prototypes dans les années 1950-1960, elle a traversé ensuite une période où l'énergie éolienne a été délaissée. Seuls des sites isolés tels que les phares et les balises, les stations de télécommunication, équipés de petites puissances allant de quelques watts à 1 à 5 kW, et bien sûr les pompages dans les champs ont donné lieu à quelques activités.

Depuis 1990, un regain d'intérêt important se manifeste dans notre pays pour les aérogénérateurs d'une puissance de quelques centaines de kilowatts couplés en nombre sur le réseau national. Les deux réalisations marquantes sont celle de Port-la-Nouvelle dans l'Aude avec une machine de 200 kW et 4 de 500 kW et celle de Dunkerque avec 10 machines de 300 kW.

Cette puissance installée, de l'ordre de 35 MW, est modeste par rapport à d'autres pays mais des projets sont en étude surtout sur certains bords de mer (côte Ouest méditerranéenne, Cotentin, Nord de la France) qui présentent de nombreux avantages. Outre-mer aussi, des réalisations débutent car cette énergie est intéressante, même sur le plan économique, en raison des vents constants : les alizés.

Actuellement l'énergie éolienne dans les pays industrialisés produit un kilowattheure de coût plus élevé que celui des énergies plus classiques, fossiles ou nucléaire, mais le développement de machines, plus puissantes et plus nombreuses permet d'espérer une certaine compétitivité.

Même si, en France, cette énergie est sans doute appelée à rester marginale, son industrie et sa recherche sur les machines progressent. En particulier les études de pales de grandes dimensions continuent et la réalisation de pales avec des matériaux tels que les composites permet une exportation importante.

7. Navigation éolienne

La forme première de l'utilisation du vent a sans doute été dans la navigation et cette énergie a été pendant des siècles la seule, grâce aux voiles, à propulser les navires. Utilisée actuellement pour la seule navigation de plaisance, elle semble devoir être redécouverte pour certains paquebots, voire des navires marchands. La différence vient que ces voiles vont être actionnées, au moins en grande partie, automatiquement et à partir d'une gestion par ordinateur.

Des tentatives ont été faites au début du siècle pour utiliser d'autres éléments que les voiles et un navire allemand a même été construit et a navigué équipé de rotors tournants à effet Magnus (rotors de Flettner). La force de propulsion peut s'expliquer de la façon suivante : un cylindre placé dans un fluide en mouvement, de la gauche vers la droite (figure 20a), offre une résistance représentée par la force F . La création de cette force est liée au sillage qui apparaît derrière le cylindre. Elle est d'autant plus importante que le corps est moins profilé. Dès que le cylindre entre en rotation (figure 20b), la force F change de direction ; elle se décompose en une force de portance P perpendiculaire à l'écoulement et en une force de traînée R dans le sens de l'écoulement. L'intensité de la portance dépend de la vitesse de rotation du cylindre, de la vitesse du vent et des dimensions du cylindre. L'inconvénient est la difficulté de faire tourner des cylindres hauts et de gros diamètres.

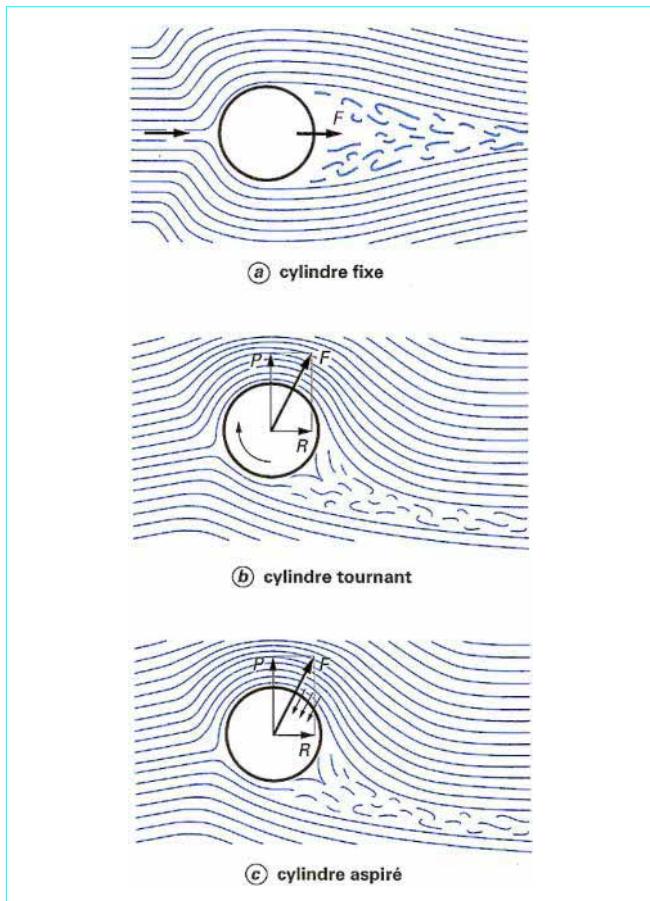


Figure 20 – Effet du vent sur un cylindre

Pour éviter les inconvénients liés à la rotation du cylindre, l'équipe de la Fondation Cousteau eut l'idée d'empêcher le décollement des filets d'air au point de décrochage en aspirant une partie de la couche limite. Un volet placé dans la partie arrière inférieure du profil permet de séparer les écoulements d'**intrados** et d'**extrados** (figure 20c).

Le cylindre induit une portance exceptionnelle égale à plusieurs fois celle d'une voile classique de même surface projetée ; ses dimensions seront donc relativement réduites. La symétrie exige que deux zones d'aspirations soient prévues, vers l'arrière et de part et d'autre du plan de symétrie (un carénage elliptique a été ajouté à l'avant pour diverses raisons, liées en particulier à la stabilité de fonctionnement), mais une seule est utilisée : l'autre est donc occultée par un carénage qui se déplace autour de l'arrière du cylindre. Ce carénage porte le petit volet utilisé pour séparer, à l'arrière, l'écoulement accéléré (par l'aspiration) de l'**intrados**, les **termes extrados et intrados** étant utilisés par analogie avec ceux adoptés pour désigner le dessus et le dessous d'un profil d'aile. L'aspiration (de niveau modeste, limité par des phénomènes de saturation) est réalisée grâce à un ventilateur situé à l'une des extrémités du cylindre (l'extrémité haute sur un navire, pour des raisons de simplification).

La seule énergie réellement dépensée correspond donc à celle utilisée pour entraîner le ventilateur : elle est très approximativement égale au sixième de celle utilisée pour entraîner l'hélice d'un navire à propulsion uniquement marine, évoluant à la même vitesse.

S'y ajoute, mais elle est négligeable, l'énergie du système utilisé (servomoteur) pour orienter :

- l'axe du cylindre par rapport au vent relatif ;
- le carénage porteur du petit volet et chargé d'occulter celle des deux zones d'aspiration non utilisée.

Cette forme d'utilisation du vent est toutefois encore un stade expérimental.

8. Énergie de la houle

Le vent en mer est à l'origine de la houle. C'est donc une forme d'énergie éolienne mais plus *concentrée* puisque le fluide en mouvement est de l'eau dont la masse volumique est environ 800 fois celle de l'air. Des tentatives ont été faites pour récupérer cette énergie qui est considérable, au moins en bordure des côtes, et de nombreux projets ont été proposés (le nombre de brevets est sensiblement de même importance que ceux des machines éoliennes *à air*).

Certains ont été poussés assez loin et ont fait l'objet d'essais soit en maquette, soit en vraie grandeur.

Les différentes solutions proposées pour récupérer cette énergie peuvent se classer d'une manière assez générale en deux grands types : la colonne d'eau oscillante et le flotteur mobile.

■ Colonne d'eau oscillante

Un tube, le plus souvent fixe et partiellement immergé, voit son niveau d'eau interne osciller sous l'action de la houle. Ce tube peut être muni intérieurement d'une hélice entraînant un générateur (figure 21a) qui va être mise en rotation par l'oscillation de la colonne d'eau ; l'action est directe.

Il est aussi possible que l'extrémité supérieure du tube communique avec une turbine à air (figure 21b) et ce sera la compression ou la dépression de l'air qui servira de fluide intermédiaire pour actionner le générateur.

Il est nécessaire de prévoir, soit un dispositif antiretour entre l'hélice (ou turbine) et le générateur, soit, mieux, un dispositif inversant le sens de rotation pour tirer pleinement profit de l'énergie.

Enfin, la colonne d'eau peut remplir un réservoir qui se vide à travers une turbine hydraulique (figure 21c).

À titre d'exemple, le Japon a réalisé des **bouées océaniques** alimentées en énergie électrique à partir d'une turbine à air (figure 21d).

Le tube peut d'ailleurs avoir une forme parallélépipédique, bâtiement en béton pour des installations de fortes puissances (figure 22), constituant de véritables barrages à houle.

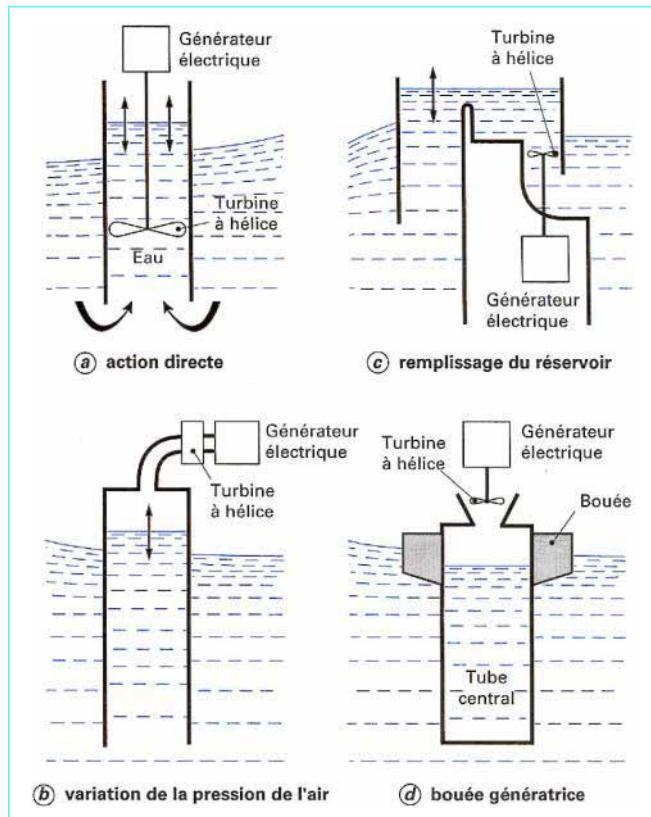


Figure 21 – Énergie de la houle : principe de la colonne d'eau oscillante

Flotteur mobile

Dans ce type de solution, le mouvement vertical d'un flotteur est transmis à l'aide d'un bras à un générateur (figure 23a), lié à un support fixe.

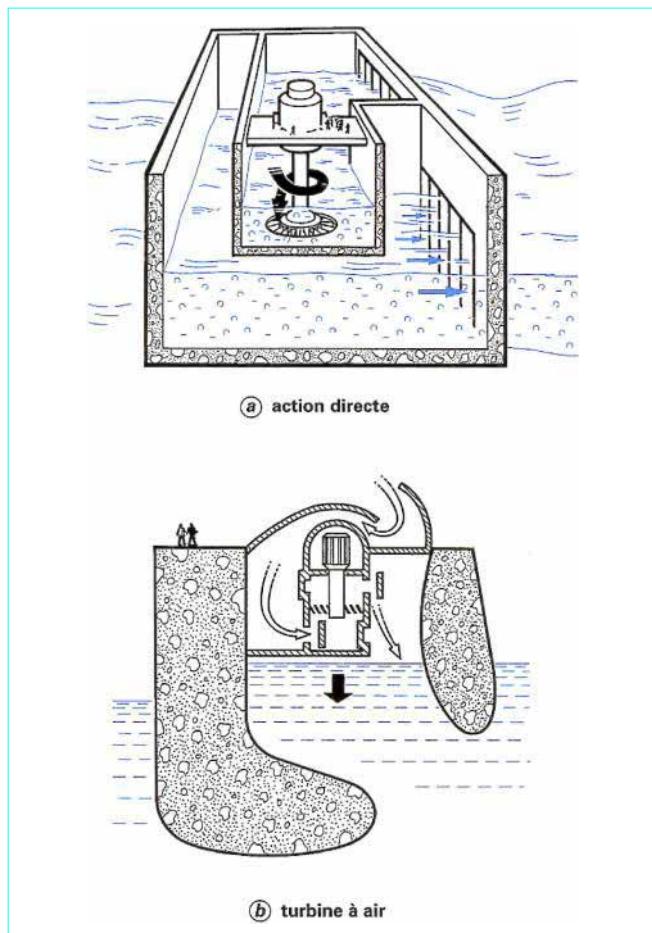


Figure 22 – Barrage à houle

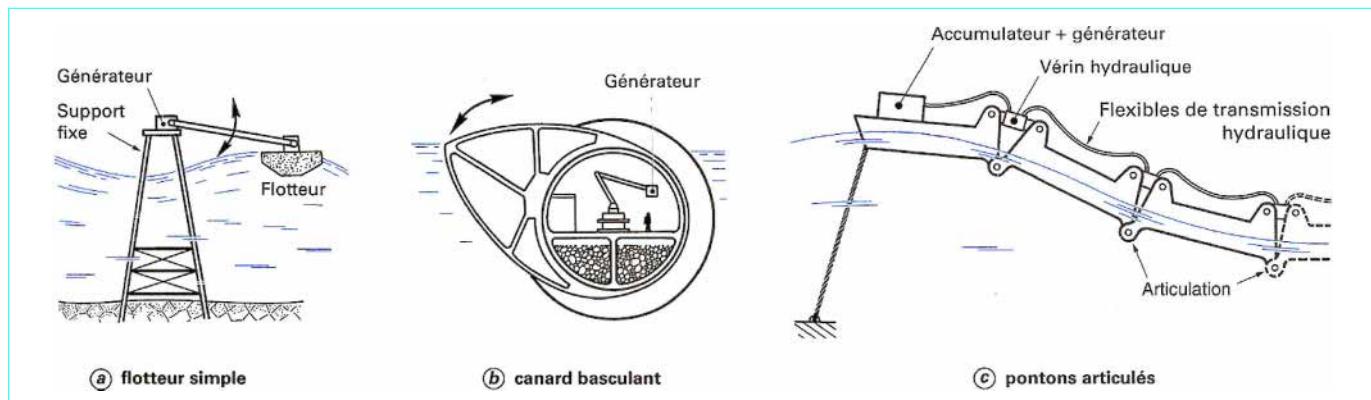


Figure 23 – Énergie de la houle : principe du flotteur mobile

Là encore, il est nécessaire de prévoir un dispositif d'inversion de sens. Différentes réalisations ont été proposées : batterie de flotteurs ovoïdes, dits **canards basculants** (figure 23b) ou des ensembles de pontons à la suite les uns des autres et articulés entre eux (figure 23c), le mouvement relatif entre eux étant utilisé pour actionner un ou plusieurs générateurs portés par quelques-uns. Avec de gros dispositifs flottants, des efforts considérables sont développ-

pés. Toutefois, la transformation en énergie électrique n'est pas facile car les vitesses sont lentes (utilisation surtout de transmissions hydrauliques).

Une autre difficulté à surmonter avec les dispositifs de récupération de l'énergie de la houle est qu'ils doivent pouvoir résister aux tempêtes. De plus, ils sont soumis à des corrosions importantes.

Actuellement, aucune réalisation industrielle hormis les bouées n'a vu le jour mais certains pays poursuivent les recherches.

Énergies éoliennes

par **Jean MARTIN**

Ingénieur de l'École nationale supérieure des arts et métiers

Bibliographie

Références de l'article

- [1] EDF et IGN. – *Carte des vents pour la France*. Direction des Etudes et Recherches et Direction de l'équipement (1980).
- [2] VADOT (L.). – *Étude synoptique des différents types d'éoliennes*. La houille blanche, mars-avril 1957.
- [3] SAVONIUS. – Brevet français n° 601.266 du 23 juil. 1925.
- [4] DARRIEUS. – Brevet français n° 604.390 du 9 oct. 1925.
- [5] TEMPLIN (R.J.). – *Aerodynamic performance theory for the NCR vertical axis wind turbine*. Rapport LTR LA 160 du Conseil National de Recherches du Canada, Ottawa, juin 1974.
- [6] STRICKLAND (J.M.). – *A performance prediction model for the Darrieus turbine*. 1st Intern. Symp. Wind Energy Systems, éd. BHRA, Cranfield, England (1976).
- [7] PARASCHIVOIU (I.). – *Aerodynamics loads and rotor performance for the Darrieus wind turbine*. 2nd AIAA Terrestrial Energy Systems Conference. Colorado Springs (USA) (1981).
- [8] READ (S.) et SHARP (D.J.). – *An extended multiple streamtube theory for vertical axis wind turbine*. Proc. 2nd B.W.E.A. Wind Energy Workshop, Cranfield. Multiscience, avril 1980.
- [9] COMOLET (R.). – *Éolienne Darrieus : théorie et performances*. Séminaire éolien, AFME Valbonne, nov. 1982.
- [10] HOLME (O.). – *A contribution to the aerodynamic theory of the vertical-axis wind turbine*. Proc. 1st Intern. Symp. Wind Energy Systems, Ed. BHRA, Cranfield, England (1976).
- [11] FANUCCI (J.R.). – *An investigation of rotation induced stresses of straight and curved vertical axis wind turbine*. Sandia Laboratories. SAND, 74.03.79 (1975).
- [12] STRICKLAND (J.M.). – *A vortex theory of the Darrieus turbine. An analytical and experimental data*. Sandia Laboratories, SAND, 79.70.058 (1980).
- [13] DRIVIERE (J.). – *Étude expérimentale d'une éolienne type Darrieus couplée à un convertisseur oléothermique*. 17^e Colloque d'Aérodynamique Appliquée, Grenoble (1980).
- [14] SCHON (J.P.), COMTE-BELLOT (G.) et CHARNAY (G.). – *Anémomètres à fil ou à film chaud*. Techniques de l'Ingénieur, R2272, traité Mesures et Contrôle (1994).
- Livres et revues**
- BETZ (A.). – *Die Windmühlen im Lichte neuerer Forschung*. Die Naturwissenschaften, Berlin, Heft 46, nov. 1927.
- BOISSON (A.). – *Aérodynamique du vol de l'avion*. Dunod (1969).
- BONNEFILLE (R.). – *Les réalisations d'Électricité de France concernant l'énergie éolienne*. La Houille Blanche n° 1 (1975).
- BREDECHE (Ph.) et BREUZARD (M.). – *Le vent : une inépuisable source d'énergie*. Éd. J. Grancher (1981).
- CHAMPLY (R.). – *Moteurs à vent*. Dunod (1933).
- CHILCOTT (R.). – *Notes on the development of the Brace Aircscrew Windmill as a prime mover*. Brace Institute Mc Gill University, Montréal (1969).
- COMOLET (R.), HARAJLI (L.), MERCIER DES ROCHETTES (P.) et YEZNASNI (A.). – *Sur l'épanouissement du flux à la traversée d'une éolienne Darrieus : théorie et expérience*. C.R. Acad. Sc. 28.06.1982.
- CUNTY (G.). – *Éoliennes et aérogénérateurs* – Guide de l'énergie éolienne. Édisud, la Calade (1982).
- DEKKER (Th. A.H.). – *Performance characteristics of some pair and stell bladed wind rotors*. Steering committee for windenergy in developing countries. Amersfoort The Netherlands, déc. 1977.
- ELDRIDGE (F.B.). – *Wind machines*. National Science Foundation Research. Applications Directorate, U.S. energy. Research and development (Washington), oct. 1975.
- GOLDING (E.W.). – *The generation of electricity by wind power*. E. et F. Spon Ltd, London (1976).
- LE GOURIERES (D.). – *Énergie éolienne, théorie, conception et calcul pratique des installations*. Éd. Eyrolles (1982).
- HLADIK (J.). – *Énergétique éolienne*. Éd. Masson et Presses de l'université du Québec (1984).
- LACROIX (G.). – *L'énergie du vent*. Revue de la Technique moderne, avril 1949.
- LANOIX (H.). – *Les aéromoteurs modernes*. Librairie Girardot (1947).
- LECHAPELLIER (P.). – *Le vent, les éoliennes et l'habitat*. Éd. Eyrolles (1981).
- MARTIN (J.). – *L'énergie éolienne demain*. Revue Ingénieurs et Techniciens, déc. 1974.
- MARUZLAZ (P.D.). – *Guide des implantations de petites éoliennes*. CSTB Nantes (1984).
- da MATHA SANT'ANNA (F.). – *Les moulins à vent et l'énergie de demain*. École Polytechnique de Montréal, Canada (1975).
- PRUNIERAS. – *Contribution à la mise au point des aérogénérateurs dans les établissements de signalisation maritime*. Mécanique et électricité, avril 1966.
- PUTNA (P.C.). – *Power from the wind*. Van Nostrand Reinhold Company (1947).
- ROGER (R.). – *Produire son énergie avec le vent*. Éd. La Lanterne (1981).
- SERRA (L.). – *Le vent en France et ses possibilités d'utilisation*. Direction des Études et Recherches d'Électricité de France, Revue La Météorologie, oct. déc. 1953.
- SHEFTER (Ya.I.). – *Wind powered machines*. Léo Kanner Associates, Redwood City California (traduit du russe en anglais) (1974).
- SIMMONS. – *Wind power*. Noyes data Corporation (1975).
- SOUTH (P.) et RANGI (R.S.). – *Rendement et rentabilité de l'éolienne à axe vertical conçue au Conseil National des Recherches*. Ottawa Canada (Congrès de l'American Society of Agricultural Engineers, 12 oct. 1974).
- SOUTH (P.) et RANGI (R.S.). – *An experimental investigation of a 12 ft diameter high speed vertical axis windturbine*. Rapport LTR-LA 166 du Conseil National de Recherches du Canada. Ottawa, avril 1975.
- TEMPLIN (R.J.). – *An estimate of the interaction of windmills in widespread arrays*. Rapport LTR-LA 171 du Conseil National de Recherches du Canada, Ottawa, déc. 1974.
- VADOT (L.). – *Le pompage de l'eau par les éoliennes*. La houille blanche, sept. 1957.
- VADOT (L.). – *La production d'énergie électrique par éoliennes*. La Houille Blanche, oct. 1958 et janv.-fév. 1959.
- Von FLACHSBART (O.). – *Messungen auf ebenen und gewölbten Platten*. Göttingen (1931).
- Proceedings of the first international symposium on wind energy systems. Éd. BHRA (1976).
- Second international symposium on wind energy systems. Éd. BHRA (1978).
- Third international symposium on wind energy systems. Éd. BHRA (1980).
- GIPE (P.). – *Wind Energy comes of ages* – John Wiley and sons, inc (1995).
- Colloque ADEME du 18 novembre 1993 à Dunkerque sur l'énergie éolienne.
- ANDRIEUX (T.). – *Étude d'une éolienne pour le chauffage d'une maison individuelle*. Thèse Université de Technologie de Compiègne (1994).
- Énergie éolienne – Rencontres et journées techniques à Sophia-Antipolis, ADEME, 1-2 oct. 1992.
- Le paysage éolien mondial. ADEME. Séminaire de contractants, Lastours, 19-20 sept. 1991.
- HELMER (J.M.). – *Modélisation d'éoliennes comportant des rotors avec pales déformables*. Rapport contrat ADEME (1992).

VERGNET. – *Description et résultats des essais de prototypes des pales en matériau composite fibre de carbone-Kevlar.* Rapport contrat ADEME (1991).

LERBET (J.). – *Dynamique d'un aérogénérateur à structure portante et pales souples.* Rapport contrat ADEME (1989).

NOEL (J.M.). – *Réalisation de l'étude des influences respectives des profils et des formes utilisées pour construire les pales sur la productivité des aérogénérateurs à calage variable.* Rapport contrat ADEME (1988).

CONNAY (A.). – *Wind to help nuclear make the non fossil quota.* Atom, janv. 1989.

POLO (J.F.). – *À la recherche de l'énergie idéale.* Hatier (1992).

Systèmes solaires, numéro 94/95 (1993).

Systèmes solaires, numéro 110, déc. 1995.

Pour la science, numéro spécial énergie n° 157, nov. 1990.

Fournisseurs

Éoliennes
École Technologie
Éolienne Humblot
Éotec
Poncelet et Cie
Proengin

SFER
Vergnet
Pales et supportage
Atoutvent
Petitjean

Normalisation

Association française de Normalisation (AFNOR)

E 50-001 12.56 Aérogénérateurs de petite puissante

Norme européenne

NF EN 150 9001 08.94

Système qualité. Modèle pour l'assurance de la qualité en conception, développement, production, installation et prestations associées.