



**HAL**  
open science

## Etat de l'art des aérogénérateurs

Bernard Multon, Olivier Gergaud, Hamid Ben Ahmed, Xavier Roboam,  
Stéphan Astier, Brayima Dakyo, Cristian Nikita

► **To cite this version:**

Bernard Multon, Olivier Gergaud, Hamid Ben Ahmed, Xavier Roboam, Stéphan Astier, et al.. Etat de l'art des aérogénérateurs. L'électronique de puissance vecteur d'optimisation pour les énergies renouvelables, Ed. NOVELECT - ECRIN, ISBN 2-912154-8-1, pp.97-154, 2002. hal-00674088

**HAL Id: hal-00674088**

**<https://hal.science/hal-00674088>**

Submitted on 24 Feb 2012

**HAL** is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

# ÉTAT DE L'ART DANS LES AÉROGÉNÉRATEURS ÉLECTRIQUES

*Bernard MULTON<sup>1</sup>, Olivier GERGAUD<sup>1</sup>, Hamid BEN AHMED<sup>1</sup>,  
Xavier ROBOAM<sup>2</sup>, Stéphan ASTIER<sup>2</sup>, Brayima DAKYO<sup>3</sup>, Cristian NICHITA<sup>3</sup>*

<sup>1</sup>LÉSIR Antenne de Bretagne de l'École Normale Supérieure de Cachan  
Campus de Ker Lann 35170 BRUZ [multon@bretagne.ens-cachan.fr](mailto:multon@bretagne.ens-cachan.fr)

<sup>2</sup>LEEI ENSEIHT Toulouse, <sup>3</sup>GREAH Université du Havre

## Résumé :

Cet état de l'art a pour objectif de décrire les diverses technologies et les principales caractéristiques des générateurs électriques pour aérogénérateurs en précisant bien les tendances (variation électronique de vitesse, entraînements directs). En outre, les ressources énergétiques éoliennes, les caractéristiques du vent et des turbines ainsi que le développement du marché des éoliennes sont présentés pour aider le lecteur à bien comprendre l'ensemble des contraintes techniques et économiques.

Mots clés : aérogénérateurs, énergie éolienne, technologie de générateur électrique, entraînements directs.

## **1- Historique - Ressources - Aspects économiques**

### **1.1- Contexte historique**

Très tôt, dans l'histoire des techniques, le vent a été exploité afin d'en extraire de l'énergie mécanique : pour la propulsion des navires dès l'antiquité (3000 ans Av. JC), pour les moulins (à céréales, olives...), le pompage ou, au Moyen Age, pour l'industrie (forges...). La conversion de l'énergie du vent en énergie mécanique est en effet relativement aisée, il faut « seulement » disposer d'un potentiel satisfaisant et résister aux caprices des vents excessifs. A part dans les régions plates, l'énergie hydraulique s'est ainsi souvent révélée plus intéressante, ce qui explique la situation actuelle où l'hydroélectricité est dominante parmi les sources renouvelables. En outre l'eau s'accumule facilement dans des réservoirs et permet de stocker de l'énergie. Vers le milieu du XIX<sup>ème</sup> siècle, il y avait environ 200 000 moulins à vent en Europe [Hau\_00], c'est principalement l'arrivée des machines à vapeur industrielles qui a initié leur déclin.

Ce n'est qu'à la fin du XIX<sup>ème</sup> siècle, lorsque l'électricité pris son essor, que l'aérogénération électrique fit ses premiers pas. Au Danemark, Poul La Cour fut, sans doute, le pionnier, il a associé une turbine éolienne à une dynamo en 1891. En France [Argan\_RGE82], contrairement à ce que la situation actuelle pourrait laisser penser, les recherches allèrent bon train dans les années 1920 (éolienne bipale de 20 m de diamètre, compagnie CEM) puis dans les années 1950-60 (tripale de 30 m et génératrice synchrone de 800 kW à Nogent le Roi, bipale de 35 m et génératrice asynchrone de 1 MW à Saint Rémy des Landes). En 1941, une éolienne bipale de 1250 kW (machine synchrone) était expérimentée aux USA dans le Vermont. En 1978, les Danois, aujourd'hui leaders dans le domaine, réalisèrent une machine tripale de 54 m pour une puissance de 2 MW. Les nombreuses réalisations expérimentales (notamment en Californie) et leurs avatars permirent de perfectionner les turbines, les systèmes de freinage d'urgence, les pilons et les divers dispositifs de contrôles et d'obtenir des aérogénérateurs viables et compétitifs à la fin du XX<sup>ème</sup> siècle. Diverses solutions de turbines furent explorées, notamment celles à axe vertical connue sous le nom de Darrieus (leur inventeur), mais ne subsistent aujourd'hui pratiquement plus que des machines à axe horizontal à 2 ou 3 pales.

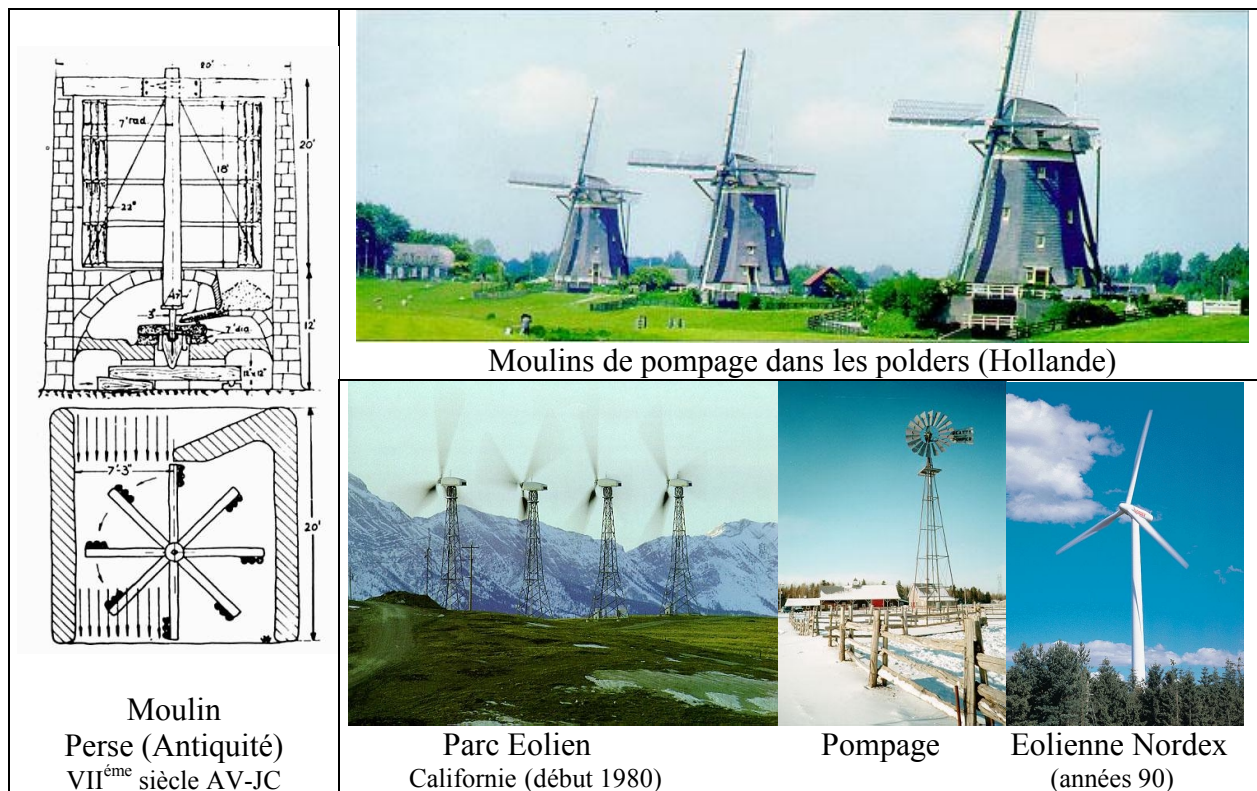


Figure 1.1.1 Evolution des dispositifs éoliens de l'Antiquité à nos jours (images [EoleWeb])

C'est principalement la crise pétrolière de 1974 qui relança les études et les expériences, cette fois à plus grande échelle : l'expérience californienne a été la première à grande échelle (le « Wind-rush ») au début des années 80, notamment avec des turbines de moyenne puissance (55 kW) et grâce à une incitation fiscale très volontariste. On passa ainsi de 144 machines (pour un total de 7MW) en 1981, à 4687 machines (386 MW) en 1985. Mais c'est vers la fin des années 1980 que le marché des systèmes raccordés au réseau a réellement décollé en Europe, dans le reste des USA et également en Asie et en Afrique du Nord. En Europe, les leaders furent les Danois, principalement à cause de leurs faibles ressources énergétiques classiques, aujourd'hui, ils conservent une très large avance au niveau mondial (plus de la moitié des systèmes éoliens vendus).

Dans les sites isolés, la rentabilité étant plus facile à obtenir, des petites éoliennes dans la gamme de quelques 100 W à quelques 10 kW sont commercialisées depuis plus longtemps. La baisse des coûts des cellules photovoltaïques permet aujourd'hui de construire des systèmes hybrides éoliens et photovoltaïques qui profitent de la fréquente complémentarité vent-soleil (réduction des coûts des batteries de stockage nécessaires en site isolé).

## **1.2- Ressources énergétiques du vent et évolutions de la production éolienne**

L'énergie éolienne sous-produit du rayonnement solaire représente une ressource énorme,  $30.10^{15}$  kWh, dont la part terrestre exploitable est estimée à une valeur comprise entre 5 et  $50.10^{12}$  kWh/an selon les sources et, certainement beaucoup plus si l'on considère les zones

offshore. Pour comparaison, en 2000, l'énergie primaire consommée par l'humanité a atteint environ  $140.10^{12}$  kWh et l'électricité produite  $15.10^{12}$  kW.h.

En France, on estime les ressources éoliennes exploitables annuellement à environ  $70.10^9$  kWh terrestres [EDF\_sept97] (même ordre de grandeur que l'hydraulique) pour environ 20 GW installés et  $500.10^9$  kWh offshore soit plus que la consommation intérieure actuelle d'électricité (environ  $400.10^9$  kWh).

Le potentiel offshore européen est estimé à plus de  $3 \cdot 10^{12}$  kWh/an, soit presque le double de la consommation européenne d'électricité. Le Danemark envisage de produire ainsi 40% de son électricité à l'horizon 2010.

Plus de **16 GW éoliens** étaient installés dans le monde fin 2000 [Obser\_Jan01], pour une **production annuelle estimée à  $30.10^9$  kWh** ; notons que la puissance installée était 1000 fois plus faible 1981 (15 MW). Les aérogénérateurs produisent ainsi environ 0,2% de l'électricité mondiale mais le taux de croissance est élevé et 10% de l'énergie électrique pourrait être d'origine éolienne vers 2020. Le coût de revient actuel est de 25 à 40 centimes/kW.h selon les sites, il a fortement décru au cours des années passées (Figure 1.3.5) et est devenu compétitif. Le premier pays en puissance installée est l'Allemagne avec 5432 MW en activité fin 2000. Au Danemark, 2300 MW sont déjà en service (2001) et fournissent 14% de la demande énergétique électrique nationale, ce pays produit d'ailleurs une grande part mondiale des turbines éoliennes. Aux USA 2500 MW sont en service. Au Maroc vers le détroit de Gibraltar, la centrale de Tétouan, mise en service en 2000, met en œuvre 84 éoliennes de 600 kW (2% de l'électricité produite au Maroc).

La France, après avoir pris un certain retard sur ce plan (69 MW installés fin 2000), a lancé en 1996 le programme ÉOLE 2005 dans lequel on prévoit l'installation de 250 à 500 MW d'éoliennes d'ici 2005 (soit 500 à 1000 éoliennes de 500 kW). En septembre 2000, le Premier Ministre a fixé un nouvel objectif de 3000 MW pour 2010. Enfin, en mai 2001, un prix de rachat attractif du kWh éolien français a été décidé [Obser\_Mai01], il permettra, grâce à un tarif fonction des performances du site de production, de mieux répartir les aérogénérateurs sur le territoire national. La figure 1.2.2 donne les tarifs de rachat pour les 1500 premiers MW signés et pour les suivants (un peu moins avantageux).

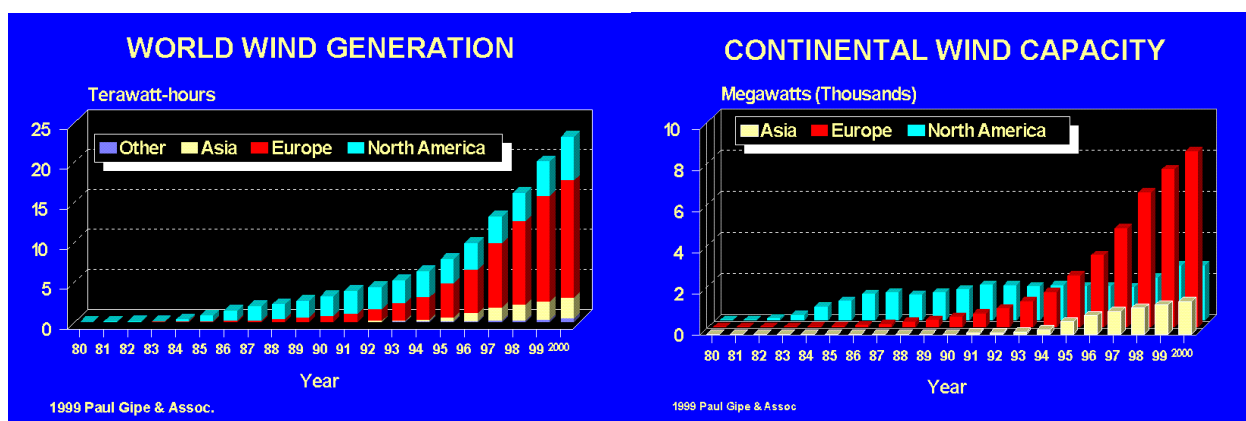


Figure 1.2.1 Evolution de la production et de la puissance installée [PaulGippe]

Attention, la caractérisation des centrales éoliennes est souvent faite en watts, or c'est plutôt l'énergie produite qui nous intéresse. Les watts installés correspondent à des watt-heures mais malheureusement pas avec un taux d'utilisation à la pleine puissance comparable à celui des centrales nucléaires. En moyenne, la production est équivalente à environ 2000 heures par an à la pleine puissance en onshore et environ 3000 heures en offshore. Bien



sûr, les valeurs spécifiques dépendent totalement des sites de production (vitesse moyenne et fluctuations des vents).

Comme le coût de l'installation connectée au réseau est principalement lié à la puissance maximale, l'amortissement sera d'autant plus rapide que l'énergie produite annuellement sera élevée. En site isolé, la situation est différente car les systèmes de stockage d'électricité coûtent très cher, la régularité de la production est toute aussi importante que l'énergie globalisée annuellement.

La figure 1.2.2 donne le tarif de rachat de l'énergie éolienne en France redéfini en 2001. Il est défini pour des contrats de 15 ans dans lesquels le kWh est 55 centimes (de Franc) durant les 5 premières années, ensuite, sur la base de la production réelle, il est réajusté selon l'énergie annuelle (quantifiée en heures équivalentes de production à pleine puissance). L'objectif est de favoriser l'implantation d'éoliennes dans les zones moyennement ventées ou d'éviter une prolifération excessive dans les zones favorisées (litoral, etc...).

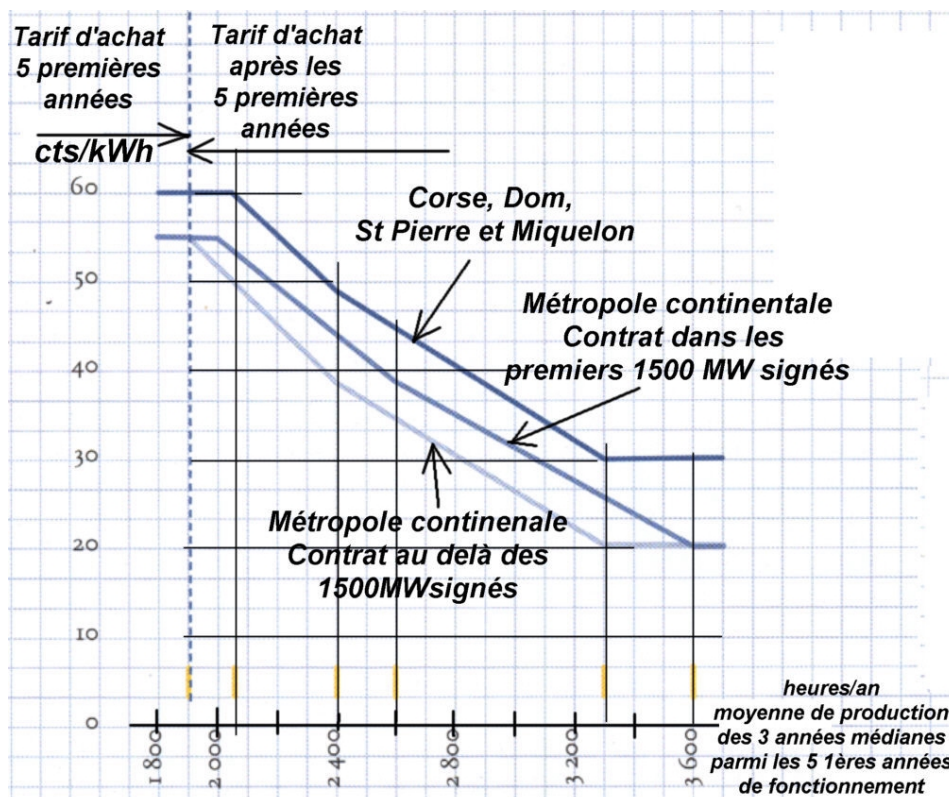


Figure 1.2.2 Barèmes de rachat du kWh éolien en France définis le 29 mai 2001 [Obser\_Mai01]. (les 5 premières années le tarif est constant puis, selon les résultats de production obtenus, il est adapté pour les 10 années suivantes).

### **1.3- Machines de forte puissance : une filière économique en plein développement**

L'essentiel des données présentées dans ce paragraphe sont issues de l'Observatoire des Energies Renouvelables (Observ'ER) et notamment de la revue *Systemes Solaires de janvier 2001* [Obser\_Jan01]. La croissance de la puissance installée en « grand éolien » est d'environ 30% par an et on prévoit objectivement plus de 40 GW totalisés en 2004 dans le monde dont 30 GW en Europe. La figure 1.3.1 montre les prévisions de développement en puissance installée en Europe comparée aux objectifs du Livre Blanc [CEE\_LivreBlanc] : la tendance dépasse les vœux.

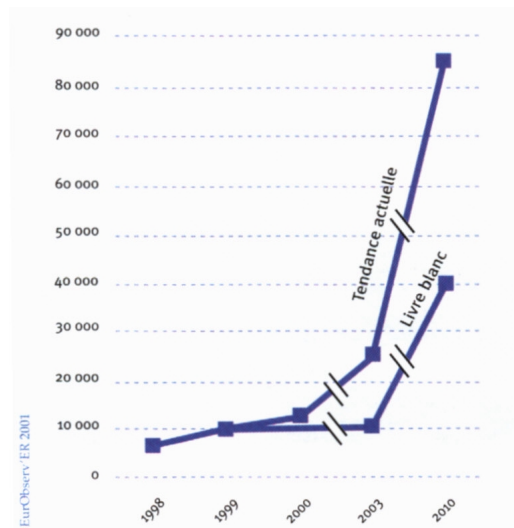


Figure 1.3.1 : Croissance de la puissance installée en Europe [Obser\_Jan01]

Les tableaux de la figure 1.3.2 montrent la répartition mondiale et européenne ainsi que le très fort taux de croissance du marché.

Zone géographique	1999	2000	Croissance 99/2000	Croissance en %
Union européenne	9 392	11 930	2 538	27
Reste de l'Europe	51	62	11	10,7
<b>Total Europe</b>	<b>9 443</b>	<b>11 992</b>	<b>2 549</b>	<b>27</b>
États-Unis	2 492	2 568	76	3
Canada	127	140	13	10,2
Mexique	3	5	2	66,7
<b>Total Am. du Nord</b>	<b>2 622</b>	<b>2 713</b>	<b>91</b>	<b>3,5</b>
Inde	1 095	1 150	55	5
Chine	182	302	120	65,9
Autres pays d'Asie	78	164	86	102
<b>Total Asie</b>	<b>1 355</b>	<b>1 616</b>	<b>261</b>	<b>19,3</b>
Reste du monde	171	301	130	76
<b>Total Monde</b>	<b>13 591</b>	<b>16 622</b>	<b>3 031</b>	<b>22,3</b>

Pays	1999	2000	Croissance 1999/2000	Croissance en %
Allemagne	4 445	5 432	987	22,2
Danemark	1 742	2 281	539	30,9
Espagne	1 530	2 235	705	46,1
Pays-Bas	410	444	34	8,3
Royaume-Uni	356	391	35	9,8
Italie	286	350	64	22,4
Suède	220	231	11	5
Grèce	158	189	31	19
Portugal	60	100	40	66,7
Irlande	73	86	13	17,8
France	23	69	46	200

	Autriche	Finlande	Luxembourg	Belgique	Total
	33	38	9	9	9 392
	61	38	10	13	11 930
	28	0	1	4	2 538
	84,8	0	11,1	0,4	27

Puissance éolienne installée dans le monde fin 2000 (en MW)

Puissance éolienne installée dans l'Union européenne fin 2000 (en MW)

Figure 1.3.2 [Obser\_Jan00]

Le développement de l'énergie éolienne, outre ses avantages environnementaux, présentent des opportunités économiques (fabrication des équipements, emplois directs et indirects). Au Danemark, où 14% de l'électricité est déjà éolienne, cela a été compris très tôt, en témoigne leur industrie florissante : sur les 4000 MW de turbines vendues et installées dans le monde en 1999, 2200 MW étaient danoises, pour un montant de 11 milliards de Francs, hors coût d'installation et d'infrastructure (voir figure 1.3.3) [WindPower]. Le Royaume Uni souhaite également se lancer dans la course [BWEA\_rep98], notamment dans la production offshore [OWEN]. Les Etats Unis d'Amérique sont également conscients du formidable marché des technologies associées [NREL\_99].

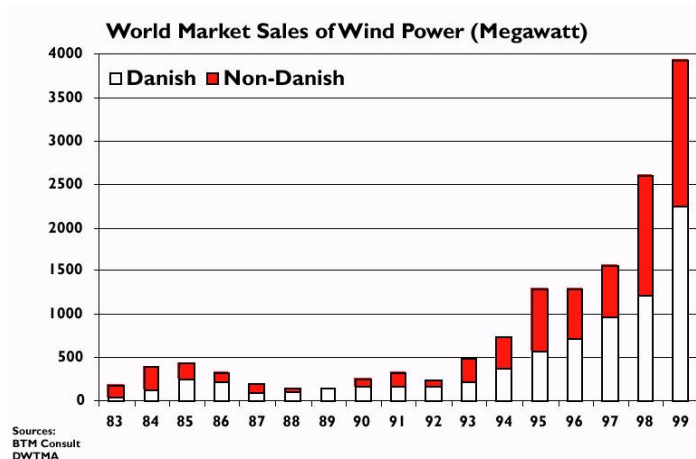


Figure 1.3.3 : Croissance du marché des aérogénérateurs [OWEN]

Le tableau de la figure 1.3.4 montre les constructeurs de grandes éoliennes et leurs plus puissantes réalisations commerciales. Celui de la figure 1.3.6 met en évidence l'accroissement de la puissance moyenne par éolienne. En 2000, la puissance moyenne des nouvelles éoliennes installées atteint 800 kW.

Machine	Capacité (en MW)	Diamètre du rotor (en m)
Vestas V80 (3 versions)	2	
	2,5	
	3	80
Nordex N80	2,5	80
Tacke/Enron	2	80
Vestas V66 (2 versions)	1,75	
	2	66
NEG Micon NM 2000	2	72
Bonus 2 MW	2	70-77
Enercon E-70	1,8	70
DeWind D6	1,25	62-64

Evolution de la puissance moyenne des éoliennes installées chaque année (en kW) / Evolution of average power of wind turbines installed each year (in kW)

Année	Danemark	Allemagne	Espagne	Suède	G.B	U.S.A
1992	215	185	125	212	361	223
1993	248	254	200	247	320	149
1994	364	371	320	412	469	336
1995	493	473	297	448	534	327
1996	531	530	420	459	562	511
1997	560	623	422	550	514	707
1998	687	783	504	590	615	723

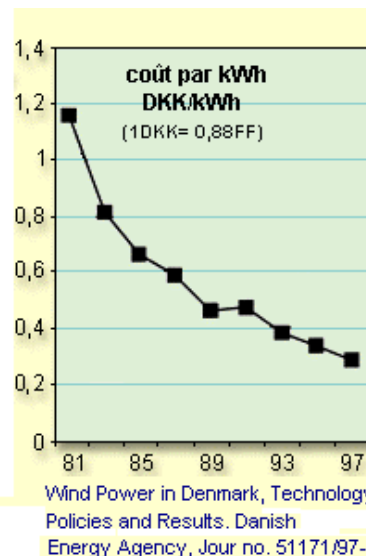
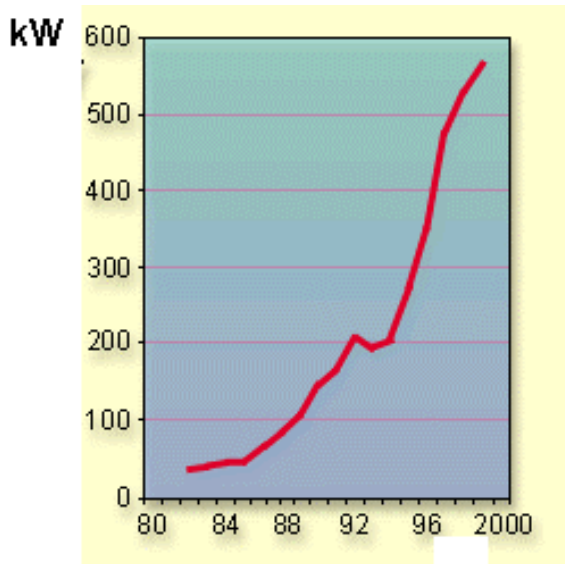
BTM Consult

Figure 1.3.4 : à gauche [Obser\_Jan01] machines de forte puissance mise en service en 2000, à droite [Obser\_Jan00]

Toutes ces grandes éoliennes fonctionnent au fil du vent, c'est-à-dire qu'elles produisent en permanence le maximum permis par le système, c'est le réseau qui « stocke » ou plutôt qui s'adapte. Cela n'est, bien entendu, viable que si la proportion d'énergie éolienne reste faible – de l'ordre de 10% – au-delà, il sera probablement nécessaire de disposer de systèmes de stockage.

Dans les petites puissances (quelques 100 W à quelques 10 kW), presque toujours en site isolé, la situation est différente car des batteries se trouvent en tampon et peuvent être rechargées. Si les accumulateurs sont remplis, le surplus d'énergie n'est généralement pas utilisé.

L'accroissement de la puissance moyenne des éoliennes et du volume des ventes (18 MW cumulés en 1981 et 10 GW en 1998) a conduit à une forte baisse du coût de production du kWh éolien et à des retours d'investissement de plus en plus courts. Selon les tarifs de rachat, le temps de retour est compris entre 4 ans (Allemagne) et 10 ans (Canada), en France, il varie entre 6 et 7 ans.

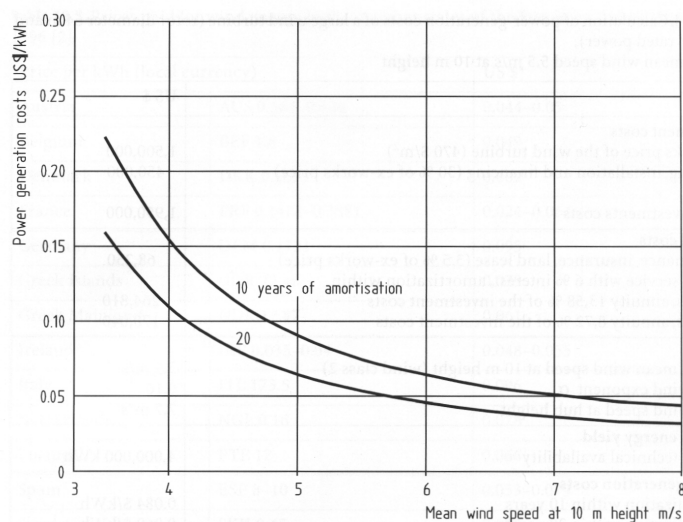


Energi & Miljø Data for the Danish Energy Agency.

Evolution de la puissance moyenne unitaire des machines et baisse des coûts du kWh  
(conditions : amortissement sur 20 ans, taux d'intérêt : 5%/an)

Figure 1.3.5 [LIOR]

Le prix de revient du kWh est fonction de la vitesse du vent sur le site de production. La figure 1.3.6 [Hau\_00] montre, pour deux durées d'amortissement et pour une machine de 500 kW, le prix de revient du kWh en fonction de la vitesse moyenne du vent.



Power-generation costs of a medium-sized wind turbine with 40 m rotor diameter and 500 kW rated power in dependency of the annual mean wind speed at 10 m height and the amortization time

Figure 1.3.6 [HAU\_00] : prix de revient du kWh éolien



## 1.4- Un potentiel énorme encore peu exploité : l'éolien offshore

On considère, comme systèmes offshore éoliens, des fermes éloignées de 10 à 50 km des côtes pour des puissances de quelques 100 MW. La figure 1.4.1 montre des photos de la première ferme éolienne offshore mise en service en 1991 en mer Baltique sur les côtes du Danemark.



Figure 1.4.1 La première ferme éolienne offshore : 11 X 450 kW (1991, Vindeby)

En 1998, on comptait déjà plus de 500 MW de projets en Europe (Figure 1.4.2) et ce chiffre a considérablement augmenté depuis. En 2000, au large de Copenhague (Middlegrund), une ferme offshore de 40 MW (20 machines de 2 MW) a été mise en service dans des eaux dont la profondeur est comprise entre 5 et 10 m. L'expérience cumulée depuis 10 ans permet d'envisager un sérieux décollage de cette filière de production d'électricité.



### Key to Semi and Offshore Sites

#### Existing:

A	Lely (Neth)	2.0 MW
B	Dronten (Neth)	11.4 MW
C	Tuno Knob (Denmark)	5.0 MW
D	Vindeby (Denmark)	4.95MW
E	Gotland (Sweden)	2.5MW

#### Proposed:

1	Mouth of the Western Scheldt River (Holland)	100 MW
2	Ijmuiden (Holland)	100 MW
3	Horns Rev (Denmark)	600 MW
4	Laeso (Denmark)	2350 MW
5	Omo Stalgrunde (Denmark)	300 MW
6	Gedser Rev (Denmark)	15 MW
7	Rodsand (Denmark)	600 MW
8	Lillgrund Bank (Sweden)	48 MW
9	Barseback (Sweden)	750 MW
10	Gunfleet Bank (UK)	30 MW
11	Scroby Sands (UK)	35 MW
12	Blyth Offshore (UK)	1.5 MW

Figure 1.4.2 Fermes éoliennes offshore existantes en 1998 et projets [BWEA\_rep98]



Pour la réalisation de ces fermes éoliennes, en proche offshore, les mâts sont montés sur des fondations ancrées dans le fond, mais lorsque l'on s'éloigne des côtes, il devient difficilement concevable de conserver ces moyens. C'est ainsi que s'est développé le concept d'offshore flottant, issu de la technologie des plates-formes pétrolières.

Les architectures de conversion d'énergie sont souvent spécialement adaptées pour les fermes éoliennes offshore. Par exemple, ABB propose dans son projet d'éolienne offshore  $P > 3\text{MW}$ /turbine de redresser localement (redresseur à diode) et de transporter le courant total de la ferme en continu pour le connecter finalement au réseau via un onduleur unique basé sur station terrestre.

Les compagnies d'électricité danoise ont annoncé une planification d'installations offshore de 4000 MW dans les prochaines années pour une énergie produite annuellement de  $13,5 \cdot 10^9$  kWh (soit 3400 h équivalente de pleine production et 40% de la consommation électrique actuelle du Danemark).

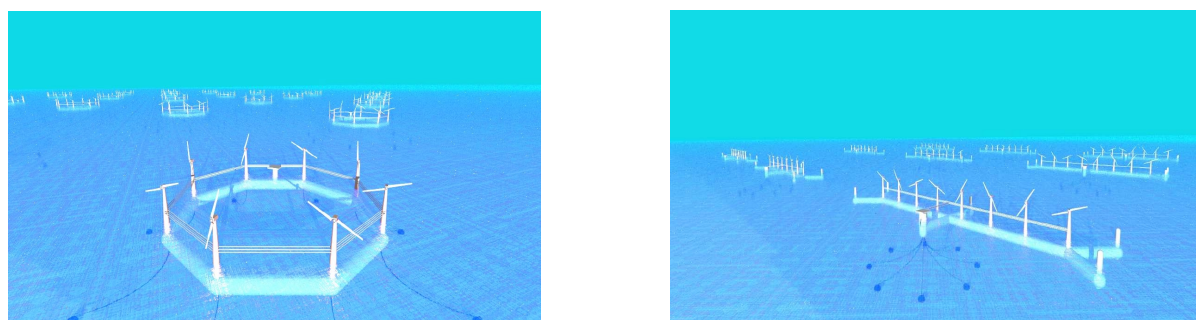


Figure 1.4.3 Concept d'offshore flottant [Hender\_EWEA99]

### **1.5- Les machines de puissance inférieure à quelques 10 kW**

Aujourd'hui, ce marché est dominé par deux grands secteurs d'application : la production d'énergie en site isolé, éventuellement en complément des systèmes photovoltaïques et les bateaux voire les véhicules de loisir (caravane, camping). De nombreux petits constructeurs se partagent ce marché (voir liste en annexe).

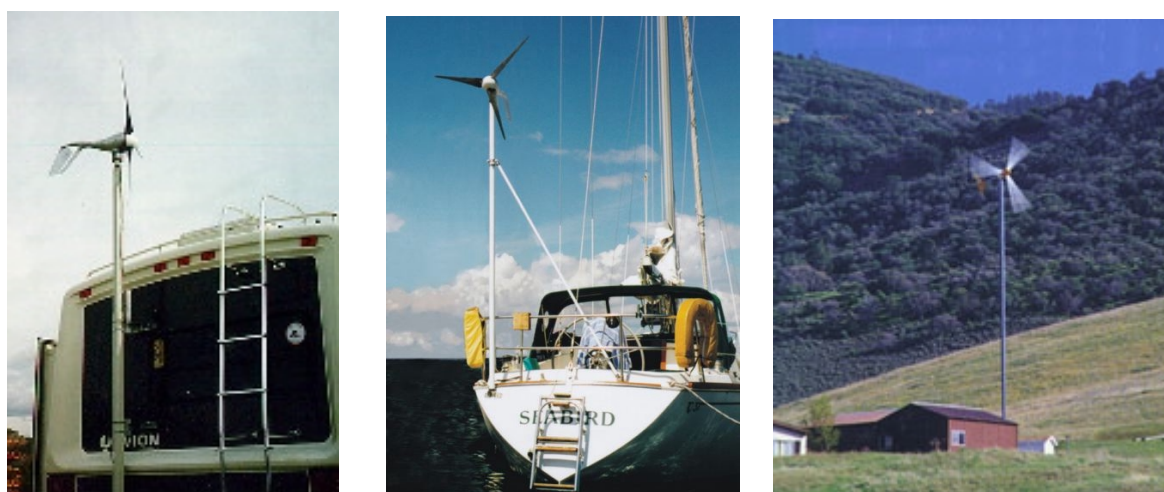


Figure 1.5.1 Applications des petites éoliennes (loisirs, sites isolés)

## 2- Les caractéristiques du vent et des turbines : aspects aérodynamiques

### 2.1- Puissance récupérable par une turbine

L'énergie éolienne provient de l'énergie cinétique du vent. En effet, si nous considérons une masse d'air,  $m$ , qui se déplace avec la vitesse  $v$ , l'énergie cinétique de cette masse est :

$$E_c = \frac{1}{2}mv^2 \quad (1)$$

Si, pendant l'unité de temps, cette énergie pouvait être complètement récupérée à l'aide d'une hélice qui balaie une surface  $A$ , située perpendiculairement à la direction de la vitesse du vent, la puissance instantanée fournie serait, alors :

$$P_v = \frac{1}{2}\rho Av^3 \quad (2)$$

où  $\rho$  est la masse volumique de l'air.

Cependant, le dispositif de conversion extrait une puissance  $P_e$  inférieure à la puissance incidente  $P_v$ , à cause de la vitesse non nulle des masses d'air derrière l'aéromoteur [EGG\_87]. On définit alors, le coefficient de puissance de l'aéromoteur par la relation :

$$C_p = \frac{P_e}{P_v} ; \quad C_p < 1 \quad (3)$$

Ce coefficient caractérise l'aptitude de l'aérogénérateur à capter de l'énergie éolienne. La puissance correspondante est donc donnée par :

$$P_e = \frac{1}{2}\rho\pi \cdot R^2 \cdot v^3 \cdot C_p \quad (4)$$

où  $R$  est le rayon de l'hélice.

On peut estimer la valeur maximale de ce coefficient, donc la puissance maximale qui peut être récupérée avec une turbine éolienne, en s'appuyant sur la théorie Rankine - Froude de l'hélice dans un fluide incompressible. C'est la valeur maximale de ce coefficient qui correspond à la limite dénommée la limite de Betz (théorie de Betz années 1920) du coefficient de puissance [GOUR\_82] :

$$C_{p_{\max}} = \frac{16}{27} = 0,593 \quad (5)$$

La valeur du coefficient de puissance  $C_p$  dépend de la vitesse de rotation de la turbine et peut s'exprimer en fonction de la vitesse spécifique  $\lambda$  :

$$C_p = C_p(\lambda) \quad (6)$$

avec :

$$\lambda = \frac{R\Omega}{v} \quad (7)$$

où  $R\Omega$  est la vitesse linéaire périphérique en bout de pale de l'hélice.

La courbe  $C_p(\lambda)$  passe un maximum  $\lambda_{max}$ , compris entre 5 et 16 environ, selon le nombre de pales de la turbine et c'est seulement pour cette valeur que  $C_p$  approche la valeur de  $16/27$ .

On peut définir la notion de rendement aérodynamique de l'éolienne par le rapport :

$$\eta_a = \frac{C_p}{C_p^{max}} = \frac{C_p}{0.593}$$

qui est représentatif de la « qualité aérodynamique » de l'éolienne.

La figure 2.1.1 montre l'évolution du coefficient de puissance  $C_p$  pour des turbines réelles à axe horizontal à 1, 2, 3 et 4 pales [Hau\_00], notons que sa valeur reste bien en dessous de la limite de Betz (0,59). Ces courbes dépendent pratiquement du profil des pales.

Si on considère la machine tripale, on peut dire que son coefficient de puissance est maximal pour  $\lambda \cong 7$ , c'est-à-dire une vitesse périphérique en bout de pale égale à 7 fois la vitesse du vent. C'est pour une telle vitesse normalisée que l'on maximise le rendement aérodynamique. A diamètre et vitesse de vent donnés, une bipale devra avoir une vitesse de rotation plus élevée qu'une tripale.

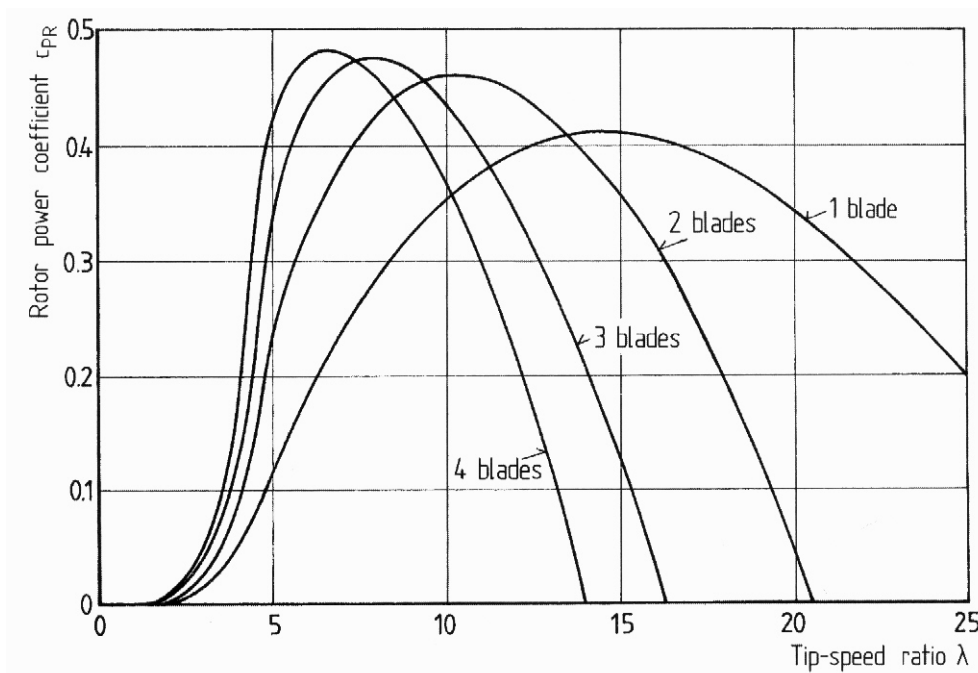


Figure 2.1.1

Coefficient aérodynamique de puissance en fonction de la vitesse de rotation normalisée  $\lambda$  [Hau\_00]

Un fonctionnement à vitesse de rotation variable, selon la vitesse du vent, permet de rester sur le maximum de la courbe.

Pratiquement la puissance récupérable ne dépasse pas 60 à 70% de la valeur de maximale (0,59) à cause des divers rendements successifs de la chaîne de conversion.

Si on fait le calcul avec une masse volumique de l'air égale à  $1,2 \text{ kg/m}^3$ , on obtient, pour une vitesse moyenne de vent de  $6 \text{ m/s}$ , une puissance par unité de surface balayée de  $77 \text{ W/m}^2$ , soit une énergie annuelle de  $670 \text{ kW.h/m}^2$ .

La productivité moyenne des aérogénérateurs danois valait environ  $500 \text{ kW.h/m}^2$  au début des années 80 et atteint  $900 \text{ kW.h/m}^2$  à la fin des années 90.

## **2.2- Turbine éolienne – Principaux paramètres**

Dans la technologie concernant les dispositifs de conversion d'énergie, il existe deux grandes catégories d'éoliennes, qui se réfèrent à la disposition géométrique de l'arbre sur lequel est montée l'hélice [WAL\_97] :

- les turbines éoliennes à axe horizontal ;
- les turbines éoliennes à axe vertical.

Leurs performances et leur fiabilité sont, aujourd'hui, le résultat d'améliorations importantes :

- dans les technologies de conception structurelle [WAL\_97][SPE\_94] ;
- dans l'utilisation des nouveaux matériaux pour la construction des pales de la turbine ;
- dans le domaine de l'ingénierie mécanique et électrique.

**C'est ainsi que l'on fabrique maintenant des éoliennes de puissances supérieures au MW (Citons, en exemple, la turbine américaine Mod 5-B qui a une puissance de 3.2 MW et une hélice dont le diamètre est de 97.5 m [SPE\_94]).**

Le tableau 1 suivant propose une classification des turbines éoliennes selon leur puissance délivrée et le diamètre de leur hélice [SPE\_94].

<b>Echelle</b>	<b>Diamètre de l'hélice</b>	<b>Puissance délivrée</b>
petite moyenne grande	moins de 12 m 12 m à 45 m 46 m et plus	moins de 40 kW de 40 kW à 999 kW 1.0 MW et plus

**Tableau 1 : Classification des turbines éoliennes.**

La plupart des éoliennes, actuellement installées, utilisent des turbines éoliennes à axe horizontal. Leurs caractéristiques géométriques les plus importantes sont présentées dans la figure 2.2.1.

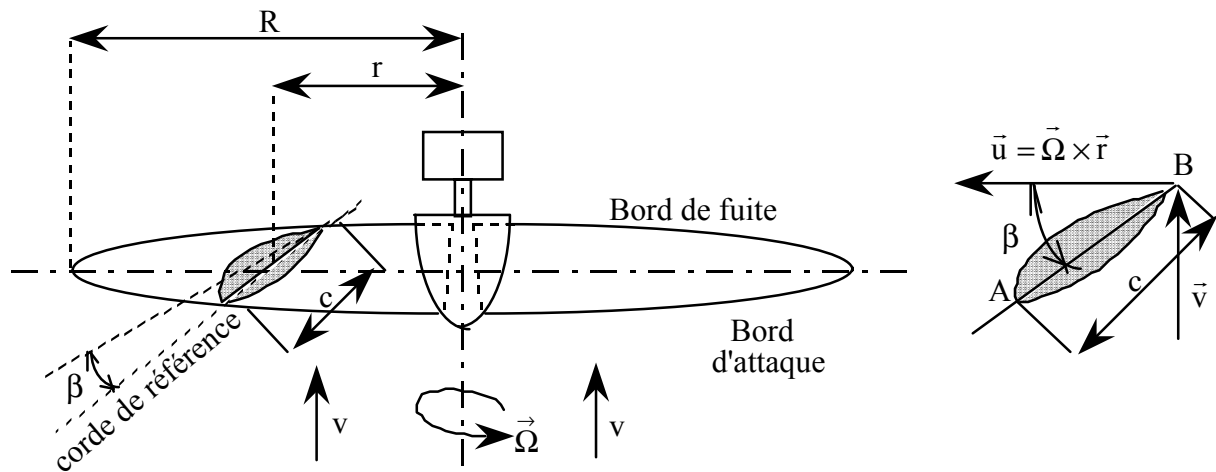


Figure 2.2.1. Turbine éolienne à axe horizontal à deux pales

Une section de la pale, située à la distance  $r$  de l'axe de la turbine, est définie par [GOUR\_82][FRE\_90] :

- le profil, c'est-à-dire la forme de la section,
- l'axe de référence  $AB_x$  qui est généralement la corde du profil,
- l'angle de calage  $\beta$ , entre l'axe de référence du profil et le plan de rotation (le plan perpendiculaire à l'axe de rotation).

La largeur de la pale notée  $c$ , à la distance  $r$  de l'axe de l'hélice coïncide avec la largeur de la corde du profil. La variable  $c$  dépend du rayon  $r$  et la fonction  $c(r)$  définit la forme de la pale, représentée dans le plan de l'hélice.

L'angle de calage  $\beta$  dépend du rayon  $r$  : il est grand à  $r = R_b$  ( $R_b$  est le rayon du moyeu) et diminue vers l'extrémité de la pale.

La torsion spécifique de la pale est définie par le rapport :  $\frac{\beta(R_b) - \beta(R)}{R}$ , elle est de l'ordre de  $1^\circ$  à  $2^\circ$  par mètre.

Le pas d'une section de rayon  $r$  est défini par la relation :  $H_z = 2\pi r \operatorname{tg}\beta(r)$

Le pas conventionnel géométrique de l'hélice est le pas de la section au rayon  $r = 0,7 R$ . Par convention, cette section est appelée section de base.

Une hélice est à pas variable ou à calage variable quand l'orientation de la pale par rapport au moyeu est réglable pendant le fonctionnement.

Le choix du nombre de pales résulte d'un compromis entre, d'un côté, le rendement aérodynamique et un bon équilibrage de la structure tournante et, de l'autre, le coût. Un faible nombre de pales produit, en effet, un couple de torsion du mât particulièrement élevé, la figure 2.2.2 montre l'influence du nombre de pales sur le couple de torsion du mât.



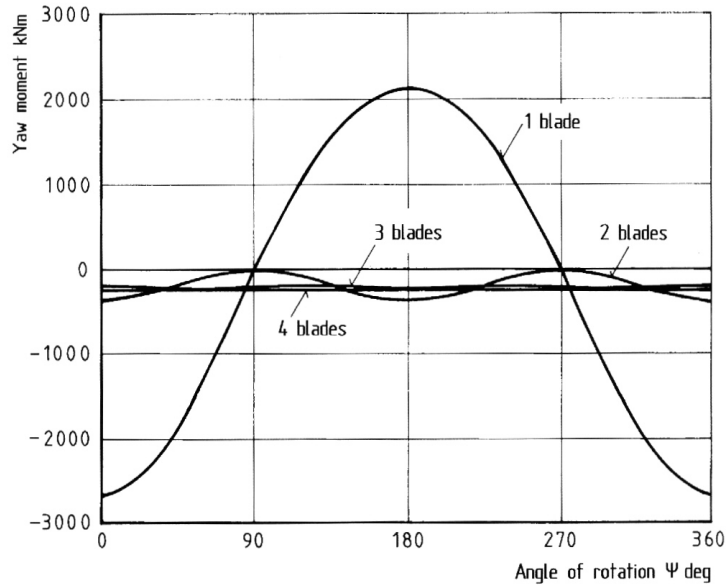


Figure 2.2.2 Couple de torsion sur le mât en fonction de l'angle de rotation pour différents nombres de pales [Hau\_00]

### 2.3- Caractérisation du vent

Pour la production en site isolé mais également pour la gestion du réseau électrique lorsque les aérogénérateurs sont couplés au réseau, il est nécessaire de connaître les statistiques de vitesse du vent tout au long de l'année. Cela requiert une caractérisation préalable des sites sur au moins une année et une mise à jour continue des bases de données. La figure 2.3.1 montre un exemple de répartition annuelle de l'énergie du vent en fonction de la période de fluctuation, ce qui fait apparaître différentes périodes typiques : les saisons, les jours, les turbulences mais également des perturbations.

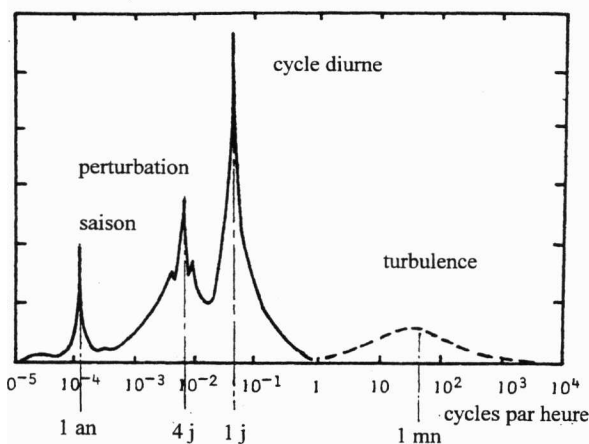
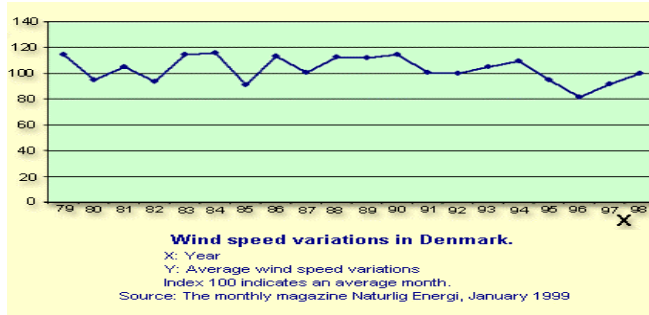
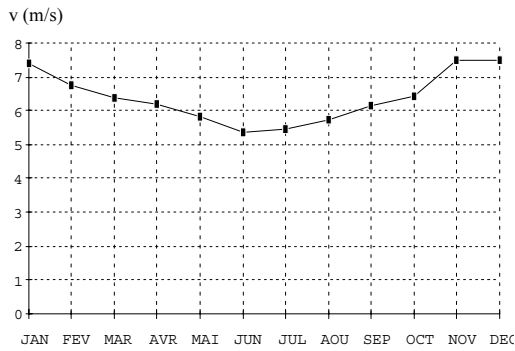


Figure 2.3.1 : Exemple de densité spectrale de l'énergie du vent [Diveux\_00]

Si l'on se préoccupe seulement de l'amortissement d'un système connecté au réseau et pour lequel le tarif de rachat de l'énergie produite est indépendant du temps, les caractéristiques moyennées peuvent suffire.

Les systèmes de conversion de l'énergie éolienne doivent être adaptés aux caractéristiques du potentiel éolien de la zone de fonctionnement, qui sont déterminées dans une étape précédente à la conception de la centrale éolienne [NICH\_94].



a : Moyennes mensuelles

b : Moyennes annuelles

Figure 2.3.2 Evolutions de la vitesse du vent

La figure 2.3.2a donne la répartition annuelle des vitesses moyennes sur un site pour une période donnée [EGG\_87]. Comme la plupart des éoliennes démarrent à une vitesse de vent supérieure à 3 m/s, on remarque, sur cette figure, que l'exploitation de l'énergie éolienne est favorable pour le site, car les moyennes mensuelles du vent restent supérieures à 5m/s. On peut également observer des variations selon les années, la figure 2.3.2b montre de telles évolutions sur 20 ans [LIOR].

#### Caractéristique de répartition de la vitesse du vent

En disposant d'un ensemble N de valeurs mesurées de la vitesse du vent on détermine l'histogramme de la vitesse du vent (la courbe de distribution des vitesses du vent – figure 2.3.3) et la caractéristique des fréquences cumulées (la caractéristique de répartition de la vitesse du vent – figure 2.3.4).

Sur la figure 2.3.4 les fréquences sont cumulées :

$$F_1 = f_1 \text{ pour l'intervalle } [0, \Delta v],$$

$$F_2 = f_1 + f_2 \text{ pour l'intervalle } [0, 2\Delta v], \text{ etc.}$$

On a adopté  $\Delta v = 1\text{m/s}$ .

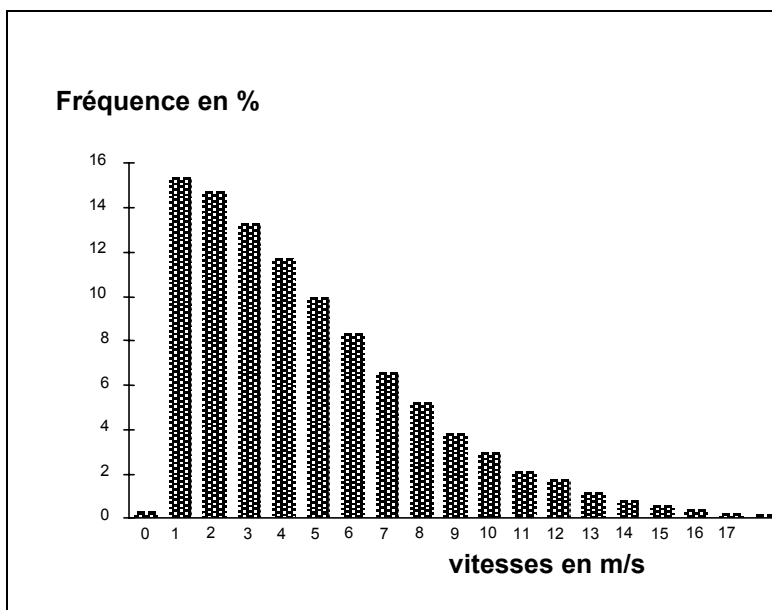


Figure 2.3.3  
Courbe de distribution des vitesses  
du vent

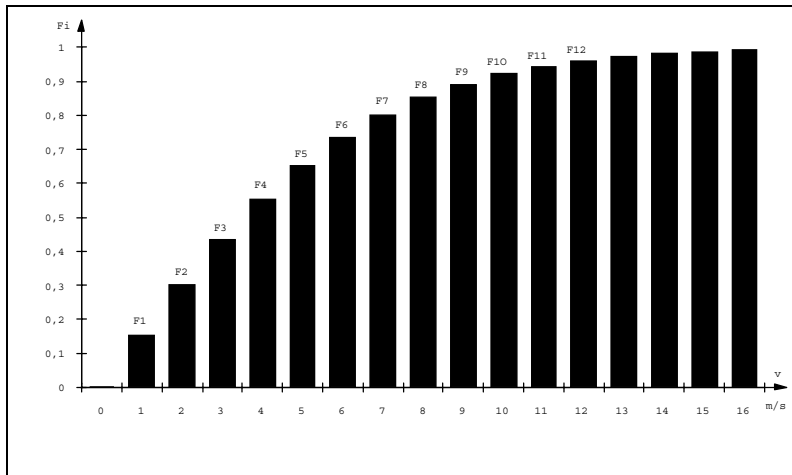


Figure 2.3.4 Caractéristique des fréquences cumulées de la vitesse du vent

Si  $N \rightarrow \infty$  et  $\Delta v \rightarrow dv$ , la fréquence  $f_i$  et la fréquence cumulée  $F_i$  tendent, respectivement, vers la fonction de densité de probabilité  $f(v)$  et vers la fonction de répartition  $F(v)$ . On rappelle que la fonction de répartition  $F(v)$  est la probabilité que la vitesse du vent soit inférieure à une certaine valeur  $v$  et que la densité de probabilité  $f(v)$  est la dérivée de  $F(v)$  :

$$f(v) = \frac{dF(v)}{dv} \quad (8)$$

Parmi les distributions utilisées dans les modèles statistiques, la distribution de Weibull s'est avérée appropriée pour la description des propriétés statistiques du vent [GOUR\_82].

La fonction de répartition Weibull à deux paramètres  $c$  et  $k$  s'écrit :

$$F(v) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (9)$$

En utilisant la relation (8), il résulte la fonction de la densité de probabilité  $f(v)$  :

$$f(V) = \left(\frac{k}{V}\right)\left(\frac{V}{c}\right)^k \cdot e^{-\left(\frac{V}{c}\right)^k} \quad (10)$$

avec :

- $k$  paramètre de forme caractérise la répartition du vent,
- $c$  paramètre d'échelle caractérise la vitesse du vent (plus  $c$  est élevé plus l'énergie se trouve dans les hautes vitesses)
- $V$  vitesse du vent « instantanée » (moyennée sur 10 mn).

La plupart des sites éoliens ayant une vitesse de vent qui respecte la distribution de Weibull [Patel\_99] avec un paramètre de forme  $k=2$ , on définit la distribution de **Rayleigh** (Weibull avec  $k = 2$ ) qui est plus simple à manipuler :

$$h = 2\lambda^2 \cdot V \cdot e^{(-\lambda V)^2} \quad (11)$$

La vitesse moyenne annuelle divisée par le nombre d'heures total annuel (8760h/an) peut être définie de la façon suivante :

$$V_{\text{moy}} = \frac{1}{8760} \int_0^{\infty} f(V) \cdot dV \quad (12)$$

La vitesse moyenne, dans ce modèle, vaut :  $V_{\text{moy}} = c \cdot \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)$

La fonction  $\Gamma$  est définie par :  $\Gamma(x) = \int_0^{\infty} \exp(-t) t^{x-1} dt$

Avec le modèle de *Rayleigh*, on a très simplement :  $V_{\text{moy}} = 0.9 \cdot c$

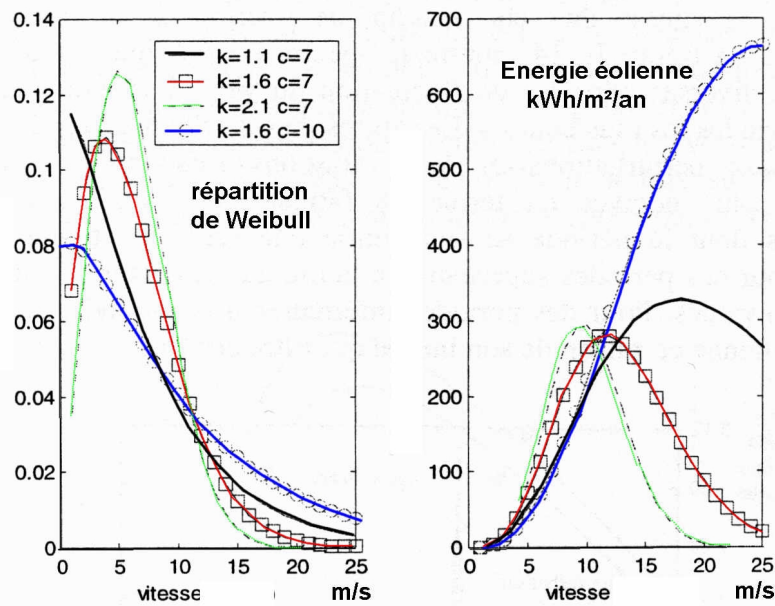


Figure 2.3.5

Distribution de la vitesse du vent et de l'énergie correspondante pour différents couples de paramètres de la distribution [Diveux\_TH00]

La vitesse du vent est également fonction de l'altitude, la loi (empirique) de Davenport et Harris exprime cette dépendance :

$$\frac{V}{V_0} = \left[ \frac{Z}{Z_0} \right]^\alpha \quad \text{avec } \alpha \text{ compris entre } 0,1 \text{ et } 0,4 \text{ (} 0,1 \text{ correspond à la mer, } 0,16 \text{ à une plaine,}$$

0,28 à une forêt et 0,4 à une zone urbaine), la modélisation est valable s'il n'y a pas de changement de rugosité en amont ( $\alpha$  constant).

$$\text{Alors la puissance dépend de l'altitude } Z : \frac{P}{P_0} \cong \left[ \frac{Z}{Z_0} \right]^{3 \cdot \alpha} .$$

Compte tenu des turbulences produites par les éventuelles irrégularités au sol d'une hauteur  $h_p$ , il est recommandé que la zone balayée par la turbine soit au-dessus de  $3 \cdot h_p$  et qu'elle soit située à une distance supérieure à  $20 \cdot h_p$ .

Dans les groupes d'éoliennes, une distance suffisante entre chaque machine est préconisée pour minimiser la chute de puissance due aux perturbations mutuelles. Une distance de 10 fois le diamètre conduit à une perte de puissance d'environ 10% et 20 fois le diamètre : 5%.

## 2.4- Types de turbines

### 2.4.1- Axe vertical

Bien après les antiques moulins perses, plusieurs familles de technologies à axe vertical ont été imaginées et réalisées, mais, aujourd'hui, elles sont plutôt marginales. La figure 2.4.1 montre les principales technologies.

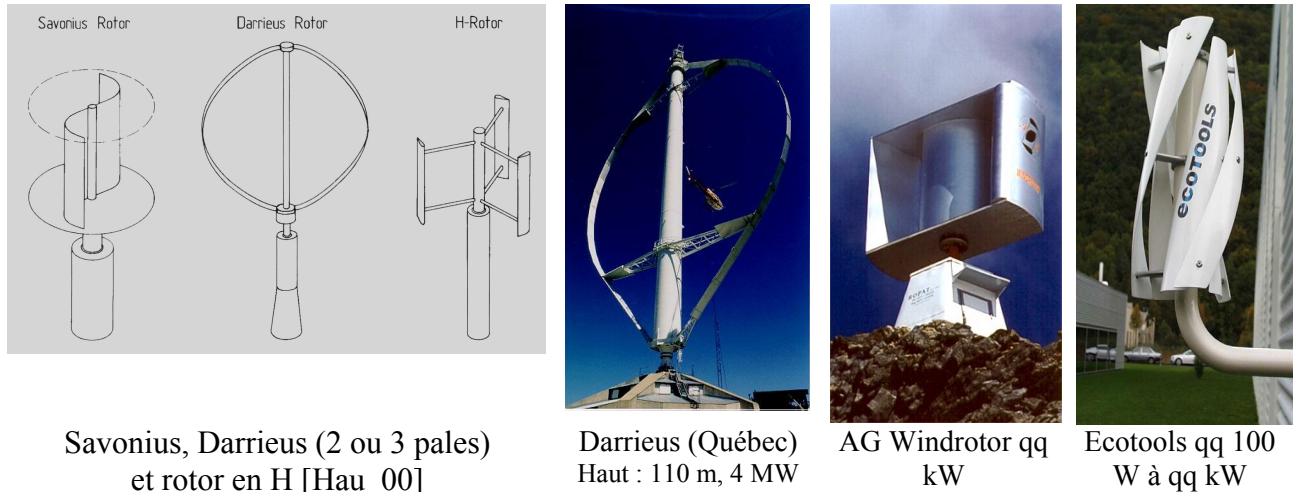


Figure 2.4.1 : technologies d'éoliennes à axe vertical

Avantages : machinerie au sol, pas besoin d'orientation en fonction de la direction du vent, fort couple de démarrage, construction simple (Savonius), tourne à faible vitesse (donc peu bruyante).

Inconvénients : guidages mécaniques, notamment le palier bas qui doit supporter le poids de l'ensemble de la turbine. Parfois (technologie Darrieus) nécessité d'entraîner au démarrage (ce serait moins un problème aujourd'hui avec l'électronique de puissance déjà associée aux systèmes à vitesse variable). Rendement aérodynamique inférieur aux axes horizontaux et courbes  $C_p(\lambda)$  fortement en cloche nécessitant d'optimiser la vitesse de rotation par rapport à la vitesse du vent (système MPPT quasi indispensable).

En 1985, une importante ferme éolienne regroupant plus de 500 machines Darrieus de 150 kW (fabricant Canadien Flowind) a été mise en service en Californie mais cette expérience ne semble pas avoir été reproduite. Quelques projets, surtout aux USA, sont toujours à l'étude, notamment avec des machines plus puissantes et tripales.

AG Windrotor commercialise des machines de quelques kW à rotor en H, qui démarrent seules, produisent de l'énergie dès les très faibles vents (1 m/s), ne nécessitent pas de régulation mécanique et résistent à des vents violents. C'est le même cas pour la société Ecotools (maison mère en Suisse et société en France) qui propose des petites éoliennes (60W à 4.2kW) à axe vertical (Figure 2.4.1) dédiées à être placées très près des habitations car peu perturbées par l'environnement (murs, autres éoliennes,...) et peu bruyantes.

### 2.4.2- Axe horizontal

La technologie largement dominante aujourd'hui est à axe horizontal à turbine tripale, parfois bipale et à rotor face au vent.





Nordex tripale 1,5 MW    Lagerwey bipale 250kW    Système expérimental à concentrateur  
[EoleWeb]

Figure 2.4.2 : technologies d'éoliennes à axe horizontal

Pour accroître la surface de captation, des dispositifs à concentrateur ont été réalisés mais, peut-être pour des raisons d'esthétique ou de résistance mécanique (le carénage est lourd), ils ne sont pas encore dans le domaine commercial, sauf celui de la société française CITA qui réalise une machine de 12 kW avec une turbine de 4,4 m de diamètre et un carénage de 5,3 m de diamètre. Les avantages de tels dispositifs sont une réduction du diamètre de la turbine ainsi que du bruit acoustique. Des grandes puissances sont envisagées, de l'ordre de 600 kW à plusieurs MW (notamment avec le constructeur Vortec mais également avec Cita), mais n'ont pas encore vu le jour.

La turbine peut se trouver à l'avant de la nacelle ou à l'arrière : au vent (upwind) ou sous le vent (downwind). L'avantage des dispositifs sous le vent est qu'ils se positionnent automatiquement face au vent ce qui permet, notamment pour les fortes puissances d'éviter le système mécanique d'orientation, complexe, lourd et coûteux. L'inconvénient majeur réside dans une fatigue accrue due aux fréquentes oscillations liées aux changements de direction du vent. Le procédé « sous le vent » reste peu utilisé comparativement à celui « au vent ».



Figure 2.4.3 : Machine à rotor sous le vent : « downwind » bipale Vergnet 220 kW

La réduction du nombre de pales permet théoriquement de réduire le coût mais aux dépens de la régularité du couple. Le coefficient  $C_p$  est également sensiblement plus faible, environ 5% entre une tripale et une bipale. Des machines monopales ont même été construites mais il semble qu'aucune ne soit actuellement commercialisée.

### 2.4.3- Comparaison des différents types de turbines

Sur le plan aérodynamique, on peut comparer les différents types de turbines en comparant leurs coefficients aérodynamiques de puissance ou de couple en fonction de la vitesse normalisée  $\lambda$ .

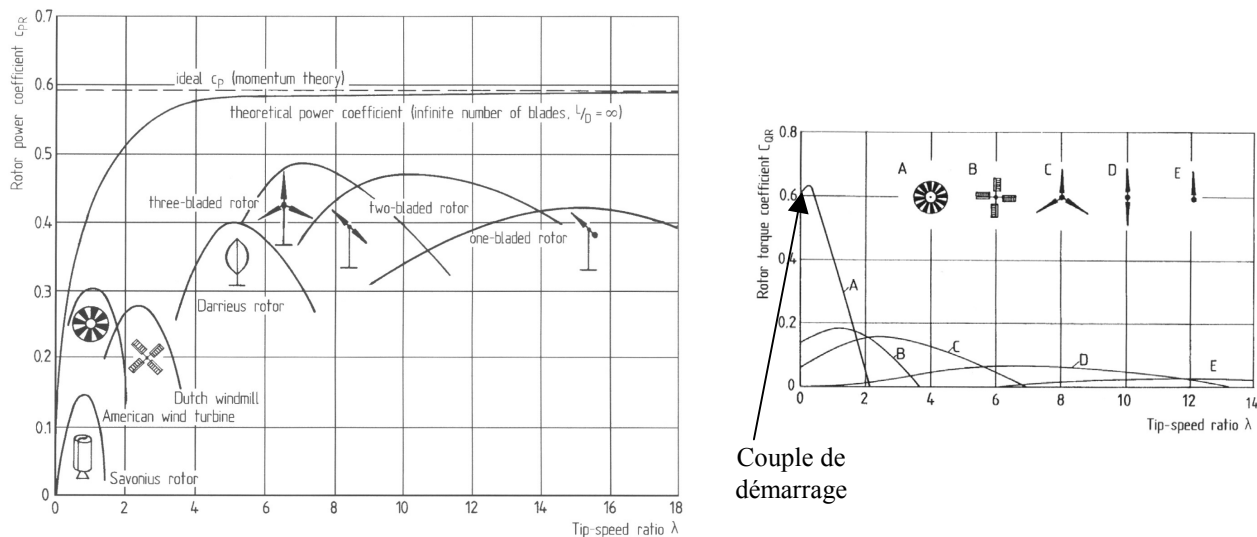


Figure 2.4.4 : Coefficients de puissance et de couple en fonction de la vitesse normalisée  $\lambda$  pour différents types de turbines [Hau\_00]

Les courbes donnant le coefficient de couple montrent l'évolution des couples de démarrage favorables aux multipales (pompage,...). Il en est de même pour les systèmes à axe vertical.

Les courbes  $C_p(\lambda)$  montrent clairement l'avantage des axes horizontaux en terme de puissance, même si ce jugement est à nuancer lorsqu'on observe l'énergie restituée, en particulier en site peu ventés (zones urbaines,...).

Les courbes  $C_p(\lambda)$  sont plus plates pour les axes horizontaux à faible nombre de pales (3,2,1) par rapport aux axes verticaux ou aux multipales. Elles sont donc moins sensibles aux variations de  $\lambda$  autour de  $\lambda^{opt}$  (fonction MPPT moins importante).

### 2.5- Régulation mécanique de la puissance d'une éolienne

Les objectifs de la régulation sont d'assurer la sécurité de l'éolienne par vents forts et delimitier la puissance.

Une turbine éolienne est dimensionnée pour développer sur son arbre une puissance dénommée puissance nominale  $P_N$ . La puissance  $P_N$  est obtenue à partir d'une vitesse du vent  $v_n$ , dénommée vitesse nominale. Lorsque la vitesse du vent est supérieure à  $v_n$  la turbine éolienne doit modifier ses paramètres afin d'éviter la destruction mécanique, de sorte que sa vitesse de rotation reste pratiquement constante.

A coté de la vitesse nominale  $v_n$ , on spécifie aussi [NICH\_94] :

- la vitesse de démarrage,  $v_D$ , à partir de laquelle l'éolienne commence à fournir de l'énergie,

- la vitesse maximale du vent,  $v_M$ , pour laquelle la turbine ne convertit plus l'énergie éolienne, pour des raisons de sûreté de fonctionnement.

Les vitesses  $v_D$ ,  $v_n$  et  $v_M$  définissent quatre zones sur le diagramme de la puissance utile en fonction de la vitesse du vent :

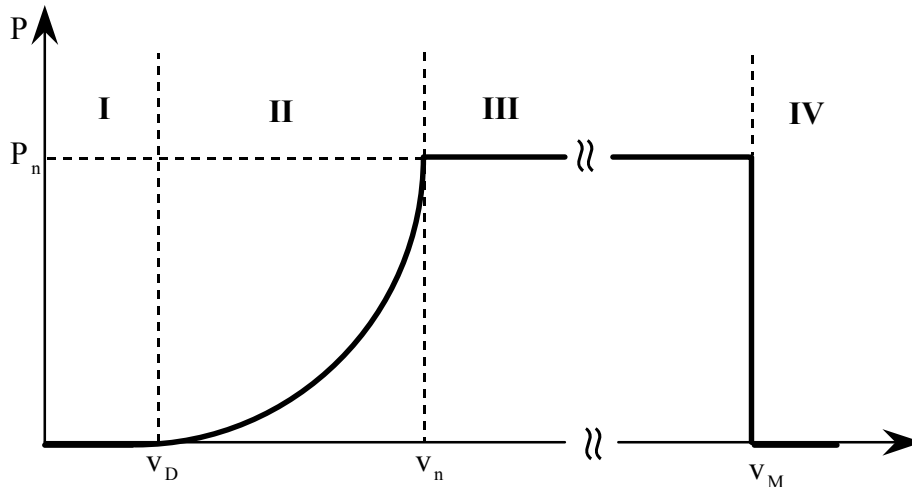


Figure 2.5.1 Diagramme de la puissance utile sur l'arbre en fonction de la vitesse du vent

- la zone I, où  $P = 0$  (la turbine ne fonctionne pas),
- la zone II, dans laquelle la puissance fournie sur l'arbre dépend de la vitesse du vent  $v$ ,
- la zone III, où la vitesse de rotation est maintenue constante et où la puissance  $P$  fournie reste égale à  $P_n$ ,
- la zone IV, dans laquelle le système de sûreté du fonctionnement arrête le transfert de l'énergie.

La plupart des grandes turbines éoliennes utilise deux principes de contrôle aérodynamique pour limiter la puissance extraite à la valeur de la puissance nominale de la génératrice :

- système « pitch » ou « à pas ou calage variable » qui permet d'ajuster la portance des pales à la vitesse du vent pour maintenir une puissance sensiblement constante dans la zone III de vitesses [DEWI] ;

- système « stall » ou à « décrochage aérodynamique », le plus robuste car c'est la forme des pales qui conduit à une perte de portance au-delà d'une certaine vitesse de vent, mais la courbe de puissance chute plus vite. Il s'agit donc d'une solution passive. Dans les très grandes machines, un système hybride se développe, le « stall actif » dans lequel le décrochage aérodynamique est obtenu progressivement grâce à une orientation minime des pales nécessitant des moyens de réglage plus économiques et plus robustes que dans le système pitch.

La figure 2.5.2 montre les écoulements d'air dans une situation « normale » et dans une situation de décrochage :

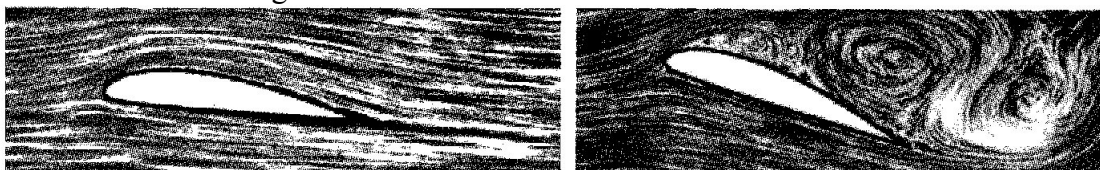


Figure 2.5.2- Ecoulement d'air sur une pale en régime « normal » (à gauche) et en situation de décrochage (à droite)

La figure 2.5.3 montre la courbe du coefficient de puissance, non plus en fonction de  $\lambda$ , comme précédemment, mais en fonction de la vitesse du vent à vitesse de rotation constante. A également été tracée, la courbe de puissance (la zone à puissance maximale constante a ici été obtenue par ajustement du pas (système pitch). On rappelle que  $\lambda$  varie en sens inverse de la vitesse  $v$  du vent ( $\lambda = \frac{R\Omega}{v}$ ).

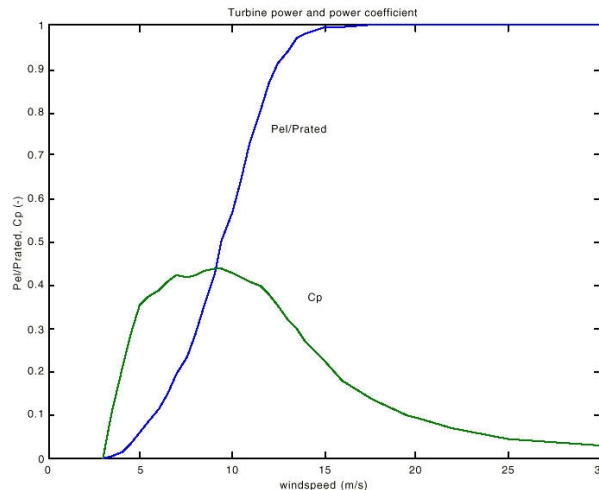


Figure 2.5.3- Coefficient de puissance et puissance récupérée en fonction de la vitesse du vent à vitesse de rotation constante [Bau\_IAS00].

### 2.5.1- Système « Pitch » ou à pas variable

L'orientation des pales est fonction de la vitesse du vent, normalement il faudrait également prendre en compte les variations des caractéristiques de l'air et l'état de surface des pales (givre éventuel, salissures...) qui influent sur le comportement aérodynamique. Les pales sont face au vent aux basses vitesses (de la vitesse minimale à la vitesse de base) puis s'inclinent pour atteindre la position « drapeau » à la vitesse maximale.

Mécaniquement, il s'agit d'un dispositif sophistiqué (commande par vérins hydrauliques dans les grosses machines), surtout pour les petites machines où il grèverait le coût et pour les très grosses puissances (au delà du MW) où il devient fragile.

La figure 2.5.4 [Hau\_00] met en évidence l'effet de l'angle de pas sur le coefficient aérodynamique de puissance, un angle nul correspond à une pale face au vent. L'influence sur le couple est plus facile à comprendre, c'est pourquoi on a également tracé le coefficient aérodynamique de couple. Précisons qu'une valeur négative de  $C_p$  correspond à un fonctionnement frein (ventilateur).

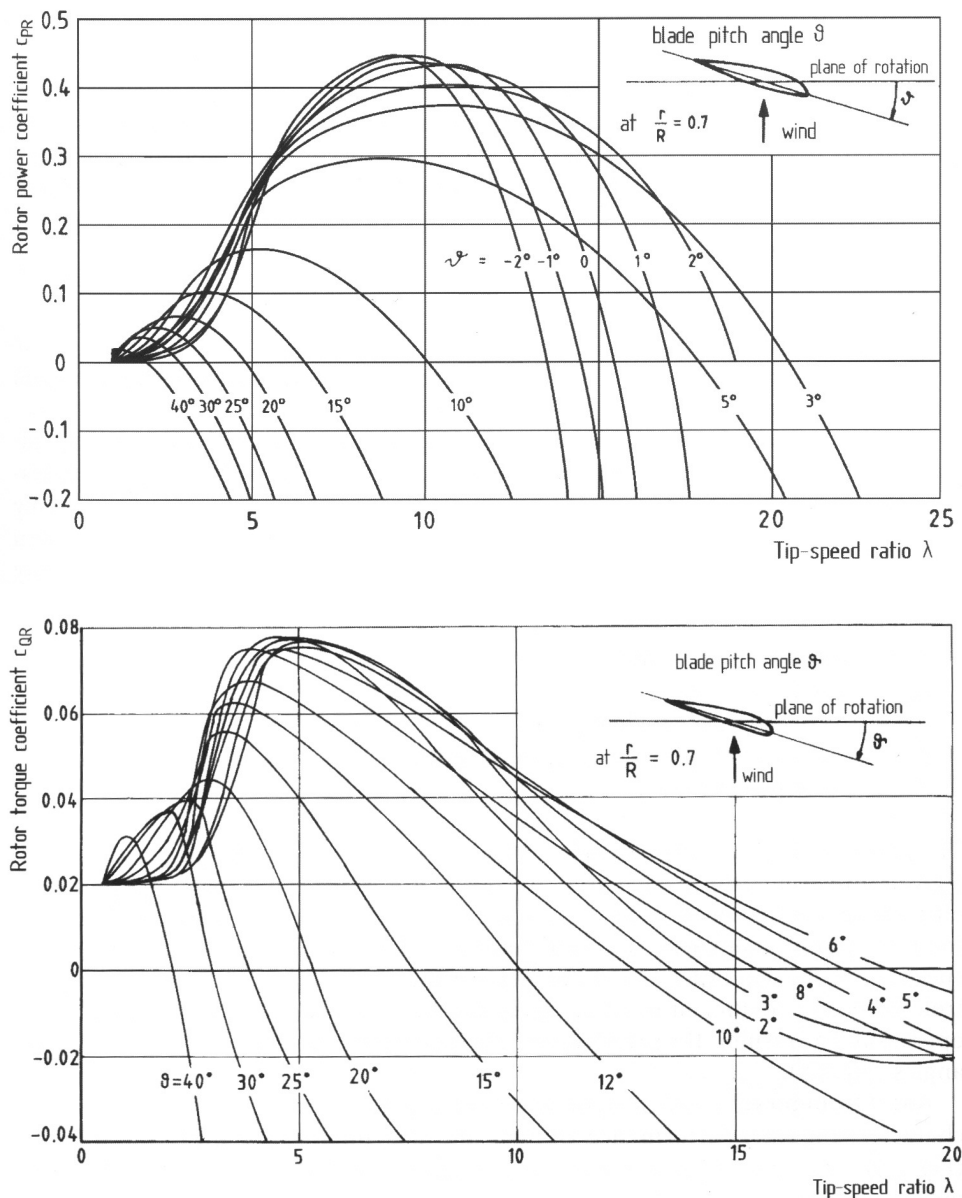


Figure 2.5.4 : Effet de l'angle de pas sur le coefficient aérodynamique de puissance (en haut) et sur le coefficient aérodynamique de couple (en bas) [Hau\_00], éolienne WKA60.

Ce système de régulation offre les avantages suivants :

- la possibilité de pouvoir effectuer un contrôle actif de la puissance sous toutes les conditions de vent (en dehors de la vitesse limite de sécurité), y compris à une puissance partielle ;
- elles peuvent fournir la puissance nominale même quand la densité de l'air est faible (des sites sur les hauteurs, grandes températures) ;
- une production d'énergie plus importante que les éoliennes à décrochage stall dans les mêmes conditions de fonctionnement ;
- démarrage rapide par changement de l'angle de calage ;
- il n'y a pas besoin de freins puissants pour les arrêts d'urgence ;
- les contraintes des pales sont plus faibles quand les puissances sont supérieures à la valeur nominale ;
- la masse réduite des pales du rotor mène à une masse réduite de la turbine éolienne.



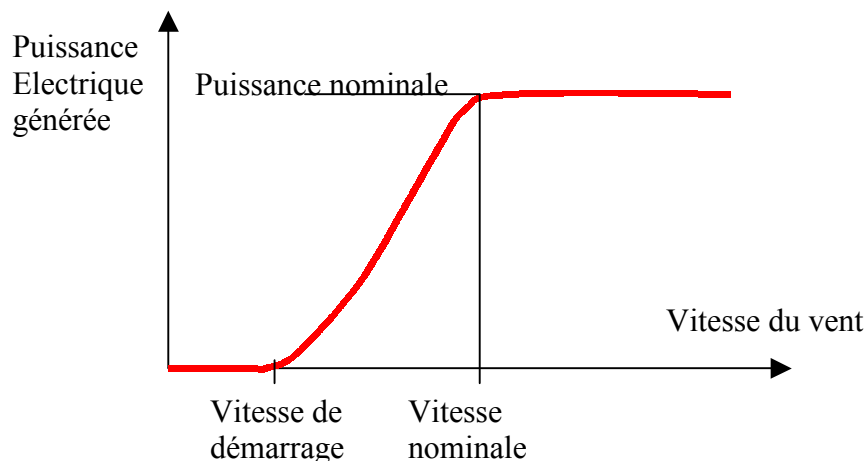


Figure 2.5.5 : Courbe typique de la puissance générée par une turbine éolienne à angle de calage variable

On peut agir sur l'angle de calage des pales par [NICH\_95] :

- une régulation mécanique avec des masselottes centrifuges,
- une régulation électronique avec des servomoteurs, dans un système de régulation automatique de la vitesse de rotation (pour des grandes puissances).

En général, la modification de l'angle de calage de la pale de l'éolienne a quatre objectifs distincts :

- démarrage à une vitesse du vent,  $V_D$ , réduite,
- régulation de la vitesse  $\Omega$ , pour  $V > V_N$ ,
- optimisation du régime de conversion de l'énergie, quand la vitesse du vent évolue entre les limites  $[V_D, V_N]$ ,
- protection de l'éolienne contre les grandes vitesses du vent ( $V > V_{Max}$ ), par la mise en "drapeau" des pales de l'hélice.

En Allemagne, presque 50% des éoliennes installées sont contrôlées par variation de l'angle de calage, parce que deux des producteurs majeurs préfèrent ce type de contrôle et il est probable que de plus en plus de producteurs vont les suivre.

### 2.5.2- Système « Stall » ou à décrochage aérodynamique

Le contrôle à décrochage de charge est un système de contrôle passif qui réagit au-delà d'une certaine vitesse du vent [Mutsh\_97]. Les pales du rotor sont fixes et elles ne peuvent pas tourner autour de leur axe longitudinal. L'angle de calage est choisi afin de permettre le décrochage du flux d'air de la surface de la pale pour des vitesses du vent plus grandes que la vitesse nominale. Cela réduit la portance et augmente la force de traînage.

En comparaison avec les turbines à angle de calage variable, celles à décrochage ont les avantages suivants :

- pas de système de contrôle d'angle de calage
- construction plus simple et moins coûteuse du rotor
- maintenance plus aisée ou meilleure fiabilité (nombre plus réduit de pièces mécaniques en mouvement).

On peut combiner ce dispositif à une machine à deux vitesses de rotation, ce qui permet d'étendre la plage de production. La figure 2.5.6 compare l'évolution du coefficient aérodynamique  $C_p$  des systèmes pitch (à vitesse de rotation fixe) et stall à deux vitesses.

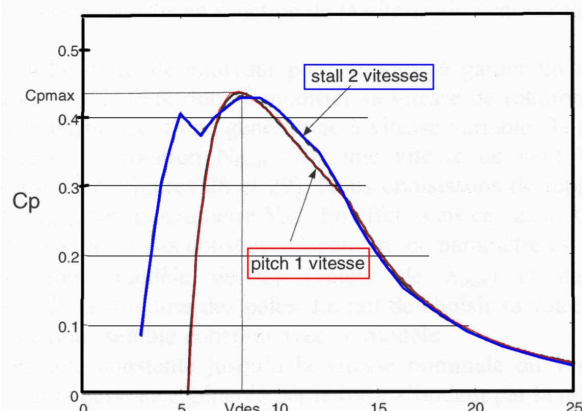


Figure 2.5.6 : Comparaison des systèmes pitch 1 vitesse de rotation et stall à 2 vitesses fixes [Diveux\_TH00]

### 2.5.3- Système « Stall actif »

Durant les dernières années, une combinaison de ces deux méthodes est apparue. Il s'agit du contrôle à « décrochage actif » (« Stall actif »). Dans ce cas, les pales du rotor sont orientées dans la direction du décrochage (angle négatif, voir Fig. 2.5.4) et non dans la direction contraire (angle positif) comme pour les éoliennes à angles de calage variable.

Les systèmes « Stall actif » permettent d'ajuster l'effet du décrochage en fonction de la vitesse et d'offrir un mode de régulation de la puissance relativement efficace et plus simple que le système pitch grâce à une très faible rotation de l'axe des pales.

Le constructeur Bonus utilise, à partir de 1 MW, un système actif combiné « CombiStall » permettant d'obtenir une bonne caractéristique de puissance aux vitesses élevées, les pales ne nécessitent qu'une légère variation du pas ainsi la mécanique est plus robuste.

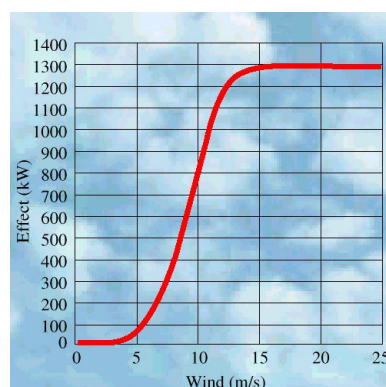


Figure 2.5.7 : Eolienne BONUS 1,3 MW, système de régulation « CombiStall »

### 2.5.4- Autres systèmes mécaniques

D'autres systèmes de régulation, dans les petites éoliennes notamment, sont exploités :

- basculement (relèvement) de l'axe, normalement horizontal (Figure 2.5.8) ;

- pas variable par la pression du vent (modèle Airwind : les pales en fibre, se déforment et provoquent un décrochage) ;
- déviation par rapport à l'axe du vent. La dérive se trouve légèrement décalée par rapport à l'axe de rotation vertical et crée une force de déviation qui régule la puissance aérodynamique (la turbine reçoit un vent de travers) (Figure 2.5.9 : système Aircraft)

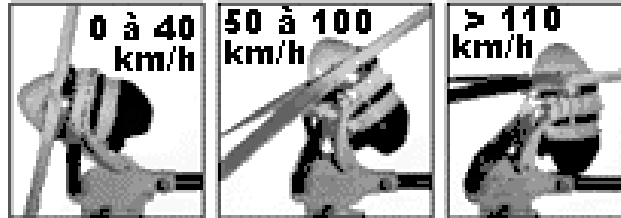


Figure 2.5.8 : Limitation de puissance par basculement (effacement vertical)



Figure 2.5.9 : Limitation de puissance par déviation horizontale du plan de rotation (effacement latéral). Machines Aircraft 750 W.

Exemple de système de démarrage et de régulation de vitesse (Aerowatt) :

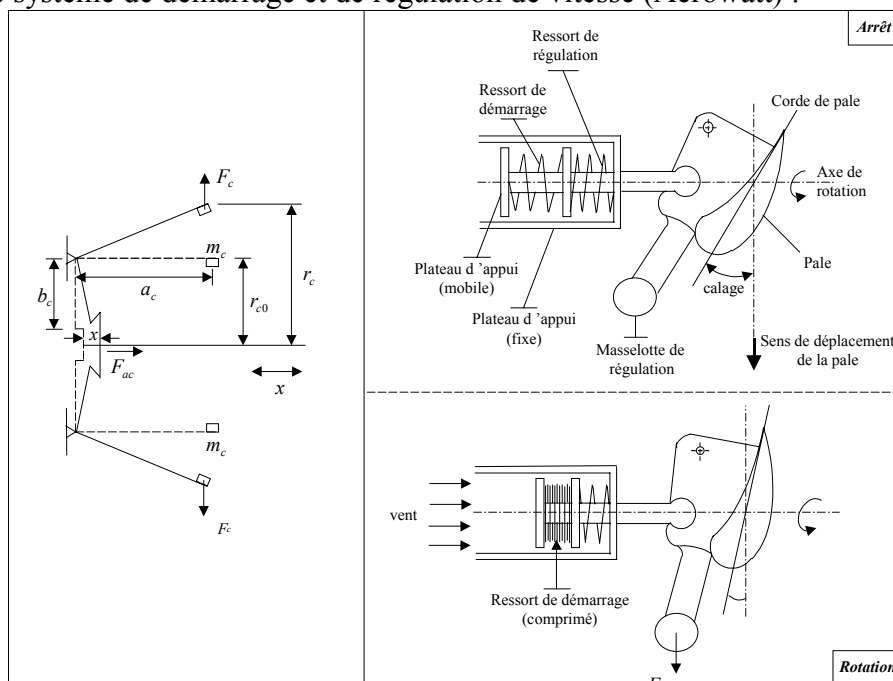


Figure 2.5.10 : Schéma de principe du mécanisme centrifuge

Ce système comporte [GOUR\_82][Hlad\_84] :

- un ensemble de deux ressorts de raideurs différentes (un dénommé ressort de démarrage et l'autre de régulation de la vitesse) ;
- un équipage mobile qui réalise, à travers une transmission mécanique, la modification de l'angle de calage  $\beta$  ;
- deux masselottes centrifuges  $m_c$  qui réalisent une force axiale et compriment l'ensemble des ressorts pour déplacer l'équipage mobile.

Les caractéristiques de fonctionnement, respectivement pour le sous-système de démarrage et de régulation de la vitesse, sont représentées dans les figures 2.5.11 a) et b) :

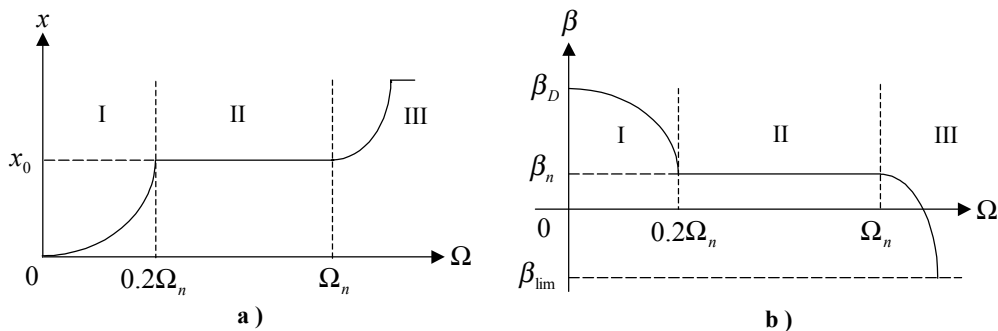


Figure 2.5.11 : Caractéristiques de fonctionnement du sous-système de démarrage et régulation de la vitesse de rotation

En fortes puissances, un système de frein (à disques) intervient en cas de défaillance, notamment, en cas de perte de réseau, la machine ne doit pas s'emballer.

### 2.5.5- Vitesse continûment variable

Si on considère les courbes du coefficients de puissance fonction de  $\lambda$ , il apparaît clairement l'importance d'un réglage de vitesse. En effet, si la génératrice électrique est de type synchrone ou asynchrone directement couplée au réseau, la vitesse est sensiblement constante et le rendement aérodynamique ne peut être maximal que pour une seule vitesse de vent ( $\lambda_{opt}$ ). Nous avons vu qu'un système à deux vitesses était possible mais la vitesse variable électronique apporte beaucoup plus en terme énergétique [CAST\_95], [HILLO\_96], [CAST\_97], [COLLI\_97], [SHAS\_99]. La figure 2.5.12 [Mül\_IAS00] montre que la position du maximum de la courbe puissance en fonction de la vitesse de rotation change avec la vitesse du vent. Typiquement, un réglage de vitesse dans une plage de 1 à 2 est nécessaire pour bien optimiser les transferts énergétiques. Nous verrons, au chapitre 3, différents ensembles convertisseurs-machines utilisés ou utilisables dans la génération éolienne d'énergie.

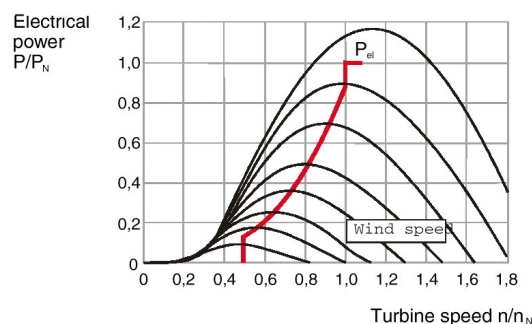


Figure 2.5.12 : Puissance de la turbine en fonction de sa vitesse de rotation, paramétrée en vitesse du vent. La vitesse suit les maxima de la courbe de puissance. [Mül\_IAS00]

Sur les systèmes équipés d'un redresseur (Convertisseur AC-DC) contrôlé, il est possible d'ajouter une fonction logicielle MPPT (Maximum Power Point Tracking) permettant d'imposer, pour toute vitesse de vent, une vitesse de rotation de la turbine capable d'extraire la puissance maximale. Ceci revient à suivre la quasi hyperbole de la figure 2.5.12. Cette fonction n'est pas réalisée par un asservissement proprement dit, mais par un « tracking » qui consiste à déplacer le niveau de charge en se basant sur des règles de comportement permettant de poursuivre le maximum de puissance sans connaître a priori les caractéristiques P(Vitesse) et sans mesurer la vitesse du vent. La logique floue est une solution us couramment employée dans les études sur le sujet [Chen\_00].

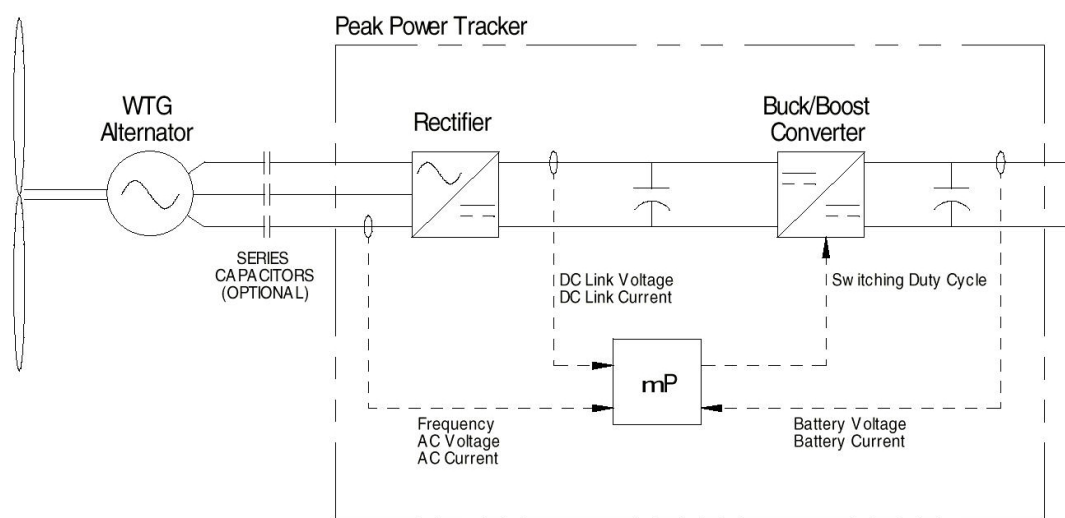


Figure 2.5.13 : Système de « tracking » de la puissance maximale pour un générateur débitant sur une source de tension continue [Cor-NREL\_99]

La figure 2.5.14 montre l'énergie récupérée avec une machine de 600 kW en fonction de la distribution des vents :

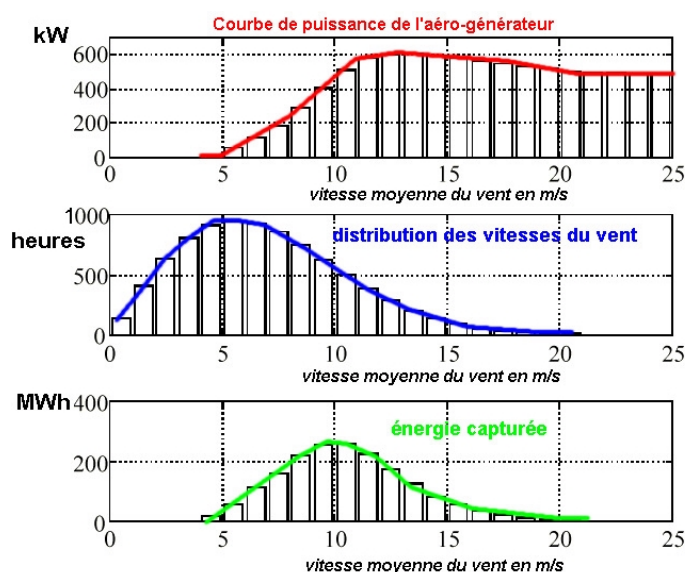


Figure 2.5.14 : Energie capturée en fonction de la distribution des vitesses de vent et de la courbe de puissance du générateur [Hoff\_IAS00].



### 3- Chaînes électromécaniques de conversion

#### 3.1- Systèmes électromécaniques à axe horizontal

Nous avons vu que la vitesse de rotation qui maximise le coefficient de puissance aérodynamique  $C_p$  dépend du nombre et du profil des pales mais surtout du rapport  $\lambda$  de la vitesse périphérique des pales sur la vitesse du vent. Ainsi, typiquement pour un rotor tripale dimensionné pour une vitesse nominale de vent de 15 m/s, la vitesse périphérique en bout de pale doit valoir environ 90 m/s ( $\lambda = 6$ ), soit pour un rotor de 1 m (machine de 500 W) de rayon une vitesse de 900 tr/mn environ et pour un rotor de 25 m (machine de 600 kW) : 35 tr/mn.

Les vitesses de rotation des rotors, à la puissance nominale, sont donc plutôt lentes. Or une machine électrique, qu'elle fonctionne en moteur ou en générateur, est plutôt dimensionnée en couple, le couple massique d'une machine cylindrique d'architecture classique avec quelques paires de pôles vaut un peu moins de 1 N.m/kg pour un couple de quelques N.m et quelques N.m/kg pour des couples plus élevés de quelques kN.m.

Dans les petites puissances, les vitesses de rotation étant relativement élevées, on peut accoupler directement le générateur (souvent à aimants permanents) à la turbine sans avoir de machine excessivement lourde.

En revanche, dans les grandes puissances (plusieurs centaines de kW à quelques MW), les faibles vitesses de rotation conduisent à des couples très élevés (par exemple 170 kN.m pour 600 kW à 35 tr/mn) et à des masses de générateur prohibitives si l'on conserve des technologies classiques (notamment asynchrones). Une machine de 170 kN.m asynchrone a une masse de plus de 60 tonnes (c'est la masse d'une machine de à 13 MW à 750 tr/mn !). C'est la raison pour laquelle, on intercale traditionnellement, entre la turbine et la génératrice, un **multiplicateur de vitesse**. La figure 3.1.1 montre un éclaté d'une machine Nordex.

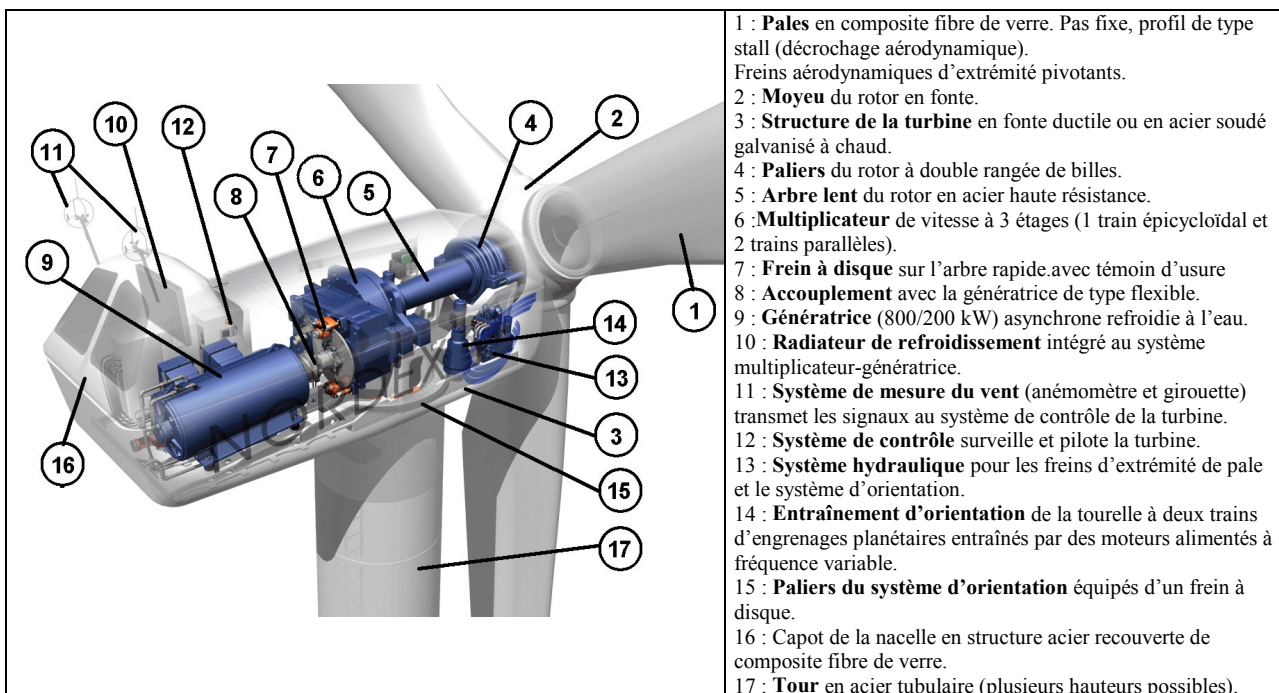


Figure 3.1.1 : Chaîne électromécanique à multiplicateur de vitesse d'une éolienne Nordex N60 (1300 kW)



Cependant, le multiplicateur mécanique présente des inconvénients comme la nécessité d'une maintenance accrue (vidange...), un taux de pannes élevé (voir figure 3.1.2), des pertes énergétiques supplémentaires, un bruit acoustique parfois gênant, un encombrement important allongeant notamment la nacelle. C'est la raison pour laquelle certains constructeurs ont opté pour des solutions à entraînement direct.

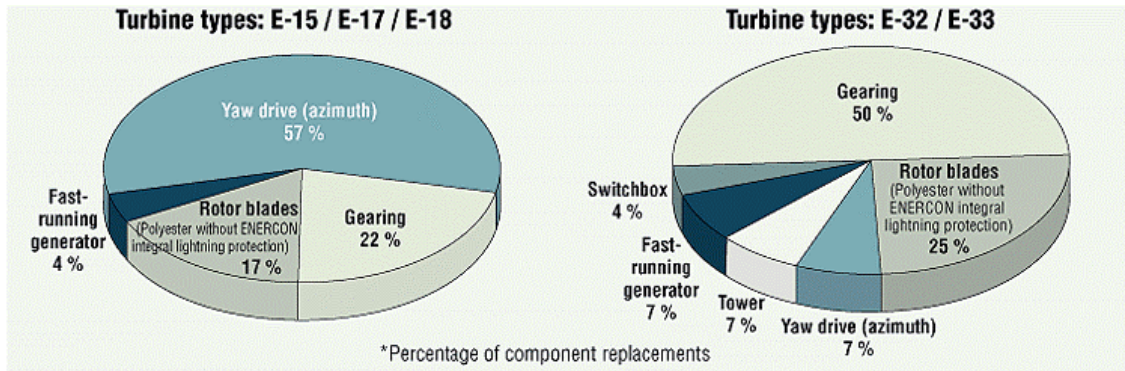


Figure 3.1.2 : Eléments responsables de défaillances dans les éoliennes Enercon de 1<sup>ère</sup> génération à entraînement indirect (1997 et 1998).  
(E17 et E18 = 80 kW, E33 = 300 kW)

La figure 3.1.3 montre un schéma de la machine E40 (ancienne génération) à entraînement direct. Le générateur est une machine synchrone de type annulaire (ring-generator en allemand) à très grand nombre de pôles (environ 50). Ce type de structure, bien connue dans les alternateurs hydrauliques lents, permet d'avoir un couple massif élevé. L'inducteur est à pôles saillants. La nacelle de la machine Enercon E40 a une masse de 22 tonnes environ pour 600 kW à 38 tr/mn. Mais une machine asynchrone de 600 kW à 1000 tr/mn ne pèserait que 4 tonnes. Pour comparaison, la nacelle de la machine V52 de Vesta (850 kW à 26 tr/mn) qui exploite un générateur asynchrone à rotor bobiné et un multiplicateur pèse également 22 tonnes (+ 10 tonnes pour la turbine).

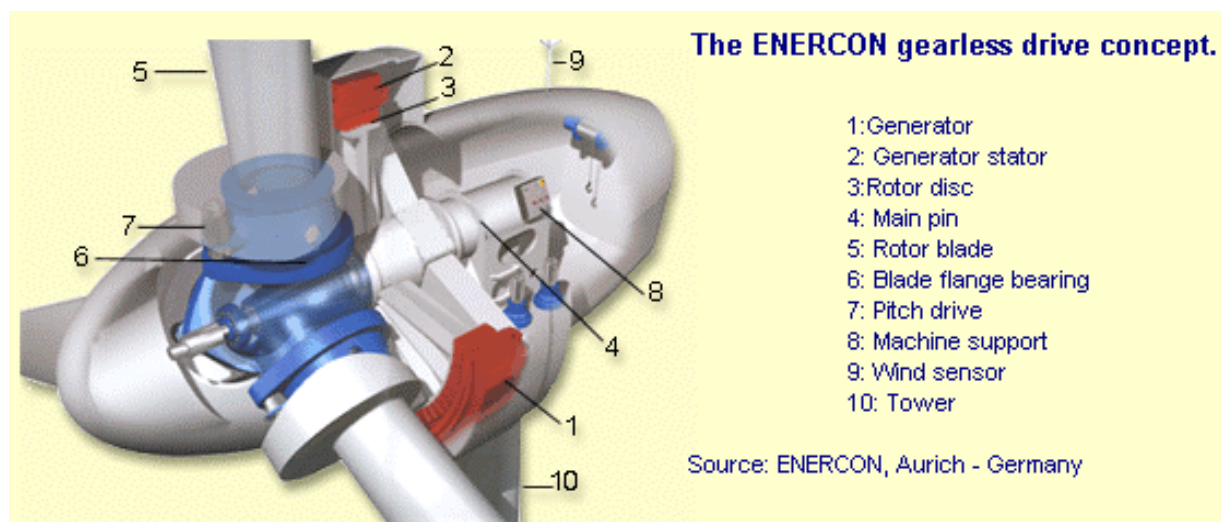


Figure 3.1.3 : Chaîne électromécanique Enercon à entraînement direct.

Mi-2001, ce sont plus de 3000 machines Enercon à entraînement direct qui sont en service. Plusieurs autres constructeurs commercialisent également des aérogénérateurs « gearless », citons Lagerwey, Jeumont Industrie et Genesys, ces deux derniers avec des génératrices synchrones à aimants.

Pour l'arrêt rapide des rotors, notamment en cas de disjonction électrique et pour éviter l'emballement, on utilise, sur les grandes machines, des freins auxiliaires, généralement une combinaison de systèmes mécaniques à frottement (frein à disque sur l'arbre rapide dans les systèmes à multiplicateur) et de frein aérodynamique. Sur les rotors de type stall ou le pas des pales n'est pas réglable, le frein aérodynamique est composé de bout de pales capables de pivoter. Normalement, ils se trouvent dans l'alignement des pales et ne perturbent pas l'aérodynamisme général, en situation de freinage, ils pivotent à 90°. Sur les machines possédant une génératrice à aimants permanents, vu que l'on dispose d'une source « autonome » de flux inducteur, on envisage des dispositifs complètement électriques.

Les petites machines disposent de systèmes plus rudimentaires de limitation de la puissance par vent fort (voir §2.5.4) centrifuge ou par déviation du plan de rotation.



Figure 3.1.4 : Freins à disque disposé sur l'arbre grande vitesse (côté génératrice), à gauche, Freins aérodynamiques en bout de pale (machine Made 330 kW), à droite.

## 3.2- Chaînes de conversion électrique

### 3.2.1- Systèmes couplés au réseau alternatif [Mül\_IAS00 et Bau\_IAS00]

#### Génératrices asynchrones à cage

C'est dans les grandes puissances (au-delà de 100 kW) que l'on rencontre des systèmes reliés au réseau et produisant "au fil du vent". La première machine qui vient à l'esprit pour de tels systèmes est la génératrice synchrone, cependant le faible coût et la standardisation des machines asynchrones a conduit à une très large domination des **génératrices asynchrones à cage** jusqu'à des puissances allant au-delà du megawatt.

Les machines asynchrones à cage ne nécessitent qu'une installation assez sommaire. Elles sont souvent associées à une batterie de condensateurs de compensation de la puissance réactive et à un démarreur automatique progressif à gradateur permettant de limiter le transitoire d'appel au moment de la connexion au réseau (Fig. 3.2.1).

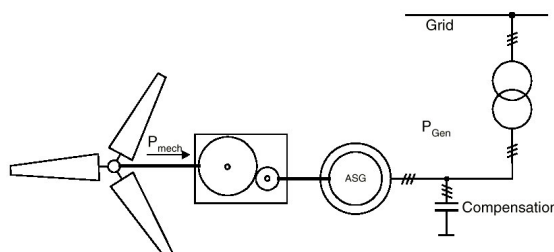


Figure 3.2.1 : Chaîne de conversion à génératrice asynchrone à cage [Mül\_IAS00].

Nous avons vu précédemment l'intérêt de la variation de vitesse. Une solution simple assez couramment employée consiste à utiliser des machines asynchrones à cage à 2 configurations polaires du bobinage statorique (système Dahlander) qui procurent deux vitesses sensiblement constantes.

Pour obtenir une vitesse continûment variable, on peut utiliser diverses solutions. Bien que les possibilités soient nombreuses, on rencontre 3 familles de systèmes : les machines asynchrones à rotor bobiné et double alimentation, les machines asynchrones à cage à variateur électronique de fréquence et les machines synchrones également à variateur de fréquence.

### Génératrices asynchrones à rotor bobiné

La **machine asynchrone à rotor bobiné et à double alimentation** présente un atout considérable. Son principe est issu de celui de la cascade hyposynchrone : le stator (ou le rotor) est connecté à tension et fréquence fixe au réseau alors que le rotor (ou le stator) est relié à travers un convertisseur de fréquence (plus ou moins élaboré) au réseau. Si la variation de vitesse requise reste réduite autour de la vitesse de synchronisme (imposée par le champ tournant : fréquence du réseau sur nombre de paires de pôles de la machine), le dimensionnement du convertisseur de fréquence (électronique de puissance) peut être réduit. En effet, si  $k_{\Omega}$  est le rapport de la vitesse maximale sur la vitesse minimale (plage de vitesse centrée autour de la vitesse de synchronisme) et si la puissance mécanique maximale reçue est maximale à la vitesse maximale (ce qui est normalement le cas : croissance sensiblement avec le cube de la vitesse du vent et donc de la vitesse de rotation si l'objectif de la vitesse variable est de rester à la valeur optimale de  $\lambda$ ), la puissance de dimensionnement du convertisseur statique est sensiblement égale à  $\frac{k_{\Omega} - 1}{2.k_{\Omega}}$  fois la puissance mécanique reçue par la turbine. Si

le rapport  $k_{\Omega}$  vaut 2 par exemple (soit un glissement maximal de + ou - 33%), la puissance électrique maximale qui transite par le rotor ne représente qu'un quart de la puissance mécanique totale.

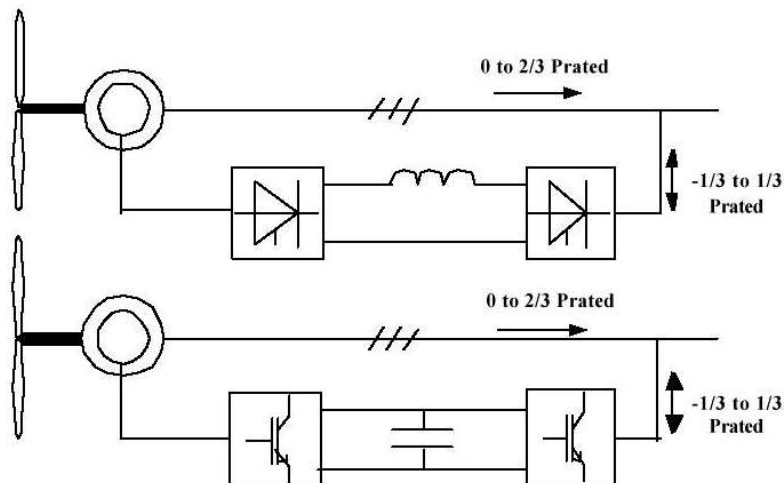


Figure 3.2.2 : Chaînes de conversion à génératrice asynchrone à rotor bobiné [Bau\_IAS00].

La figure 3.2.2 montre deux systèmes à double alimentation. Le premier à convertisseurs à thyristors n'est plus utilisé, il présentait trop d'inconvénients en termes de facteur de puissance et de formes d'onde (côté machine et côté réseau). Actuellement, ce sont les systèmes à deux convertisseurs triphasés à modulation de largeur d'impulsion qui sont utilisés (bas de la figure), généralement à IGBT.

Les machines à rotor bobiné nécessitent un rotor sensiblement plus complexe ainsi qu'un système triphasé de bagues et balais pour connecter les enroulements rotoriques au convertisseur. Les problèmes d'usure peuvent conduire à préférer une solution à vitesse variable constituée d'une **génératrice asynchrone à cage associée à un convertisseur de**

**fréquence** (figure 3.2.3), mais il ne semble pas qu'elle ait encore trouvé un débouché, sans doute pour des raisons économiques.

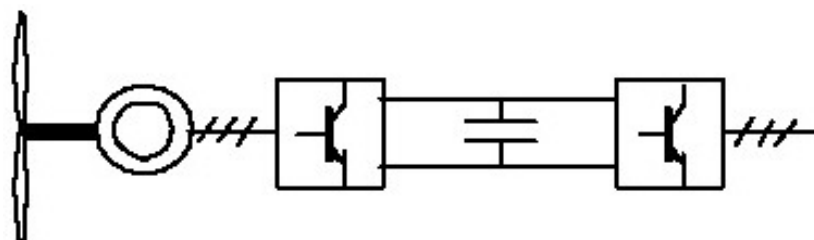


Figure 3.2.3 : Chaîne de conversion à génératrice asynchrone à cage et convertisseur de fréquence [Bau\_IAS00].

### Génératrices synchrones

Enfin, tout particulièrement dans le cas des entraînements directs (sans multiplicateur mécanique), on utilise des **machines synchrones**. Leurs performances, notamment en terme de couple massique, sont très intéressantes lorsqu'elles ont un très grand nombre de pôles, leur fréquence étant alors incompatible avec celle du réseau, le convertisseur de fréquence s'impose. C'est pourquoi les machines à entraînement direct sont toutes à vitesse variable.

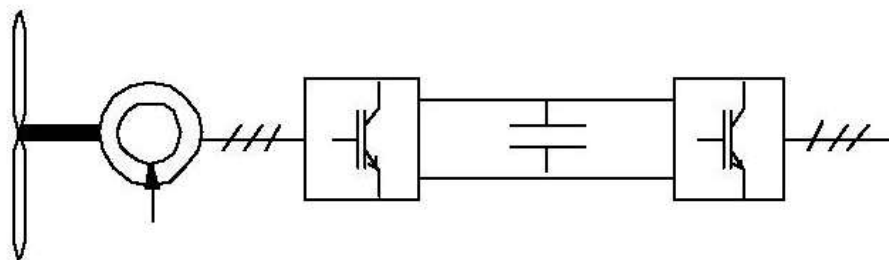


Figure 3.2.4 : Chaîne de conversion à génératrice synchrone à rotor bobiné (ou à aimants) et convertisseur de fréquence [Bau\_IAS00].

Les génératrices synchrones à entraînement direct sont encore peu nombreuses, le principal fabricant est Enercon (environ 3000 machines sont déjà en service). L'inducteur (rotor) est bobiné, il nécessite un système bagues lisses-balais pour amener le courant continu. Le courant d'excitation constitue un paramètre de réglage qui peut être utile pour l'optimisation énergétique, en plus du courant d'induit réglé par l'onduleur MLI.

Pour des raisons de compacité et de rendement, des génératrices synchrones à aimants permanents apparaissent (Jeumont Industrie) et devraient prendre une place croissante dans les prochaines années.

On trouve également des **machines synchrones « rapides »** associées à un multiplicateur de vitesse, comme chez le constructeur Made (gamme au-delà de 800 kW). Ces machines fonctionnent à vitesse variable, elles débitent sur un redresseur à diodes, puis la tension continue est convertie à travers un onduleur MLI pour être compatible avec le réseau auquel elles sont connectées.

La figure 3.2.5 montre une comparaison des performances énergétiques pour différentes chaînes de conversion sur une machine triphasée de 600 kW [Hoff\_IAS00]. La solution de référence est à régulation stall et à génératrice asynchrone à cage à vitesse fixe. La plus

performante est à régulation pitch, à entraînement direct de type synchrone. On peut remarquer que c'est aux faibles vitesses de vent que l'on obtient les gains énergétiques les plus importants.

TABLE I  
SUMMARY OF THE DIFFERENT CONCEPTS

Concept number	Concept name	Power limiting	Number of rotor speeds	Gear-box	Type of Generator
1	Single-speed, stall	Passive stall	1	Yes	Asynchronous
2	Two-speed, stall	Passive stall	2	Yes	Asynchronous
3	Single-speed, active stall	Active stall	1	Yes	Asynchronous
4	Two-speed, active stall	Active stall	2	Yes	Asynchronous
5	Single-speed, pitch	Pitch	1	Yes	Asynchronous
6	Two-speed, pitch	Pitch	2	Yes	Asynchronous
7	Variable speed, stall	Stall (enforced b. rotor speed)	Variable	No	Synchronous
8	Variable speed, pitch	Pitch	Variable	No	Synchronous

Hoffmann - Mutschler IEEE-IAS2000

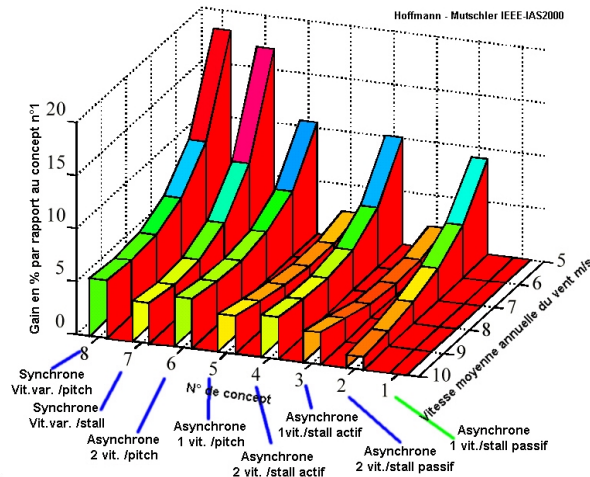


Figure 3.2.5 : Comparaison des performances énergétiques de différentes chaînes éoliennes [Hoff\_IAS00].

Ces résultats dépendent également du profil des pales (ici design Goe 758), des conditions de vent, notamment de l'intensité des turbulences (ici 10%), de la vitesse de base normalisée (ici  $\lambda_{\text{design}} = 6$ ), du moment d'inertie du rotor (ici 500 kg.m<sup>2</sup>)...

### 3.2.2- Systèmes en site isolé

Pour les réseaux de petites puissance en site isolé, une solution couramment employée consiste à associer les aérogénérateurs à un ou des groupes électrogènes, souvent diesel. Dans la version la plus rudimentaire, la génératrice est de type asynchrone à cage et est auto-amorçée par condensateurs [Toun\_JEEA99]. Des batteries électrochimiques peuvent également être associées via un redresseur-onduleur soit pour éviter des démarrages trop fréquents du groupe électrogène, soit pour assurer les transitions.

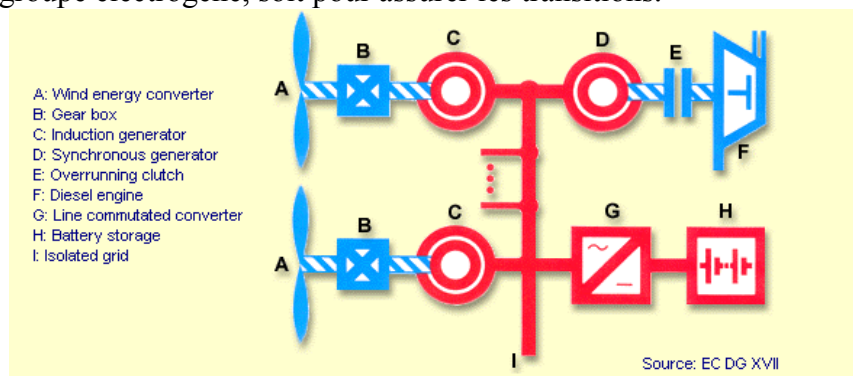


Figure 3.2.6 : Système hybride éolien-diesel [LIOR]

### 3.2.3- Systèmes couplés à des batteries électrochimiques ou à un bus continu

Soit dans les sites isolés de petite puissance, soit dans des systèmes raccordés au réseau (également en petite puissance), on utilise un bus continu intermédiaire avant de transformer l'énergie en courant alternatif.

Dans le cas des très petites puissances, l'énergie est directement consommée en courant continu.

Le bus continu présente l'avantage d'interconnecter plus aisément divers systèmes de production (éolien, photovoltaïque, pile à combustible...) et des batteries électrochimiques qui peuvent se trouver directement en tampon sur de tels bus.

La figure 3.2.6 montre une solution de plus en plus employée pour associer un aérogénérateur à un tel système. La génératrice est de type synchrone à aimants permanents (entraînement direct comme il s'agit de puissances modestes) débitant directement, à travers un pont de diodes triphasé, sur le bus continu et l'accumulateur électrochimique.

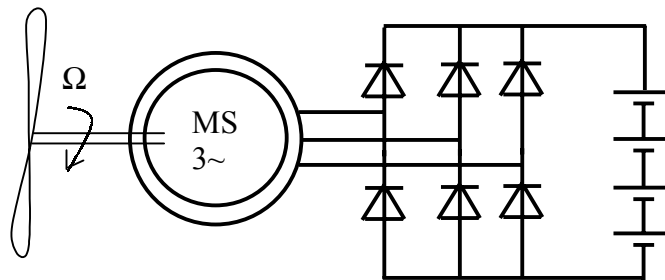


Figure 3.2.7 : Aérogénérateur à aimants débitant directement à travers un pont de diodes sur le bus continu [Ger\_EF01]

Le débit direct (à travers un simple redresseur en pont à diodes) de la machine synchrone sur une source de tension continue peut surprendre. En fait, c'est grâce à une inductance d'induit relativement élevée que les courants restent proches de formes sinusoïdales et que les rendements de conversions sont corrects [Ger\_EF01]. En cas de surcharge de la batterie (trop de tension), un contacteur met en court-circuit l'induit de la génératrice. La turbine est alors arrêtée en rotation.

### 3.2.4- Systèmes en développement

Parmi les génératrices à l'étude, plus particulièrement pour les entraînements directs, figurent les machines à réluctance variable pure ou excitée. C'est leur potentiel de faible coût et de robustesse qui conduit à ces recherches. La figure 3.2.8 montre un ensemble convertisseur-générateur à réluctance variable à double saillance [Bau\_IAS00]. Les courants étant unidirectionnels, chaque phase est alimentée indépendamment par un onduleur en demi-pont asymétrique.

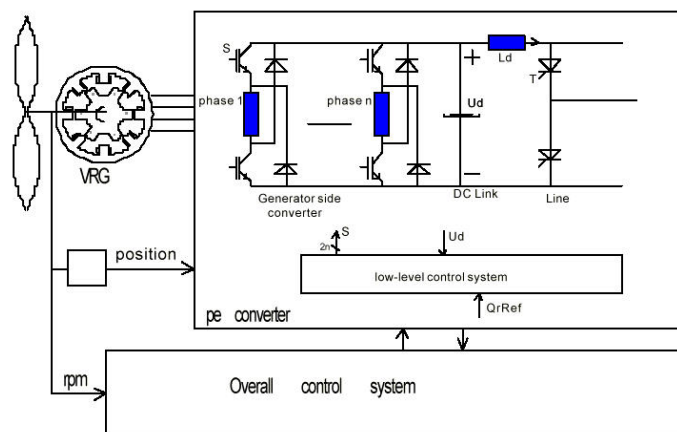


Figure 3.2.8 : Générateur à réluctance variable à double saillance [Bau\_IAS00]



Des machines à réluctance variable excitées par des bobinages inducteur ou par des aimants peuvent également être envisagées [Taïbi\_CEMD99] [Toun\_JEEA99]. Dans ce cas, il est plus intéressant de les « alimenter » en courants bidirectionnels, on utilise alors de « traditionnels » onduleurs à MLI triphasés.

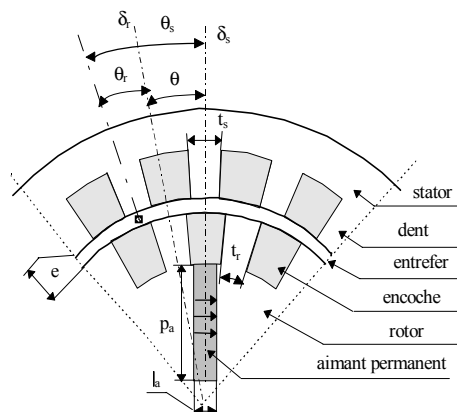


Figure 3.2.9 : Structure électromagnétique de génératrices à réluctance variable excitée par aimants [Taïbi\_CEMD99]

En forte puissance, tout particulièrement pour la production offshore, ABB a proposé récemment [ABB\_3-00] un concept intéressant, le système Windformer. Il exploite un générateur synchrone à aimants (champ radial contrairement aux structures Jeumont où le champ est axial) à grand nombre de pôles pour l'entraînement direct. Le générateur dont le bobinage est réalisé en câbles (concept Powerformer) permet de délivrer directement de la haute tension supérieure à 20 kV sans transformateur auxiliaire, ce qui est intéressant dans cette gamme de puissances élevées (3 à 5 MW). Il débite sur un redresseur à diodes puis l'énergie est transportée en courant continu à terre vers une sous-station DC-AC. La figure 3.2.10 montre une vue éclatée de la nacelle du futur aérogénérateur (à gauche) et d'un prototype de générateur à aimants et concentration de flux à 16 paires de pôles.

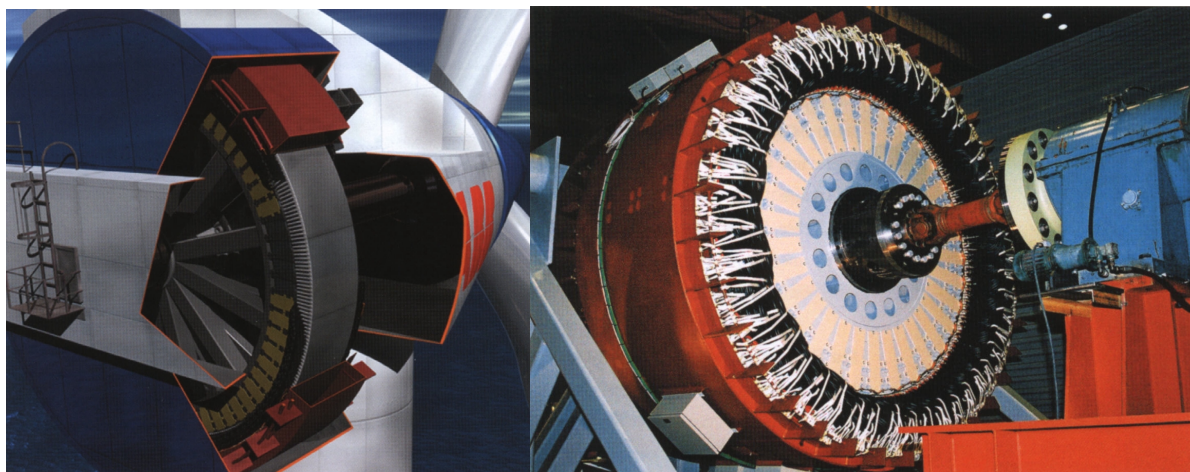


Figure 3.2.10 : Système ABB WindFormer à générateur haute tension sans transformateur et prototype de génératrice à aimants [ABB\_3-00]

## 4- Quelques exemples détaillés d'aérogénérateurs

### **4.1- Machine à génératrice asynchrone à cage à vitesse sensiblement constante**

Parmi les machines électriques utilisées dans le domaine de la conversion de l'énergie éolienne, celle du type asynchrone à cage d'écureuil offrent les avantages d'une bonne fiabilité, d'un prix relativement bas, et enfin d'un faible poids.

Les critères économiques et technologiques jouent évidemment un rôle très important. Ainsi, entre 75% et 90% des éoliennes actuellement en service utilisent un générateur asynchrone directement relié au réseau [AMP\_01], [MINECO]. Ces éoliennes fonctionnent en mode générateur à vitesse quasi fixe et utilisent des moyens auxiliaires de compensation du facteur de puissance vu du réseau [AMP\_01]. Les statistiques publiées par l'institut allemand ISET indiquent que la disponibilité de ces machines est supérieure à celles des éoliennes à vitesse variable à cause des défaillances de leur électronique de puissance [WindPower].

Une génératrice asynchrone est une machine asynchrone dont le rotor est entraîné à une vitesse supérieure à celle de synchronisme. En raison de la consommation de puissance réactive, ce type de générateur ne peut pas fonctionner indépendamment d'un réseau qui doit lui fournir la puissance réactive nécessaire.

Ainsi, dans le cas où l'aérogénérateur est couplé à un réseau, ce dernier fournit la puissance réactive. Par contre dans le cas d'un site isolé, on doit utiliser des batteries de condensateurs ou des compensateurs actifs pour produire la puissance réactive demandée. Toujours dans le cas d'un site isolé, en raison de la puissance réactive absorbée par la charge, une puissance réactive supérieure à celle de machine seule doit être fournie. Afin de pouvoir assurer l'amorçage, la charge doit être appliquée après l'établissement de la tension [MURT\_93] [MULJ\_99]. [IRFA\_94], [CAST\_97].

Les génératrices asynchrones à cage d'écureuil destinées à la conversion de l'énergie éolienne sont dimensionnées pour fonctionner avec une source de puissance qui fournit une puissance mécanique très fluctuante [WindPower].

Elles peuvent être alimentée à fréquence constante (vitesse sensiblement constante) directement par le réseau ou à fréquence statorique variable (vitesse variable) par un convertisseur électronique.

Les aérogénérateurs à vitesse du rotor et fréquence constantes sont ceux qui ont été d'abord utilisés pour les installations interconnectées [GOUR\_82], [Hlad\_84], [WAL\_97]. Ces installations sont plutôt adaptées aux sites pour lesquels les vents sont réguliers et où une variation de vitesse serait plus difficile à rentabiliser.

Le principale avantage de cette solution est que la vitesse de rotation varie légèrement (au glissement près de quelques %) en fonction des variations du couple. Cette caractéristique permet très simplement de réduire l'usure du multiplicateur ce qui représente un des avantages important [WindPower] par rapport à des machines synchrones qui seraient également directement couplées au réseau. En outre, cette légère variation de la vitesse de rotation offre une modeste augmentation de l'énergie captée en rapport avec une faible variation de vitesse du vent [MULJ\_99], [[PAPAT\_99].

Pour augmenter la plage d'utilisation des éoliennes à vitesse fixe et afin d'assurer un bon rendement, on peut bobiner le stator du générateur à cage d'écureuil de telle sorte qu'il comporte deux polarités, par exemple 4 et 6 pôles. On obtient ainsi, à fréquence réseau constante, deux vitesses de rotation. L'inconvénient de cette technique est qu'un seul

enroulement est en service à la fois, de sorte que seulement une partie du cuivre dans les encoches est utilisée, le rendement est sensiblement moins bon à masse donnée. Dans certains cas, on peut utiliser deux générateurs permettant de fonctionner à deux vitesses différentes [JACO\_91], [MURTH\_93].


Pour les sites isolés, où la génératrice asynchrone fonctionne sur un réseau autonome, il faut prévoir un banc de condensateurs fournissant le courant nécessaire pour la magnétisation [WindPower].


Ceci est également pratiqué en site non isolé pour compenser la puissance réactive.


Toutes ces éoliennes ont un multiplicateur de vitesse mécanique pour adapter la vitesse de l'aéromoteur à la vitesse du générateur [PAPAT\_99]. En effet, les moteurs asynchrones à très grand nombre de pôles, qui permettraient un entraînement direct, ont des performances très insuffisantes.

Dans le tableau 4.1.1 nous donnons quelques exemples d'éoliennes qui mettent en œuvre les machines asynchrones à cage d'écureuil à une ou deux vitesses fixes. Nordex est le fabriquant le plus important de grandes éoliennes.

Tableau 4.1.1 – Eoliennes à générateur asynchrone à cage d'écureuil

Vergnet [Vergnet] GEV4/2 : 2 kW GEV5/5 : 5kW GEV7/10 : 10 kW	Générateur asynchrone excité par condensateurs		Sites isolés
GEV10/15 : 15kW GEV10/25 : 25 kW GEV16/60 : 60kW	Générateur asynchrone excité par condensateurs ou par réseau		Multiplicateur planétaire à 2 étages à dentures rectifiées
GEV26/220 : 220 kW	Générateur asynchrone Compensateur automatique du facteur de puissance		

machine	Rotor-Mât	Générateur-Nacelle		Remarques
BONUS MkIV 600 kW [Bonus]	44 m (1520 m <sup>2</sup> ) 18 à 27 tr/min mât:36 à 60 m	Générateur asynchrone à deux vitesses de rotation 600 / 120 kW 1500 /1000 rpm 690 V IP 54 Classe F Masse nacelle : 22,525 t		Système de régulation stall (600 kW)
BONUS 1 MW (2 autres versions : 1,3 MW et 2 MW)	54,2 m (2300 m <sup>2</sup> ) 15 à 22 tr/min mât :42,7 à 70m			Système de régulation « CombiStall » (1,3 MW)

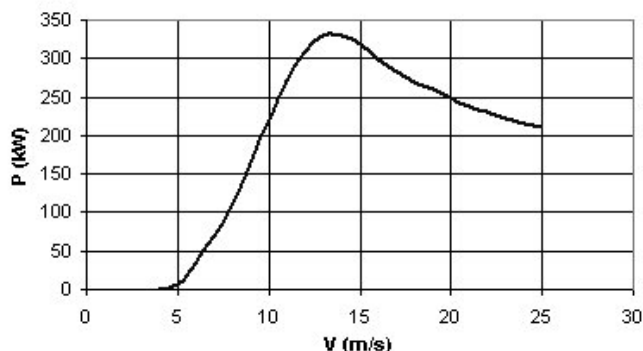
MADE AE-46/I 600 kW	46 m (1662 m <sup>2</sup> )  25,5 à 17 tr/min	Génératrice asynchrone à deux vitesses de rotation 1517 /1012 rpm 690 V IP 55 Classe F Masse nacelle : 25 t		Système de régulation stall
MADE AE-61 1300 kW	mât :45 m			
[Made]				

Curva de potencia	
Viento (m/s)	Potencia (KW)
4	0
5	6
6	33
7	69
8	113
9	164
10	219
11	271
12	309
13	329
13	329
14	330
15	318
16	298
17	283
18	270
19	260
20	249
21	239
22	230
23	222
24	216
25	210

Producción anual	
Viento (m/s)	Producción (KW*h)
6	620.800
7	877.600
8	1.110.100
9	1.303.400
10	1.452.300



Calculo con Weibull K02

Curva de potencia



Courbe de puissance et production annuelle d'une machine Made 330 kW, vitesse sensiblement constante, système stall [Made]

Figure 4.1.1

Nordex Balcke-Dur GmbH <b>N43/600</b> 600/125 kW	43 m (1452 m <sup>2</sup> )  27,2 à 18,1 tr/min	Refroidissement naturel ou liquide de refroidissement  2 vitesses : 1513 /1010 rpm (4 et 6 pôles)		Système de régulation stall
Autres modèles : N50/800 kW 800/200 kW, N54/1000 1000/200 kW N60, N62/1300 1300/250 kW [Nordex]	mât :40 à 52 m	machines IP 54 690 V Rendement : 96%  Masse nacelle : 21,4 t		Couplage progressif par gradateur à thyristors (à partir d'un vent de 3 m/s) en configuration 6 poles puis shuntage par contacteur.  Au-delà d'une certaine vitesse de vent passage à 4 poles.

On remarque que sur la plupart des éoliennes, on assure le refroidissement de la génératrice en enrobant la génératrice dans un conduit et en installant dans celui-ci un grand ventilateur. Cependant un petit nombre de constructeurs d'éoliennes utilisent des génératrices refroidies par eau [NegMicon], [Nordex]. Ces machines sont conçues d'une manière plus compacte, mais elles requièrent l'installation d'un radiateur dans la nacelle de l'éolienne [WindPower].

#### **4.2- Machine à génératrice asynchrone à rotor bobiné et double alimentation**

Comme c'est le cas pour un stator classique, les machines asynchrones à rotor bobiné ont des enroulements logés dans des encoches. Les courants rotor circulent via des anneaux qui glissent contre des balais généralement en carbone montés sur le châssis du générateur. Contrairement aux machines à cage directement connectées au réseau, les machines asynchrones à rotor bobiné permettent, par un réglage dynamique du glissement, de s'adapter aux variations de puissance fournies par la turbine, augmentant ainsi le rendement du système.

Si pour les petites puissances (<500kW), la partie mécanique peut généralement subir les variations brutales de régime de vent, ce type de contraintes devient inacceptable pour les fortes puissances. La variation de vitesse devient donc de plus en plus justifiée à mesure qu'on augmente la puissance de l'éolienne. Parmi les critères à prendre en compte pour juger de la qualité d'un tel système, on trouve :

- L'intérêt de maintenir une fréquence stator bien synchronisée par rapport à celle du réseau, afin de ne pas compromettre la stabilité d'ensemble. On peut même imaginer qu'un système 'intelligent' augmente la marge de stabilité. Ce dernier aspect peut jouer sur la limite de puissance raccordable au réseau et permet la suppression, entre stator et réseau, de condensateurs susceptibles de provoquer des résonances.
- Le rendement de la conversion ;
- Le filtrage ou la qualité des formes d'ondes injectées au réseau ;
- Le prix, 'évidemment'.

Le système composé d'un générateur à double alimentation contrôlé au rotor à vitesse variable semble un bon compromis par rapport à ces critères. Un de ses avantages déterminant vient du fait que c'est le seul schéma dans lequel la puissance générée peut être supérieure à la puissance nominale de la machine utilisée. La fréquence de rotation peut varier d'une valeur inférieure à la fréquence du réseau (si l'éolienne est raccordée), on parle alors de fonctionnement subsynchrone. Elle peut aussi dépasser largement la fréquence du réseau (jusqu'à deux fois la fréquence du réseau :  $g = -1$ ), ce qui correspond à un régime « hypersynchrone ».

L'électronique de puissance qui permet de régler les transferts d'énergie à partir du rotor est dimensionnée pour une puissance très nettement inférieure à celle du stator (environ 20%). Le coût du système à vitesse variable se trouve donc nettement amoindri.

La société Ingelectric Team a mis au point un système de ce type : Ingecon-W est un dispositif de contrôle pour aérogénérateurs asynchrones à double alimentation qui présente les avantages suivants :

- L'introduction de la vitesse variable permet un gain de production de 8 à 10% suivant les régimes de vent.
- On contrôle les puissances active et réactive à partir de deux ponts à IGBT réversibles en courant et pilotés en MLI. Cette structure permet de régler la puissance réactive (optimiser le rendement) et de minimiser le taux d'harmoniques injectés au réseau.



- L'adaptation de la charge permet de réduire les fatigues mécaniques et donc de gagner sur la durée de vie du système. En effet, si le contrôle du pas d'orientation (pitch) des pâles permet, dans une certaine mesure, de s'adapter aux variations du vent, il ne peut pas faire face à ses variations brutales (bourrasques) en raison du manque de rapidité de sa régulation.

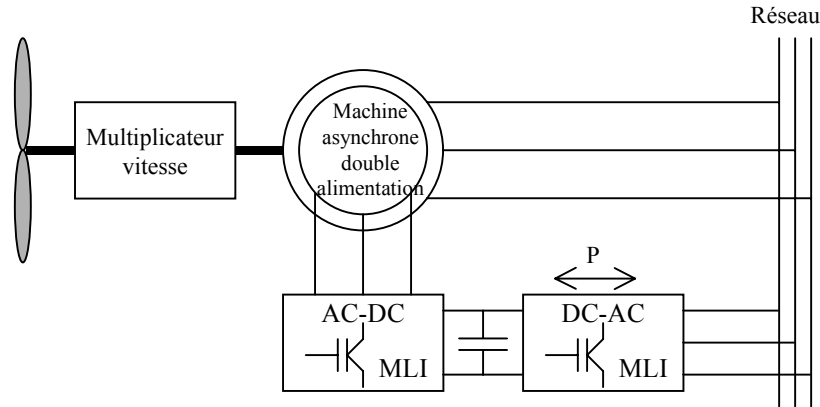


Figure 4.2.1 : Structure du système de conversion avec machine asynchrone à double alimentation contrôlé à vitesse variable

Le système Ingecon-W équipe une partie de la gamme des turbines de la société Gamesa Eolica (Espagne, Navarra, [www.gamesa.es](http://www.gamesa.es)) qui fabrique les mats, nacelles et la turbine elle-même. Comme en témoigne l'évolution de son chiffre d'affaire, cette société a suivi un taux de croissance exceptionnel et se place aujourd'hui au second rang mondial avec une puissance installée de 253 MW pour 1236 GWh produits. Elle est fortement liée avec Vestas (Danemark) qui possède une grande partie de son capital.

- capacité : 253,31 MW, 1236,5 GWh
- Chiffre d'affaire

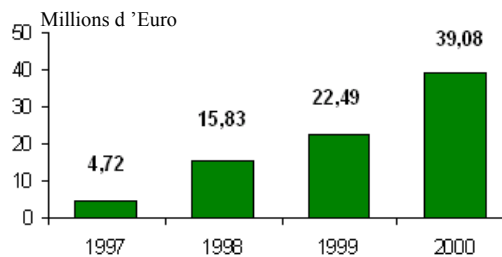


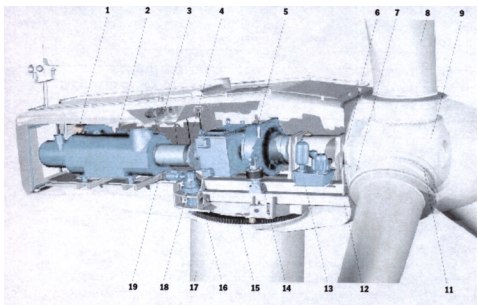
Figure 4.2.2. Evolution du chiffre d'affaire de Gamesa Eolica

Elle occupe aujourd'hui une gamme de puissance allant de 500kW (G39) à 1750kW (G66) et prépare la G80, turbine de 2MW.

Nous détaillons ci-dessous les caractéristiques de quelques turbines, dont la G52-850kW équipée du système de contrôle Ingecon-W.

machine	Rotor – Mât	Générateur - nacelle	
<b>G47</b>  660 kW	47 m (1735 m <sup>2</sup> ) tripale L <sub>pâles</sub> = 23m P <sub>pâles</sub> = 1500kg Pâles : fibre de verre imprégnée de résine	Vitesse vent : - Min 4m/s - Max : 25m/s  1958 machines entre 98 et 99	



	mâts : 40/45/50/55m		
<b>G52</b> 850 kW	52 m (2124 m <sup>2</sup> ) tripale L <sub>pâles</sub> = 25.3m P <sub>pâles</sub> = 1900kg Pâles : fibre de verre imprégnée de résine epoxy P <sub>nacelle</sub> = 22T  14.5 à 28.3tr/mn mât tubulaire : - H = 45 à 65m - diam : 3 à 3.6m - P <sub>mât</sub> = 41 à 74T	690Vac, 50Hz, IP54 4 pôles Stator : 659A / 690V nominal Facteur de puissance : ‘‘1’’ 900 (0.6pu) à 1750T/mn (1.17pu)  Vitesse vent : - Min 4m/s - Max : 25m/s  Multiplicateur : (ration 1 :61,74) - 1 étape planétaire - 3 étages hélicycloïdaux Refroidissement à l’huile (1.5kW)	<b>G52 – 850kW</b>  2. Alternateur 3. Refroidissement 4. Contrôle Electrique 5. Multiplicateur 6. Accouplement principal 7. blocage rotor. 13. Unité hydraulique 18 Reducteur de tour
<b>G66</b> 1750 kW	66 m (3421 m <sup>2</sup> ) tripale L <sub>pâles</sub> = 32m P <sub>pâle</sub> = 3800kg Pâles : fibre de verre imprégnée de résine  Mâts : 60../78m	Vitesse vent : - Min 4m/s - Max : 25m/s	
<b>G80</b> 2000 kW	80 m (5026 m <sup>2</sup> ) tripale L <sub>pâles</sub> = 39m P <sub>pâle</sub> = 6500kg/pâle Pâles : fibre de verre imprégnée de résine  mâts : 60../78m	Vitesse vent : - Min 4m/s - Max : 25m/s  Système de contrôle ingecon-W	

La machine adaptée au système de contrôle INGECON-W possède 2 bobinages triphasés au stator et au rotor. Le stator est alimenté par le réseau à fréquence fixe  $f_e$ . A partir d’un onduleur de tension à IGBT, on impose 3 courants sinusoïdaux déphasés de 120° au rotor avec une fréquence contrôlée. Ce système génère un champ tournant au rotor de fréquence  $f_r$  pour un observateur situé sur le rotor.

La fréquence électrique de rotation  $f_M$  est liée aux fréquences statorique et rotorique par l’expression :  $f_e = f_M + f_r$ .

Les courants rotoriques sont asservis en amplitude et à la fréquence  $f_r$  (autopilotage) pour contrôler le couple électromagnétique. La fréquence des courants rotor peut être soit négative soit positive, c’est à dire que la machine peut être contrôlée en mode subsynchrone ( $\Omega < 1500$  tr/mn, 4 pôles) ou hypersynchrone ( $\Omega > 1500$  tr/mn). Notons que l’inversion de fréquence correspond simplement à une opposition de phase des courants. En pratique, pour une éolienne, il n’est pas nécessaire de couvrir la totalité de la gamme de vitesse de l’arrêt à la vitesse maximale. Ainsi, pour un prototype de 500 kW réalisé par Ingelectric Team, la gamme

de vitesse est 1100 à 1700 tr/mn (pour une machine 4 pôles, 50 Hz), ce qui ne correspond qu'à une partie de la gamme exploitable en hypersynchrone.

C'est là tout l'intérêt de ce système, dérivé de la cascade hyposynchrone, dans lequel le dimensionnement en puissance du convertisseur statique alimentant le rotor est lié au produit du couple par la plage de vitesse comptée à partir de la vitesse de synchronisme. Autrement dit, pour une plage de vitesse de + ou - 20% autour de la vitesse de synchronisme, la puissance de dimensionnement est environ égale à 20% de la puissance transitant au stator au voisinage du synchronisme. Ce système permet donc une économie substantielle sur le coût du convertisseur statique par rapport à une solution dans laquelle toute la puissance doit être contrôlée électroniquement, comme c'est le cas dans les machines asynchrones à cage ou les machines synchrones qu'elles soient à inducteur bobiné ou à aimants.

Le système de contrôle pilote non seulement la fréquence  $f_r$ , mais règle aussi l'angle de phase du courant rotor, ce qui permet de faire fonctionner la machine à rendement optimal. Côté réseau, le découplage des fréquences entre les deux onduleurs (côté rotor de la machine et côté réseau) permet de choisir indépendamment de la phase des courants rotoriques, la phase des courants prélevés ou renvoyés au réseau c'est-à-dire la puissance réactive (Q). On peut ainsi notamment compenser la consommation de puissance réactive de la machine asynchrone, et fournir au réseau de la puissance réactive en fonction de la demande.

D'après Ingelectric, on obtient avec ce principe :

- une onde statorique parfaitement synchronisée sur le réseau, assurant une bonne stabilité même en présence de variations brutales de vent;
- un dimensionnement minimal des composants électroniques permettant la variation de vitesse ;
- une augmentation de la durée de vie par rapport à un système identique à vitesse fixe ;
- une compensation automatique du réactif ;
- la possibilité de fonctionner en mode autonome (déconnecté du réseau).

Le schéma fonctionnel du système de contrôle est représenté Figure 4.2.3.

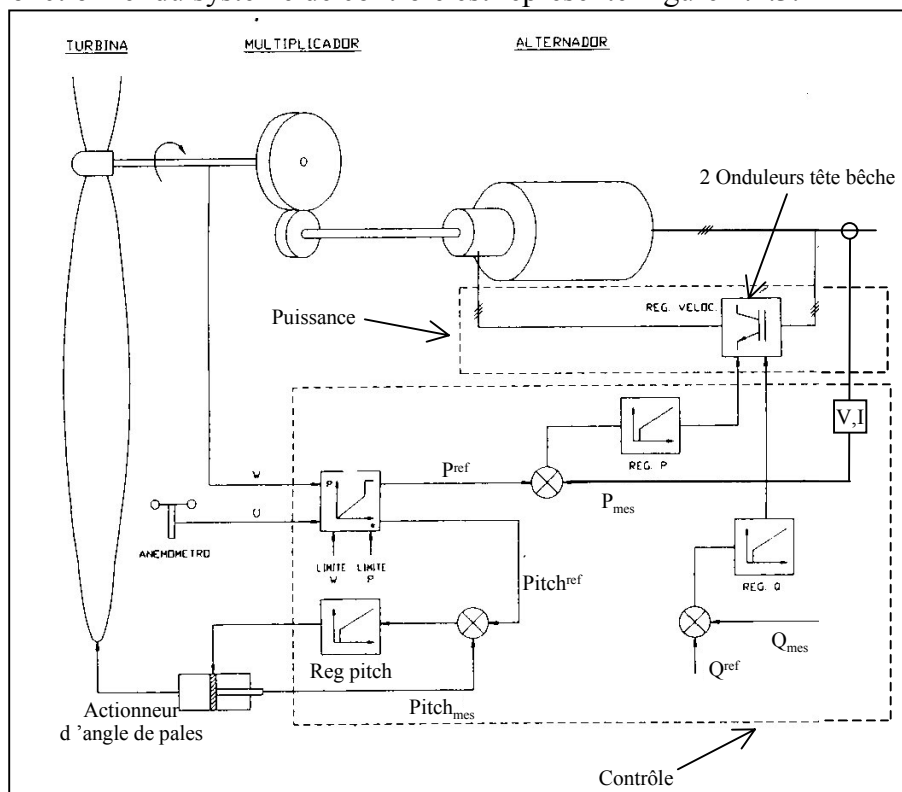


Figure 4.2.3 : schéma synoptique du système de contrôle Ingecon-W.

Il est intéressant de comparer cette solution avec un système du même type (machine identique) sans contrôle à vitesse variable. La courbe de la Figure 4.2.4 révèle la différence de puissance fournie sur site réel. On notera que la courbe de référence (à vitesse constante) a été obtenue sur une machine dont le  $\lambda$  optimal a plutôt été optimisé pour les basses vitesses de vent. S'il en avait été autrement, la variation de vitesse aurait permis un gain de puissance utile aux basses vitesses de vent.

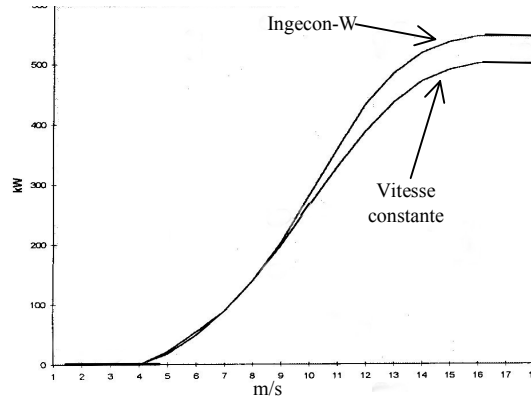


Figure 4.2.4 : comparaison des puissances fournies par le système de contrôle Ingecon-W et d'un dispositif sans contrôle actif du courant rotor : générateur, voilure, exposition identiques

Le tableau de la figure 4.2.5 permet d'affiner cette comparaison en fonction des vitesses de vents. Ces relevés ont été saisis sur le site Espagnol du 'Perdon' sur une voilure de 39m de diamètre pour 500kW de puissance.





VELOCIDAD m/s	HORAS	VEL. CONSTANTE		INGECON-W		INCREMENTO	
		kW	kWh	kW	kWh	kW	kWh
1	79	0	0	0	0	0	0
2	289	0	0	0	0	0	0
3	508	0	0	0	0	0	0
4	613	0	0	0	0	0	0
5	657	18	11.826	22	14.454	4	2.628
6	753	49	36.897	54	40.662	5	3.765
7	771	89	68.619	89	68.619	0	0
8	745	139	103.555	139	103.555	0	0
9	701	199	139.499	203	142.303	4	2.804
10	648	264	171.072	280	181.440	16	10.368
11	569	328	186.632	357	203.133	29	16.501
12	517	387	200.079	433	223.861	46	23.782
13	412	436	179.632	484	199.408	48	19.776
14	350	471	164.850	518	181.300	47	16.450
15	280	490	137.200	536	150.080	46	12.880
16	219	500	109.500	545	119.355	45	9.855
17	201	500	100.500	545	109.545	45	9.045
18	149	500	74.500	545	81.205	45	6.705
19	114	500	57.000	545	62.130	45	5.130
20	79	500	39.500	545	43.055	45	3.555
21	35	500	17.500	545	19.075	45	1.575
22	17	500	8.500	545	9.265	45	765
23	9	500	4.500	545	4.905	45	405
24	9	500	4.500	545	4.905	45	405
25	0	500	0	545	0	45	0
PRODUCCION TOTAL		1.815.861		INCREMENTO PRODUCCION		146.394	
						8,06%	

Figure 4.2.5 : tableau de comparaison du système de contrôle Ingecon-W et d'un dispositif sans contrôle actif du courant rotor : générateur, voilure, exposition identiques

Notons enfin que le constructeur **Nordex** exploite les machines asynchrones à double alimentation pour ces éoliennes de forte puissance, telles que la N80 de 2500 kW. La puissance apparente du convertisseur à IGBT est de 750 kVA soit 30% de la puissance maximale générée. La machine à 3 paires de pôles, sa vitesse « nominale » est de 1100 tr/mn et la plage de variation de 700 à 1300 tr/mn.

### 4.3- Machine à génératrice synchrone à inducteur bobiné à vitesse variable (entraînement direct)

Le premier constructeur à avoir développé, dès 1992, cette technologie est l'allemand Enercon. Il propose une gamme d'aérogénérateurs à entraînement direct avec machine synchrone à inducteur bobiné à très grand nombre de pôles (structure annulaire, environ 50 pôles) pour des puissances allant de 200 kW (machine E30) à 1,8 MW (machine E66). Les rotor sont tripales et à pas variable (système pitch).

machine	Rotor - Mât	Générateur - nacelle		N <sup>bre</sup> machines
<b>E30</b>  <b>200 kW</b>  (2 autres versions : 230 et 280 kW)	30 m (707 m <sup>2</sup> ) 2 tonnes  <b>16 à 48 tr/mn</b>  mâts : 34 à 48 m (19 et 28 tonnes)	400 V Classe F, Nomex  Couple maxi : 39,8 kN.m M = 12 650 kg 3,15 N.m/kg  rendement : 94%		mars 2000 : 250
<b>E40</b>  <b>600 kW</b>	40,3 m (1276 m <sup>2</sup> ) 8,2 t et 44 m (1521), 9,1 t  <b>18 à 38 tr/mn</b>  mâts : 44 à 76 m (55 à 105 tonnes)	440 V  Environ 60 poles Longueur induit $\cong$ 250 mm  Couple maxi : 151 kN.m  Masse nacelle : 21,6 t Au global : 7 N.m/kg		janvier 2000 : 2000
<b>E58</b>  <b>1 MW</b>	58 m (2697 m <sup>2</sup> ) 21 t  <b>10 à 24 tr/mn</b>  mâts : 69 m, 140 tonnes	440 V  Couple maxi : 400 kN.m  Masse nacelle : 71 t  Au global : 5 N.m/kg		Janvier 2000 : 4
<b>E66</b>  <b>1,8 MW</b>	65m (3317 m <sup>2</sup> ) 27,4 t et 70 m (3848 m) 29,5 t  <b>10 à 22 tr/mn</b>  mâts : 64 (122 t), 84 m (191 t) à 98 m (béton : 876 t)	440 V  Couple maxi : 782 kN.m  Masse nacelle : 71,6 t  Au global : 11 N.m/kg		Mars 2000 : 300
				Total : $\cong$ 2600

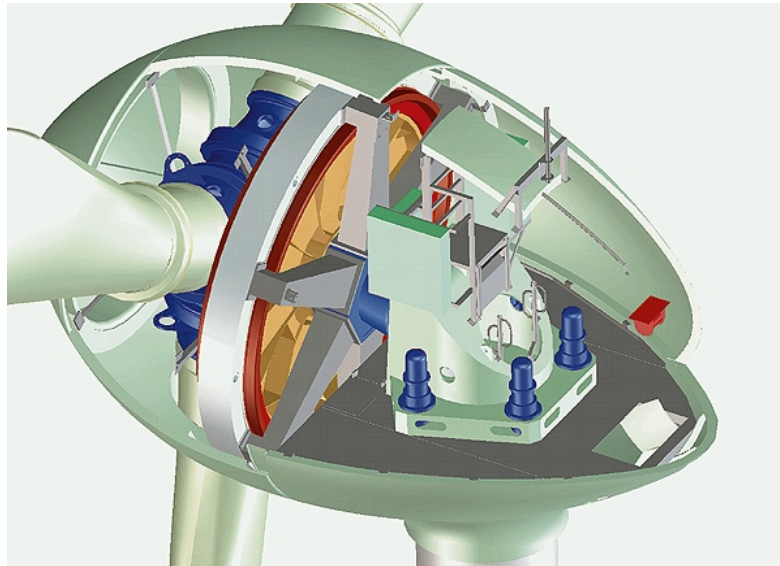


Figure 4.3.1 : Schéma nacelle E40 (schéma Enercon)

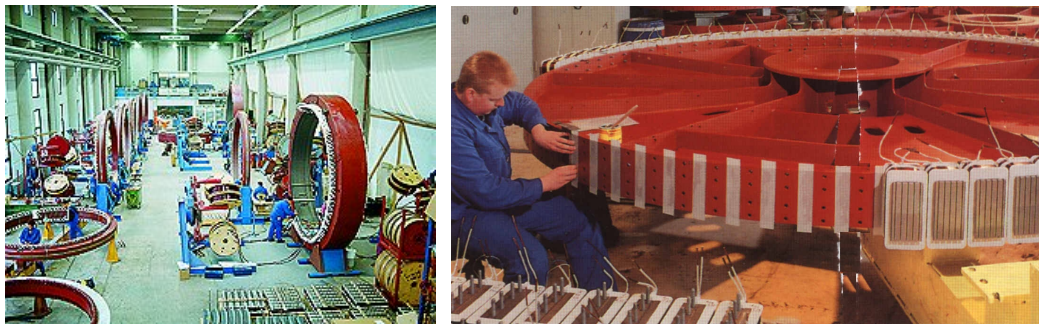


Figure 4.3.2 : Fabrication des machines E40 (photos Enercon)

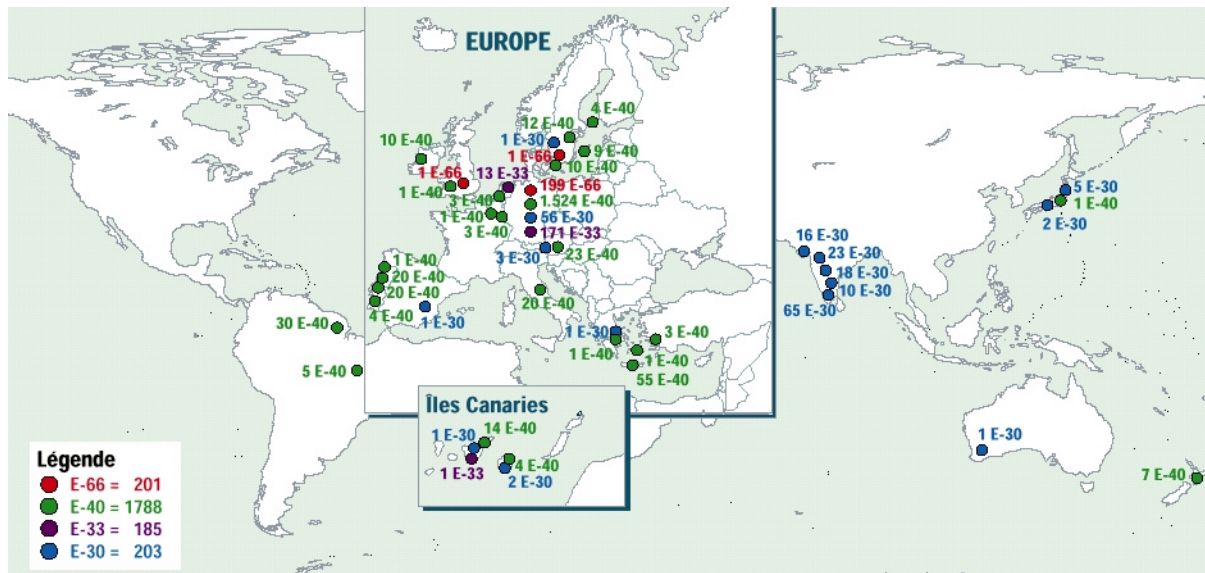



Figure 4.3.3 : Implantations dans le monde des machines ENERCON en 1999 (doc. Enercon)



#### 4.4- Machine à génératrice synchrone à aimants permanents à vitesse variable (entraînement direct)

Machine J48 de Jeumont Industrie :

Rotor tripale système stall + freins aérodynamiques en bout de pales

machine	Rotor - Mât	Générateur - nacelle		N <sup>bre</sup> machines
<b>J48</b>  <b>750 kW</b>  (autres versions prévues : pour vents plus faibles et marinisée)	48 m (707 m <sup>2</sup> ) 12 tonnes  <b>9 à 25 tr/mn</b>	Générateur discoïde à aimants, $\phi \approx 3,6$ m Temp. Cuivre : 120°C 400 V rendement : 90 à 95% Couple maxi : 326 kN.m $M_{\text{gén}} \approx 19$ tonnes 17 N.m/kg  $M_{\text{nacelle}} \approx 35$ tonnes Globalement : 9,3 N.m/kg		Mi 2001 : 6  Prévisions : - 2001 : 50 - 2002 : 100

Génératrice : 750 kW – vitesse variable avec convertisseurs AC/DC (redresseur MLI) et DC/AC (onduleur MLI) connecté à un transformateur 400 V.

Technologie électronique de puissance : IGBT (modules 1,2 kA – 3,3 kV).

Un freinage électrique est à l'essai, il comprend un module de dissipation en parallèle sur le condensateur intermédiaire entre les deux convertisseurs MLI. Il s'agit d'une résistance de puissance réglée électroniquement par hachage comme dans les systèmes industriels. Le freinage est possible même en cas de disparition réseau. L'inducteur à aimants garantit la présence des fem et la possibilité de freiner dans la quasi-totalité des situations. Cela permettrait éventuellement de simplifier la turbine à l'extrême en supprimant les freins aérodynamiques en bout de pales.

La machine et l'électronique de puissance sont refroidis à l'eau.

Le rotor est discoïde (monodisque) à grand nombre de pôles et à aimants permanents NdFeB haute énergie.

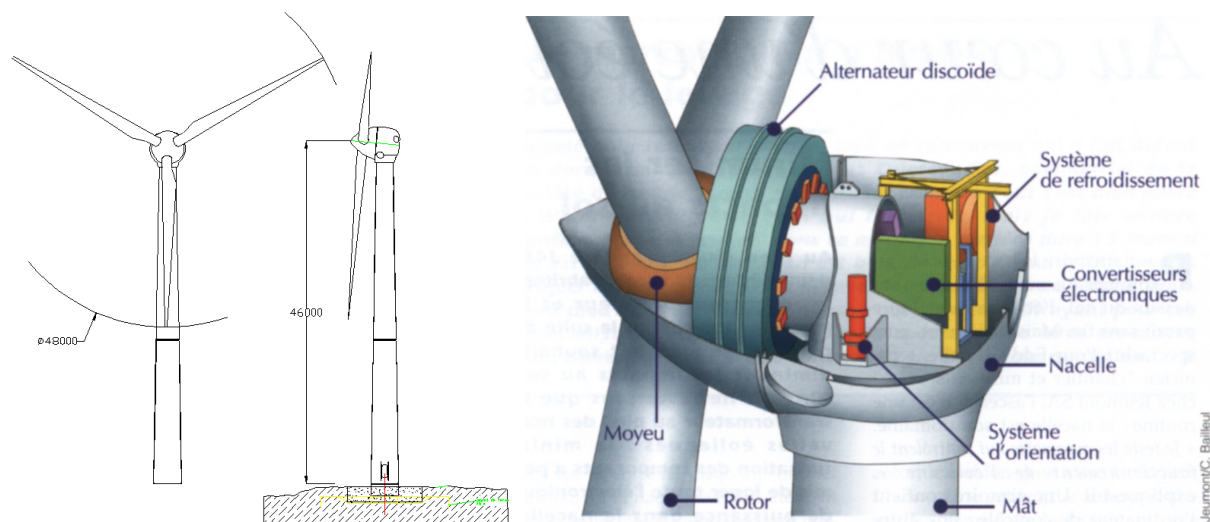
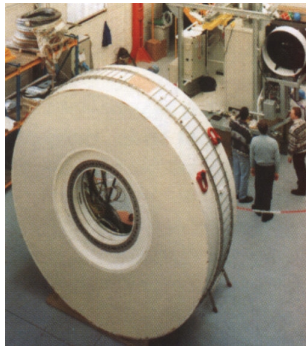


Figure 4.4.1 : Schéma de l'aérogénérateur

Eclaté de la nacelle





Génératrice en usine



Nacelle en usine



Levage de la nacelle

Figure 4.4.2 : assemblage et montage



Levage de nacelle



Rotor en place sur le mât

Figure 4.4.3 : Première J48 mise en service mi-1999 sur le site de Widehem (Pas de Calais)

### Quelques sites exploitant des machines J48

- **Centrale de WIDHEM** (Pas de Calais) autour de la future " Aire des Falaises " de l'A16 : 6 éoliennes J48, 1<sup>ère</sup> machine installée en juin 1999, les 5 suivantes installées début 2001.  
Investissement total (projet EED) : 33,5 MF pour 4,5 MW soit 7,4 FF/W ou 5,6 MF par machine.

- **Centrales de ESCALES-CONILHAC I et II** (Aude sur les communes d'Escalles et de Conilhac-Corbières, près de la ville de Lézignan-Corbières) : deux tranches de 7,5 MW (2 x 10 éoliennes J48), travaux début 2001 à fin 2001.  
Par tranche de 7,5 MW : production annuelle prévue 21.10<sup>6</sup> kWh (équivalent 2800 heures à pleine puissance)  
Investissement total (projet EED) : 48,3 MF, soit 6,5 FF/W ou 4,8 MF par machine.

- **Centrale de BONIFACIO** (Corse) : 10 éoliennes J48 espacées de 150 m. Projet accepté en 1998.  
Production annuelle prévue 16,78.10<sup>6</sup> kWh (équivalent 2200 heures à pleine puissance).  
Investissement total (projet EED) : 51 MF pour 7,5 MW soit 6,8 FF/W ou 5,1 MF par machine.

Prix du système : environ 5 MF pour 750 kW, dont, très approximativement, 1 MF pour la génératrice, 1 MF pour le convertisseur, 1 MF pour les pales.

## 5- Bibliographie

- [Argan\_RGE82] ARGAND A. « L'énergie électrique d'origine éolienne », RGE 1/82, janv. 82, pp.43-50.
- [GOUR\_82] D. Le GOURIERES, *Energie éolienne, théorie, conception et calcul pratique des installations*, Eyrolles, 1982.
- [EGG\_87] D.M. EGGLESTON, F.S. STODDARD, *Wind turbine engineering design*, Van Nostrand Reinhold Company, New York, 1987.
- [FRE\_90] L.L. FRERIS, *Wind energy conversion system*, Prentice Hall International Ltd., England, 1990.
- [Hlad\_84] Jean HLADIK, *Énergétique éolienne : applications pratiques, chauffage éolien, production d'électricité, pompe*, Masson, 1984.
- [JACO\_91] Jacob Perahia and Chemmangot V. Nayar, *Power controller for a wind-turbine driven tandem induction generator*, School of Electrical and Computer Engineering, 1991, pp. 599-624.
- [Gipe\_93] Paul GIPE, *Wind Power for Home and Business*, Chelsea Green Publishing Comp, 1993.
- [MURT\_93] S.S. Murthy, *A novel self-excited self-regulated single phase induction generator*, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 8, No. 3, September 1993, pp : 377-382.
- [TORB\_93] Torbjorn Thiringer, Jan Linders, *Control by Variable Rotor Speed of a Fixed-Pitch Wind Turbiner Operating in a Wide Speed Range*, IEEE Trans. on Energy Conversion, Vol.8, n°. 3, Sept. 1993, pp.520-526.
- [IRFA\_94] IRFAN ALAN and THOMAS A. LIPO, *Control of Polyphase Induction Generator/Induction Motor Power Conversion System Completely Isolated from the Utility*, IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 30, N°3, May/june 1994, pp. 636-647.
- [NICH\_94] C. NICHITA, E. CEANGA, A. PIEL, J.J. BELHACHE, L. PROTIN, "Real time servosystem for a wind turbine simulator", IEEE 3<sup>rd</sup> Intern. Workshop on Advanced Motion Control, USA, 1994, pp. 1039-1048.
- [SPE\_94] D.A. SPERA, *Wind turbine technology. Fundamental concepts of wind turbine engineering*. New York ASME Press, 1994.
- [NICH\_95] C. NICHITA, *Etude et développement de structures et lois de commande numériques pour la simulation en temps réel d'actionneurs. Application à la réalisation d'un simulateur d'aérogénérateur de 3 kW*. Thèse de Doctorat, Université du Havre, 1995.
- [HILLO\_96] Hilloowalla, R.M., Sharaf, A.M., *A Rule- Based Fuzzy Logic Controller for a PWM Inverter in a Stand Alone Wind Energy Conversion Scheme*. IEEE Trans. On Ind. App., vol.32, no.1, jan/feb 1996, pp.57-65.
- [CHAB\_EU97] B. CHABOT, "Énergies renouvelables" Encyclopaedia Universalis 1997.
- [CAST\_97] Castelli Dezza, F., DiGerlando, A., Perini, R., *Modelling and Experimental Investigation of Energy Conversion Systems employing Wind-Driven Induction Generators with Electronically Controlled Self-excitation and Power Output*. EPE '97, Trondheim, Norvegia, vol.2, pp.652-658.
- [COLLI\_97] Collietz, C., Tounzi, A., Piriou, F., *Vector Control of a Autonomous Induction Generator connected to a PWM Rectifier*. EPE '97, Trondheim, Norvegia, vol.2, pp.711-716.
- [EDF\_sept97] H. CHEFDEVILLE, « Énergies renouvelables : lancement du programme éolien français ÉOLE 2005 », Les cahiers de l'ingénierie, n°65, sept.97, pp.3-8.
- [LOBI\_97] LoBianco, G., Caricchi, F., Crescimbin, F., Solero, L., *Power Electronic Interface for Unconventional Small Size Stand Alone Wind Energy Conversion Systems*. EPE '97, vol.2, pp.659-663.
- [Mutsch\_97] P. MUTSCHLER, B. HAGENKORT, S. JÖCKEL, « Control method for variable speed stall control wind turbines », European wind energy conf, October 1997, Dublin, Ireland.
- [TechIng\_97] J. MARTIN, « Énergies éoliennes », Techniques de l'Ingénieur, Traités Énergétique B8585, 1-1997, 22p.
- [WAL\_97] J.F. WALKER, N. JENKINS, *Wind energy technology*, John Wiley & Sons, Inc., 1997.
- [BWEA\_rep98] British Wind Energy Agency, « Offshore Wind Energy : Building a new industry for Britain », report June 1998.
- [Mul\_3EI98] B. MULTON, « L'énergie sur la terre : analyse des ressources et de la consommation. La place de l'énergie électrique. », Revue 3E.I n°13, septembre 98, pp.29-38.
- [Perez\_HP98] R. PEREZ, « Wind Power », Home Power, Oct/Nov 1998, pp.56-60.
- [Sagr\_HP98] M. SAGRILLO, « Wind Power », Home Power, June/July 1998, pp.18-32.
- [CEE\_LivreBlanc] Commission Européenne « Énergie pour l'avenir : les sources d'énergie renouvelables. Livre blanc établissant une stratégie et un plan d'action communautaires ».
- [Cor-NREL\_99] CORBUS D., BARING-GOULD I., et. al. « Small Wind Turbines Testing and Applications Development », NREL, Windpower'99, Burlington, June 99.
- [Hender\_EWEA99] A.R. HENDERSON, M.H. PATEL, J. HALLIDAY, G. WATSON, « Multiple Turbine Floating Offshore Windfarms », Europ. Wind Energy Conf. Nice, march 1999.
- [Mul\_JEEA99] B. MULTON « L'énergie électrique : analyse des ressources et de la production. », Journées électrotechnique du club EEA, 28-29 janvier 1999, Paris, 8 p.
- [MULJ\_99] E. Muljadi and C.P. Butterfield, J. Sallan and M. Sanz, *Investigation of self-excited induction generators for wind turbine applications*, IEEE IA Society Annual Meeting, Phoenix, October 3-7, 1999.

- [NREL\_99] P.R. GOLDMAN, R.W. THRESHER, S.M. HOCK (US-NREL) « *Wind Energy in the United States : Market and Research Update* », Europ. Wind Energy Conf., Nice, 1-5 March 99.
- [PAPAT\_99] Papathanassiou, S.A., Papadopoulos, M.P., *Dynamic behavior of variable speed wind turbines under stochastic wind*, IEEE Trans. on Energy Conversion, Vol. 14, No. 4, December 1999, pp. 1617-1623.
- [Patel\_99] M.R. PATEL, *Wind and Solar Power Systems*, CRC Press, 1999.
- [RUBE\_99] Ruben Pena, Roberto Cardenas, Daniel Sbarbaro, Ramon Blasco-Gimenez, *Variable Speed Grid Connected Induction Generator for Wind Energy Systems*, EPE'99, Lausanne, pp.1-9.
- [SHAS\_99] Shashank Wekhande, Vivek Agarwal, *A Variable Speed Constant Voltage Controller for Self-Excited Induction Generator with Minimum Control Requirements*, IEEE International Conference on Power Electronics and Drive Systems, PEDS'99, July 1999, Hong Kong, pp. 98-103.
- [Taïbi\_CEMD99] S. TAÏBI, I. HAOUARA, A. TOUNZI, F. PIRIOU, « *Etude de MRV excitées pour des applications en entraînement direct* », CEMD'99, Cachan 4 février 1999.
- [Toun\_JEEA99] A. TOUNZI « *Utilisation de l'énergie éolienne dans la production de l'électricité.* », Journées électrotechnique du club EEA, 28-29 janvier 1999, Paris.
- [ABB\_3-00] M. DAHLGREN, H. FRANK, M. LEIJON, F. OWMAN, L. WALFRIDSSON, « *Windformer. Production à grande échelle d'électricité éolienne* », Revue ABB n°3-2000, pp.31-37.
- [Bau\_IAS00] P. BAUER, S.W.H. DE HAAN, C.R. MEYL, JTG. PIERIK, « *Evaluation of Electrical Systems for offshore Windfarms* », CDROM of the IEEE IAS Conf., Oct. 2000.
- [Budi\_00] M. BUDINGER, D. LERAY, Y. DEBLEZER, « *Éoliennes et vitesse variable* », revue 3EI N°21 Juin 2000.
- [Chen\_00] CHEN, S. A. GOMEZ, M. Mc CORMICK, « *A fuzzy logic controlled power electronic system for variable speed wind energy conversion systems* », IEE PEVD conf, September 2000, London, Conf pub. n° 475.
- [Diveux\_TH00] Thierry DIVEUX, « *Implantation d'un système éolien. Optimisation par algorithmes génétiques* », Thèse LEPT-ENSAM Bordeaux, 29 septembre 2000.
- [Hau\_00] E. HAU, *Wind-Turbines*, Springer, 2000.
- [Hoff\_IAS00] R. HOFFMANN; P. MUTSCHLER, « *The Influence of Control Strategies on the Energy Capture of Wind Turbines* ». CDROM of the IEEE IAS Conf., Oct. 2000.
- [Mül\_IAS00] S. MÜLLER, M. DEIKE, R.W. DE DONCKER, « *Adjustable Speed Generators for Wind Turbines based on Doubly-fed Induction Machines and 4-Quadrant IGBT Converters Linked to the Rotor* », CDROM of the IEEE IAS Conf., Oct. 2000.
- [AMP\_01] *Rapport final de la Commission pour l'Analyse des Modes de Production de l'Electricité et le Redéploiement des Energies (AMPERE)*, Belgique, 2001.
- [Ger\_EF01] O. GERGAUD, B. MULTON, H. BEN AHMED, « *Modélisation d'une chaîne de conversion éolienne de petite puissance.* », Electrotechnique du Futur, Nancy, novembre 2001.
- [Obser\_Jan00] EurObserv'ER, *Le baromètre éolien : 13 356 MW dans le monde début 2000*, revue Systèmes Solaires n°135, janvier 2000, pp.29-36.
- [Obser\_Jan01] EurObserv'ER, *Le baromètre éolien : 16 622 MW dans le monde en 2001*, revue Systèmes Solaires n°141, janvier-février 2001, pp.21-29.
- [Obser\_Mai01] B. GARRIGUES, « *Achat de l'électricité éolienne : les nouveaux tarifs viennent de sortir* », revue Systèmes Solaires n°143, mai-juin 2001, pp.46-47.
- [TechIng\_2001] P. LECONTE, M. RAPIN, E. SZECHENYI, « *Eoliennes* », Techniques de l'Ingénieur, traité de mécanique, BM 4640, fév. 2001.

### Sites Web

- [CompEole] Compagnons d'Eole : <http://users.swing.be/compagnons-eole/>
- [PaulGippe] Paul Gipe Association : <http://rotor.fb12.tu-berlin.de/overview.html>
- [WindPower] Site des constructeurs Danois : <http://www.windpower.dk/>
- [OWEN] Offshore Wind Energy Network : <http://www.owen.eri.rl.ac.uk/>
- [EoleWeb] Eole, les éoliennes et l'énergie du vent : <http://www.eole.org/>
- [EWEA] European Wind Energy Association : <http://www.ewea.org/>
- [AWEA] American Wind Energy Association : <http://www.awea.org/>
- [EED] Espace Eolien Développement : <http://www.espace-eolien.fr/>
- [RISO] Risø National Laboratory (Danemark) : <http://www.risoe.dk/>
- [LIOR] LIOR international, <http://www.lior-int.com/>
- [GEFER] Groupe Eolien Francoph. d'Etudes et Rech., <http://www.gefer.univ-artois.fr/>
- [MINECO] Ministère des Affaires économiques, Belgique : <http://www.mineco.fgov.be>



## ANNEXE

### Liste des fabricants de grandes machines [CompEole, GEFER, NREL\_99] :

<b>FABRICANTS</b>	Pays	<b>&gt;=30kW</b>	Web
AN WIND filiale de BONUS	DE	300,600,1000kW, 1,3 MW	<a href="http://www.anwind.de">http://www.anwind.de</a>
ATEV	DE	40kW	<a href="http://www.ATEV.de">http://www.ATEV.de</a>
AtlanticOrientCorporation	USA	50KW	<a href="http://www.aocwind.net">http://www.aocwind.net</a>
BONUS	DK	600kW, 1,1.3, 2MW	<a href="http://www.bonus.dk/uk/index.html">http://www.bonus.dk/uk/index.html</a>
DEWIND	DE	500,600,1000,1250kW Projet 3/3.5MW	<a href="http://www.DEWIND.DE/">http://www.DEWIND.DE/</a>
DUTCH Pacific	USA	80kW, 250kW, 750, 600, 800kW	<a href="http://www.dutchpacific.com/">http://www.dutchpacific.com/</a>
ENERCON	DE	30, 230, 500, 600, 1500, 1800kW	<a href="http://www.enercon.de/">http://www.enercon.de/</a>
ENRON	USA	750kW, 1.5MW, 2MW	<a href="http://www.wind.enron.com/">http://www.wind.enron.com/</a>
Fuhrlander	DE	30,100,250,800,1000kW	<a href="http://www.fuhrlaender.de">http://www.fuhrlaender.de</a>
Jacob	DE	600 kW, 1 MW, 1,5 MW	<a href="http://www.jacobs-energie.com">http://www.jacobs-energie.com</a>
JEUMONT INDUSTRIE	F	750 kW	
lagerway		80, 250, 600, 750, 800kW	<a href="http://www.lagerwey.nl/">http://www.lagerwey.nl/</a>
MADE Sistemas Electricos	SP	330, 650kW à 1,3 MW	<a href="http://www.made.es/">http://www.made.es/</a>
NEGMicon	DK	600, 900, 1000, 1500, 2000kW	<a href="http://www.neg-micon.dk">http://www.neg-micon.dk</a>
NORDEX	DK	250, 600, 800, 1000, 1300, 2500kW	<a href="http://www.nordex.dk">http://www.nordex.dk</a>
Northern Power Systems		100kW	<a href="http://www.northernpower.com/index.html">http://www.northernpower.com/index.html</a>
pro + pro Energiesysteme GmbH	DE	1.5MW	<a href="http://www.propro.de">http://www.propro.de</a>
RivaWindTurbines	I	350kW(monopale)	<a href="http://www.rwt.it/index_forced.html">http://www.rwt.it/index_forced.html</a>
SÜDWIND Energiesysteme GmbH	DE	30, 37, 45 – 270 – 300, 350 – 600, 750 kW	<a href="http://www.dewi.de/wtsuppliers/sw2.html">http://www.dewi.de/wtsuppliers/sw2.html</a>
TACKE	DE	660,1500,2000kW	<a href="http://www.wind.enron.com/tacke">http://www.wind.enron.com/tacke</a>
TURBOWINDS	BE	400, 600kW	<a href="http://www.turbowinds.com">http://www.turbowinds.com</a>
VENTIS	DE	100, 500/600 kW	<a href="http://www.VENTIS.DE/">http://www.VENTIS.DE/</a>
VERGNET	FR	60kW	<a href="http://www.vergnet.fr/">http://www.vergnet.fr/</a>
VESTAS	DK	660,850,1650,1750,2000kW	<a href="http://www.vestas.dk">http://www.vestas.dk</a>
Wind Turbine Compagy	USA	Projet 1MW	
Zond Energy System	USA	750kW, Projet 1.7MW	

<b>FABRICANTS</b>	Pays	<b>5kW à 30kW</b>	Web
ATEV	DE	5,15Kw	<a href="http://www.ATEV.de">http://www.ATEV.de</a>
AtlanticOrientCorporation	USA	10KW	<a href="http://www.aocwind.net">http://www.aocwind.net</a>
BergeyWindpowerCo	USA	10kW	<a href="http://www.bergey.com">http://www.bergey.com</a>
ETTE	Norway	5, 10, 15 KW	<a href="http://www.ette.no/">http://www.ette.no/</a>
GP&GFHILL Pty Ltd	AU	8,10kW	<a href="http://www.venwest.iinet.net.au/">http://www.venwest.iinet.net.au/</a>
J.Bornay Aerogeneradores	SP	12kW	<a href="http://www.bornay.com">http://www.bornay.com</a>
LGHEnergy	Ukraine	6,5kW	<a href="http://www.sbedif.ivano-frankivsk.ua/energy/homepage.en.htm">http://www.sbedif.ivano-frankivsk.ua/energy/homepage.en.htm</a>
MarocAeroEnergie	MA	5,15Kw	<a href="http://www.espacenet.net.ma/mae/aero_energie.htm">http://www.espacenet.net.ma/mae/aero_energie.htm</a>
Phoenix Windpower		10, 25kW	<a href="http://www.phoenixwp.com/">http://www.phoenixwp.com/</a>
PitchWind	Suede	20, 30kW	<a href="http://www.pitchwind.se/english/ukindex.htm">http://www.pitchwind.se/english/ukindex.htm</a>

PowerTechnologyCentre	BE	12kW	<a href="http://www.powertechologycentre.faithweb.com/">http://www.powertechologycentre.faithweb.com/</a>
ProvenWorldFriendlyEnergy	UK	6kW	<a href="http://www.almac.co.uk/proven/">http://www.almac.co.uk/proven/</a>
SAMBRABEC	CA	5,10,15,20kW (axe vert. Spéc.)	<a href="http://pages.infinet.net/sambrab">http://pages.infinet.net/sambrab</a>
TURBOWATT	CA	5,10,15,20kW	
VENTIS	DE	6 kW	<a href="http://www.VENTIS.DE/">http://www.VENTIS.DE/</a>
VERGNET	FR	5,10,15,25kW	<a href="http://www.vergnet.fr/">http://www.vergnet.fr/</a>
WorldPowerTechnologies	USA	7kW	<a href="http://www.worldpowertech.com">http://www.worldpowertech.com</a>

<b>FABRICANTS</b>	<b>Pays</b>	<b>&lt;5kW</b>	
AEROCRAFT	DE	120, 240, 500, 750 W, 1 et 5 kW	
AEROMAX	USA	400,600,1000,2000W	<a href="http://www.aeromaxwindenergy.com">www.aeromaxwindenergy.com</a>
AG Windrotor	IT	500 W, 3 kW et 7 kW (axe vertical)	<a href="http://pwhux.tin.it/nieder/index.htm">http://pwhux.tin.it/nieder/index.htm</a>
BayWinds	USA		<a href="http://www.baywinds.com/">http://www.baywinds.com/</a>
BergeyWindpowerCo	USA	1500,850W	<a href="http://www.bergey.com">http://www.bergey.com</a>
Eco-Turbines	BE	?W(axevertical)	<a href="http://users.swing.be/eco-turbines/">http://users.swing.be/eco-turbines/</a>
ElectroVent	CA	(12VCC,15/30A)	<a href="http://www.electrovent.com/">http://www.electrovent.com/</a>
GEIGERWindkraftanlagen	DE	700,...., 4000W	<a href="http://www.bionetz.de/wind_0100.htm">http://www.bionetz.de/wind_0100.htm</a>
GP&GFHILL PtyLtd	AU	2500,1800W	<a href="http://www.venwest.iinet.net.au/">http://www.venwest.iinet.net.au/</a>
Ing.BüroSchoder	DE	500W	<a href="http://www.schoder.de/">http://www.schoder.de/</a>
J.BornayAerogeneradores	SP	3000,1500,1000,600,250,60W	<a href="http://www.bornay.com">http://www.bornay.com</a>
Marlec	UK		<a href="http://www.marlec.co.uk/">http://www.marlec.co.uk/</a>
NeueEnergieTechnik	AT	?W(axevertical)	<a href="http://www.sbgenergy.net/windkraft/w_5.htm">http://www.sbgenergy.net/windkraft/w_5.htm</a>
NorthWindHR3	USA	3000W	<a href="http://www.northernpower.com/Wind_HR3.html">http://www.northernpower.com/Wind_HR3.html</a>
PowerTechnologyCentre	BE	4500,3000,1500,1000,900,600,500,250,60W	<a href="http://www.powertechologycentre.faithweb.com/">http://www.powertechologycentre.faithweb.com/</a>
ProvenWorldFriendlyEnergy	UK	2500,600W	
Seawest WindPower	USA		<a href="http://www.seawestwindpower.com/">http://www.seawestwindpower.com/</a>
SouthWestWindPowerInc.	USA	300, 400, 500, 900, 1000, 3000W	<a href="http://www.windenergy.com/">http://www.windenergy.com/</a>
TravereAérogénérateurs	FR	3000,1000,400W	<a href="http://www.travere.com">http://www.travere.com</a>
TURBOWATT	CA	2500W	
VERGNET	FR	2000W	<a href="http://www.vergnet.fr/">http://www.vergnet.fr/</a>
WindBaron??	USA	3200W	
Windflower	DK	4000,1000,600W	<a href="http://www.windmission.dk/">http://www.windmission.dk/</a>
WorldPowerTechnologies	USA	4500,3000,1500,1000,900,600,500W	<a href="http://www.worldpowertech.com">http://www.worldpowertech.com</a>
African windpower	zimbabwe	1...5KW	<a href="http://www.power.co.zw/windpower/">http://www.power.co.zw/windpower/</a>
AMPAIR	USA	100W	<a href="http://www.ampair.com/">http://www.ampair.com/</a>