

Énergie électrique : génération éolienne

Culture Sciences
de l'Ingénieur

Hélène HORSIN MOLINARO - Bernard MULTON

Édité le
02/07/2020

école
normale
supérieure
paris-saclay

Bernard Multon a été Professeur des Universités au département de Mécatronique de l'ENS Rennes [1] et chercheur dans le groupe SETE du pôle CSEE du laboratoire SATIE [2].

Cette ressource pédagogique est principalement basée sur le module d'enseignement dispensé par Bernard Multon au département Mécatronique de l'ENS Rennes « Energétique électrique » [3] en 2017-2018 en Master 2 Ingénierie des Systèmes Complexes parcours Enseignement.

L'exploitation du vent à des fins énergétiques est très ancienne, les premières traces de voiles sur les embarcations sont datées d'il y a environ 5 000 ans. Les moulins à vent, « ancêtres » des éoliennes modernes, sont vraisemblablement apparus en Perse au VII^e siècle avant notre ère [4], mais c'est au Moyen-Age qu'ils se développèrent massivement en Occident. Longtemps essentiels dans les développements industriels, au côté des moulins hydrauliques, ils ont été utilisés pour le broyage d'aliments (céréale, olive,...), lors de la fabrication du papier, la coupe de bois ou encore le drainage des polders aux Pays-Bas.



Figure 1 : Rangée de moulins de polders à Liedschendam (Pays-Bas), source [5]

Le premier aérogénérateur électrique connu date de 1891, il a été mis au point par P. La Cour¹ pour fabriquer de l'hydrogène par électrolyse au Danemark. Aux USA, une éolienne bipale de 1,25 MW a été expérimentée en 1941 dans le Vermont. La France également a travaillé très tôt sur le thème de l'énergie éolienne, dès 1929 une éolienne bipale de 20 m de diamètre a été conçue par la compagnie CEM [6]. Dans les années 1950-60 un aérogénérateur tripale de 30 m avec une génératrice synchrone de 800 kW a été conçu et testé, puis un bipale de 35 m avec, cette fois, une génératrice asynchrone de 1 MW. Cependant l'abondance et le bas prix des énergies fossiles ainsi que les difficultés associées à la variabilité du vent ont eu raison de cette technologie jusqu'à ce que la crise pétrolière de 1973 conduise à relancer les études sur les aérogénérateurs. En 1978, une machine tripale de 54 m de diamètre pour une puissance de 2 MW avait été installée au Danemark, pays qui va largement développer ces technologies (Vestas, entreprise danoise a produit le plus grand nombre d'éoliennes en service et, désormais associée au japonais Mitsubishi Heavy

¹ Poul La Cour, (1846-1908) météorologue danois

Industries, reste un leader mondial de l'éolien). Mais c'est au début des années 1980, en Californie, que le second choc pétrolier (révolution iranienne de 1979), ainsi que la prise de conscience écologique, conduisirent au « wind rush » avec près de 400 MW installés sur la base de « petites » machines danoises de 55 kW montées sur des pylônes en treillis dans d'immenses champs. Grâce à une politique très incitative de l'état de Californie, c'est sans doute, cette première expérience industrielle qui a permis l'accélération du développement de la technologie à axe horizontal, dominante aujourd'hui. Ainsi, dans les années 1990, des machines de plus grandes puissances furent conçues [7] puis déployées en Europe du nord. Depuis, le diamètre des turbines et la puissance nominale des éoliennes n'ont cessé de croître (voir figure 15) car les effets d'échelle sont très favorables à l'accroissement de l'efficacité des éoliennes et à la baisse des coûts de production.

Le XXI^e siècle, devant la nécessité de rompre avec les énergies carbonnées, accélère la progression des installations éoliennes au niveau mondial. On trouve deux grands secteurs d'application : les sites isolés d'une puissance de quelques dizaines de watts à quelques dizaines de kilowatts, et la production au fil du vent couplé au réseau, chaque éolienne ayant une puissance de plusieurs MW, en même, désormais, plus de 10 MW en mer.



Figure 2 : Éolienne en site isolé, Canino, Italie (600 W), et parc éolien offshore Walney Extension, Royaume-Uni, (659 MW avec 40 MHI-Vestas de 8,25 MW et 47 Siemens Gamesa de 7 MW)), sources [8] [9]

Cette ressource décrit les principes et les technologies de la génération d'énergie électrique par éolienne, depuis les ressources énergétiques du vent jusqu'au raccordement des éoliennes au réseau. Les technologies des chaînes de conversion sont présentées, les aspects économiques abordés, ainsi que des éléments de dimensionnement du système turbine-chaîne de conversion.

1 – Ressources énergétiques du vent

Le vent est un sous-produit solaire, environ 25% de l'énergie solaire reçue par la Terre sont convertis dans les cycles hydrologiques dont les vents mais aussi l'hydraulique, la houle et les courants de circulation thermohaline [10]. L'énergie éolienne représente une ressource énergétique primaire énorme de 30 000 PWh_p², dont le potentiel techniquement exploitable (PTE) est estimé entre 20 et 125 PWh_e³ pour les installations terrestres [11]. Pour l'offshore, le PTE a été récemment évalué par l'AIE [11] à 87 et 330 PWh_e respectivement à des profondeurs de moins de 60 m (éolien posé sur fondation) et comprises entre 60 et 2000 m (éolien flottant). À l'échelle de l'Europe, le PTE terrestre est estimé à 45 PWh_e et à 50 PWh_e en offshore, dont 1,3 PWh_e en eaux peu profondes. En ce qui concerne la France, les potentiels techniques terrestre et offshore [13] sont estimés

² PWh_p = pétawattheure (1000 milliard de kWh) et l'indice p est relatif à l'énergie primaire. Pour comparaison, la consommation mondiale d'énergie primaire était d'un peu plus de 160 PWh_p en 2018.

³ PWh_e = pétawattheure électrique. La production mondiale d'électricité en 2018 s'élevait à 26,5 PWh_e.

respectivement à 5,3 et 1,9 PWh_e (hors technologies flottantes), pour comparaison, la production brute de l'ensemble des pays de l'UE28 était de 3,3 PWh_e en 2018.

La figure 3 (issue du rapport de l'AIE fin 2029 [12]) montre le potentiel éolien offshore en fonction du coût actualisé de production (sur la base d'un prix des installations de 2 \$/W auquel est ajoutée une part dépendante de la distance et de la profondeur) et de la puissance installée par régions du monde. Le coût de production augmente naturellement avec le potentiel car il faut s'éloigner des côtes et aller chercher des zones plus profondes. Pour convertir les données en puissance en productible énergétique, on peut considérer un facteur de charge de l'ordre de 50%, 1 000 GW donneraient alors environ 4 PWh_e (10¹² W x 8760h/2).

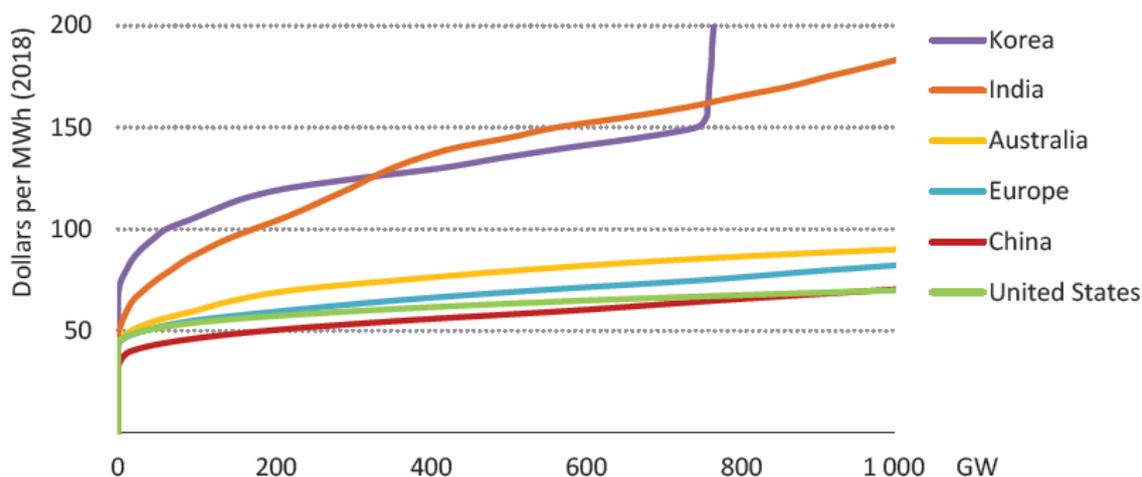


Figure 3 : Potentiel offshore mondial (technologies flottantes incluses) exprimé en coût de revient (\$/MWh) en fonction de la puissance installée (en GW), source [12]

2 – Part de l'éolien dans la production électrique

À la fin de l'année 2019, environ 650 GW de capacité éolienne (figure 4) génèrent environ 5% de la production mondiale d'électricité, ce qui place la filière éolienne en 2^{ème} position des sources renouvelables derrière l'hydraulique (15,8%) et devant le solaire photovoltaïque (environ 3,2%). La croissance moyenne de la puissance installée, sur la décennie 2009-2019, était de 15%/an. L'évolution des technologies, en particulier offshore (29 GW fin 2019), devrait renforcer le potentiel de cette source d'électricité à faible impact environnemental.

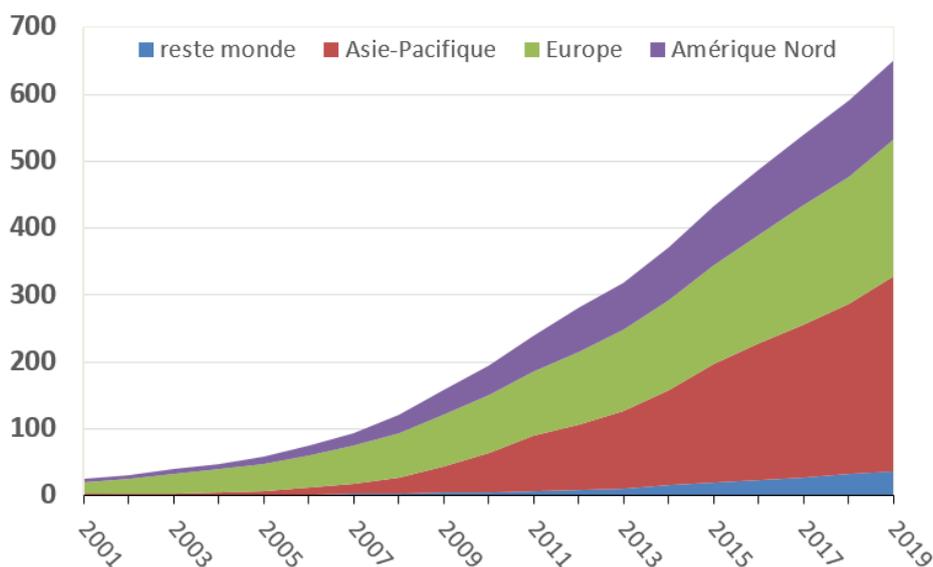


Figure 4 : Croissance de la capacité de production éolienne (terrestre et offshore) mondiale en GW de 2001 à 2019, source B. Multon (données GWEC, [14])

Les installations éoliennes en Europe totalisaient fin 2019 une puissance de 191 GW dont près de 22 GW en offshore (figure 5). 58% de ces capacités sont situées dans trois pays : l'Allemagne (58,9 GW), l'Espagne (23,5 GW) et le Royaume-Uni (21,2 GW). Le parc éolien européen a produit 362 TWh durant l'année 2018, dont 53 TWh par les éoliennes offshores, soit environ 14% de la consommation d'électricité en Europe [21]. D'après l'association Wind Europe, les prévisions (scénarios médians) 2017 de puissance installée seraient de 323 GW en 2030 dont 70 GW offshore [15]. Quant à l'IRENA⁴, dans un rapport prospectif de 2019, son scénario mondial de décarbonation intensif de l'énergie conduirait aux prévisions suivantes : pour 2030, un peu plus de 2000 GW (dont 228 GW en offshore) et, pour 2050, plus de 6000 GW (dont 1000 GW en offshore) [58].

Dans ce contexte de très forte dynamique, on note une évolution rapide des dimensions des aérogénérateurs surtout en offshore où les contraintes de transport et d'impact paysager sont moindres qu'à terre. En 2019, la plus grande turbine en cours de commercialisation faisait 220 m de diamètre pour 12 MW de puissance nominale (GE Haliade-X, technologie Alstom...).

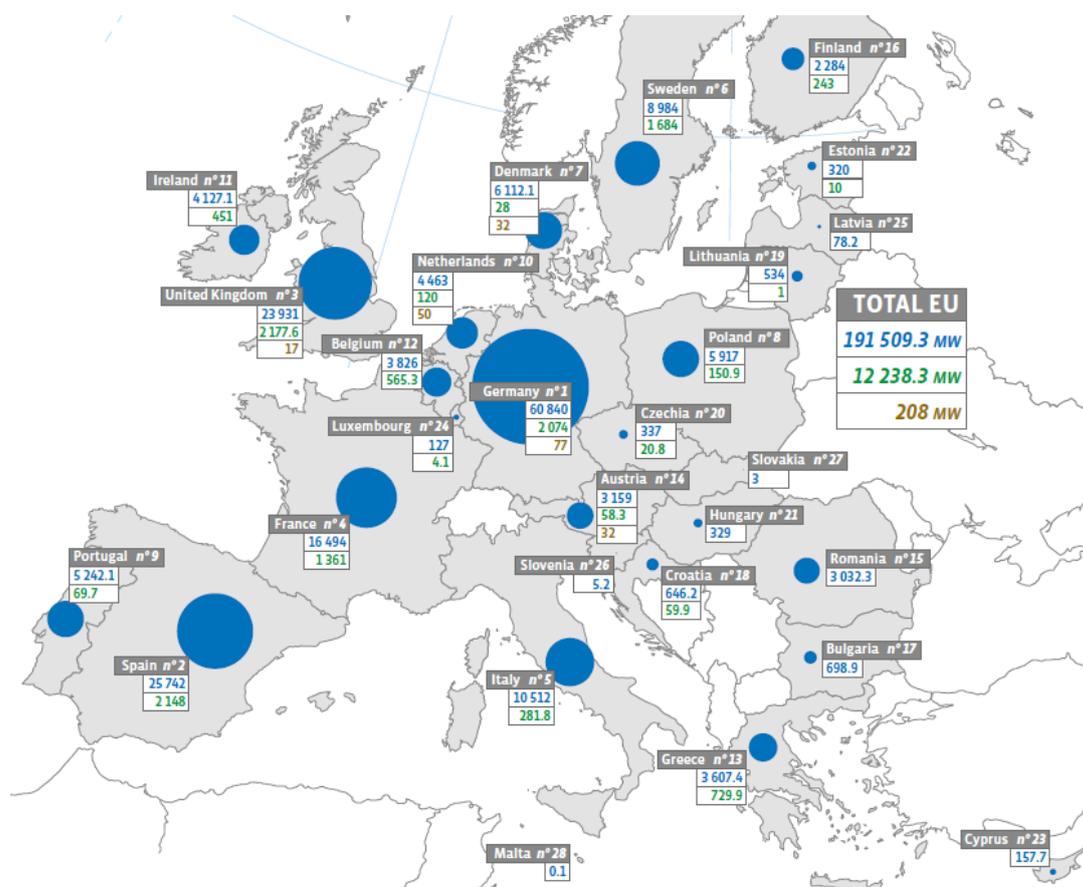


Figure 5 : Installations éoliennes (terrestres et offshore) dans l'UE-28 à la fin 2019, source Observ'ER 2020 [16] (en bleu : capacité cumulée en service fin 2019, en vert : capacité installée durant 2019, en marron : capacité démantelée durant l'année 2019)

La part de la production d'électricité d'origine éolienne est très variable d'un pays à l'autre (figure 6). En 2017, le Danemark a assuré 43% des besoins en électricité par les aérogénérateurs [17]. En France, fin 2019, 16,7 GW d'éolien terrestre était installés. 34,1 TWh d'électricité aérogénérée ont été produit en 2019, représentant 6,3% de la consommation nationale d'électricité [18]. À comparer avec l'Allemagne et la Chine où respectivement 61,1 et 229 GW étaient opérationnels fin 2019 pour une contribution à hauteur de près de 21% et 5,5% avec 127 et 406 TWh durant cette année.

⁴ IRENA = International Renewable Energy Agency

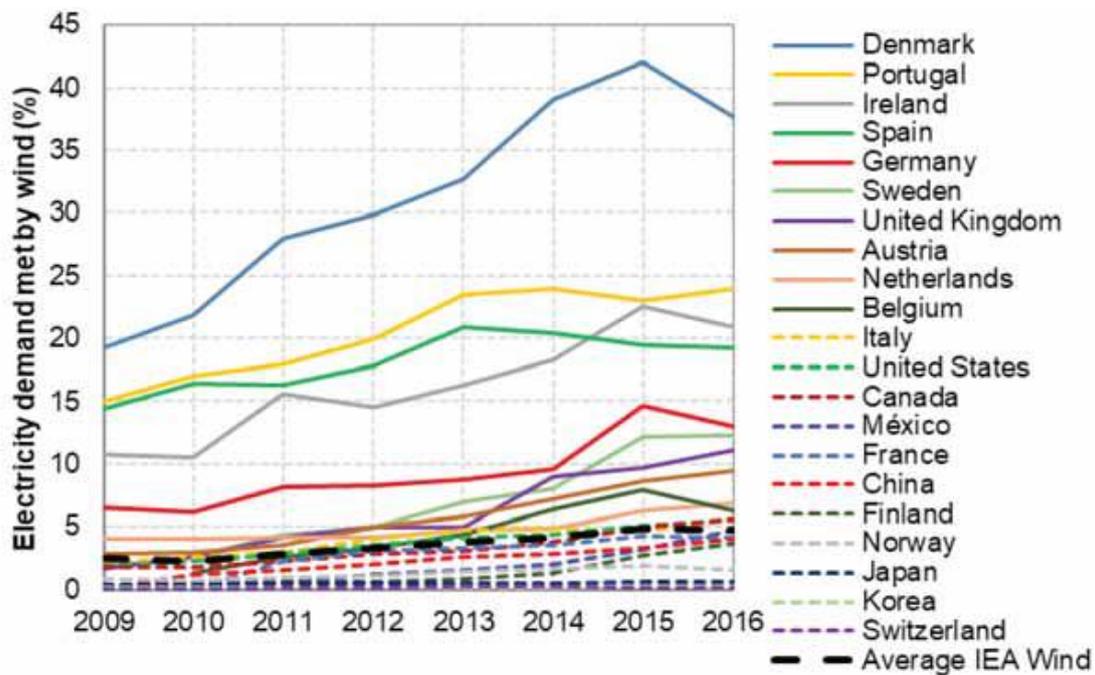


Figure 6 : Évolution de la part de l'électricité fournie par les aérogénérateurs de 2009 à 2016 dans différents pays, source [19]

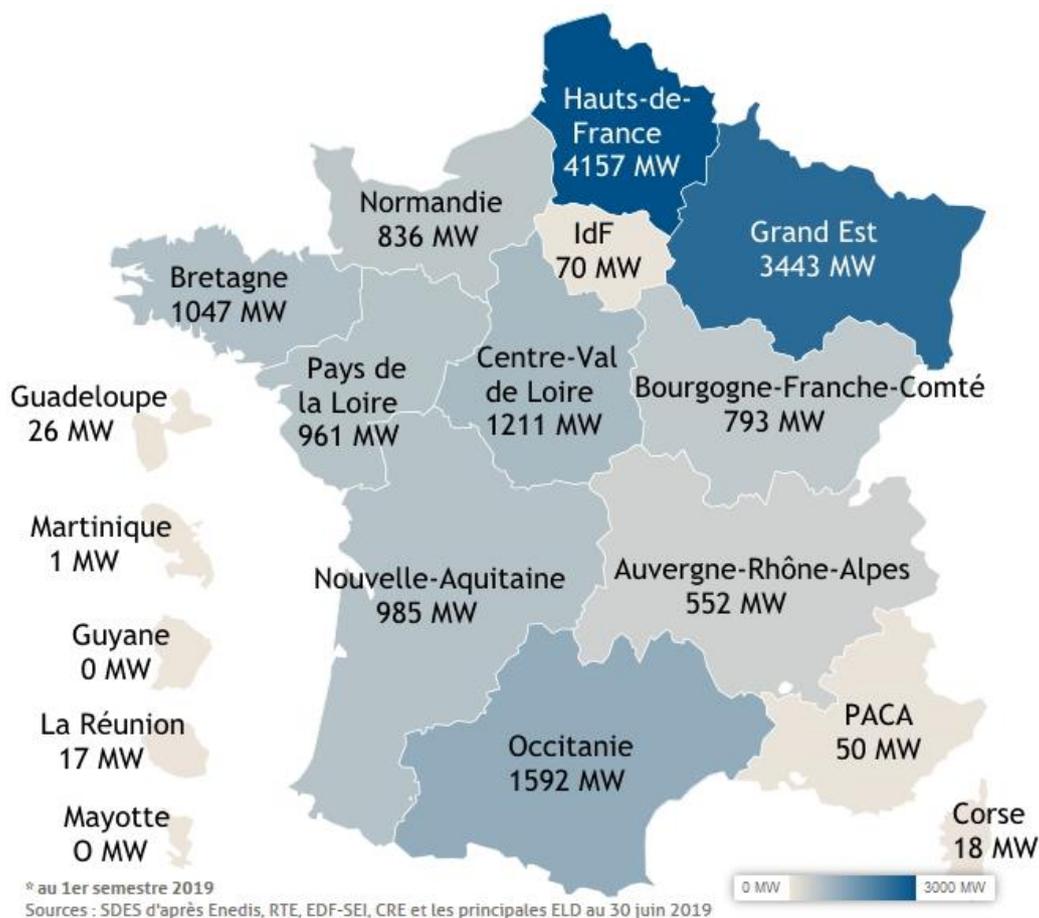


Figure 7 : État des installations éoliennes terrestres en France au 30 septembre 2019, source [18]

Les fermes éoliennes offshore sont désormais matures et sont en train de prendre le relais des installations à terre qui, dans les pays précurseurs, commencent à atteindre des limites en termes d'acceptabilité.

La première mise en production d'éoliennes en mer date de 1991, elle avait été installée en Baltique à quelques kilomètres des côtes de l'île de Lolland au Danemark, elle est totalement démantelée depuis 2017. En 25 années de fonctionnement, les 11 éoliennes de 450 W ont produit 243 GWh. Une décennie plus tard, en 2001, la ferme de Middelgrunden de 20 éoliennes de 2 MW était installée, toujours au Danemark.

Encore une décennie plus tard en 2012, le parc de Belwind de 55 éoliennes de 3 MW est mis en service en mer du Nord au large du port belge Zeebruges, et le parc Sheringham Shoal, comprenant 55 éoliennes, est installé au large de l'Angleterre toujours en mer de Nord pour une puissance de 317 MW. En 2019, le plus grand parc du monde Hornsea 1 a été mis en service au Royaume Uni pour une puissance de 1,218 GW avec une extension prévue jusqu'à 6 GW. Fin 2019, l'Europe totalisait 110 parcs éoliens offshore, soit 5 047 éoliennes réparties entre 11 pays. Près de 80% de ces éoliennes sont dans les eaux territoriales de deux pays : Le Royaume-Uni (45%) et l'Allemagne (34%) [20]. Les fermes offshore gagnent en puissance, et s'éloignent des côtes en dépassant désormais le cap des 100 km (figure 9).



Figure 8 : Ferme éolienne de London Array (mise en service en 2013), puissance installée de 630 MW, production annuelle d'environ 2 TWh, source [22]

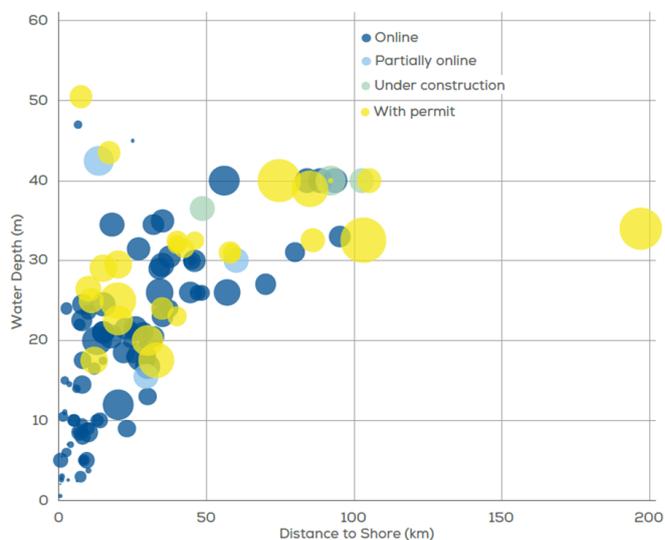


Figure 9 : Profondeur moyenne des eaux en fonction de la distance des côtes des parcs éoliens en fonctionnement (bleu foncé), en construction (vert), projet adopté (bleu clair) et à l'étude (jaune), 2019, source [23]

En 2019, la quasi-totalité des fermes offshore étaient constituées d'éoliennes à structures posées (gravitaire, monopieu, tripode, jacket) ou à structures flottantes. Prenons l'exemple de la solution la plus courante du monopieu : pour une machine de 5 MW installée dans des eaux de 25 m de profondeur, le monopieu supportant l'éolienne fera 6 m de diamètre avec une épaisseur de paroi de 65 mm, et sera enfoncé de 40 m dans le sol. La masse de ce monopieu sera de 450 tonnes.

En octobre 2017 a été inauguré le premier parc éolien flottant, Hywind (Statoil), à 25 km des côtes écossaises et constitué de 5 machines de 6 MW et 253 m de haut ancrées par des câbles à 78 m de profondeur. Notons que depuis septembre 2018, une éolienne de 2 MW associée à un flotteur en béton (Floatgen de la start-up Ideol) est ancrée à 33 m de fond et raccordée au réseau à 20 km des côtes françaises au large du Croisic. Encore plus puissante et en plus grande profondeur (100 m), une première éolienne Vestas V164-8.4 MW montée sur une plateforme WindFloat Atlantic (Engie est l'un des principaux partenaires) a été raccordée au réseau au Portugal en attendant d'en ajouter deux autres pour former un parc d'environ 25 MW.

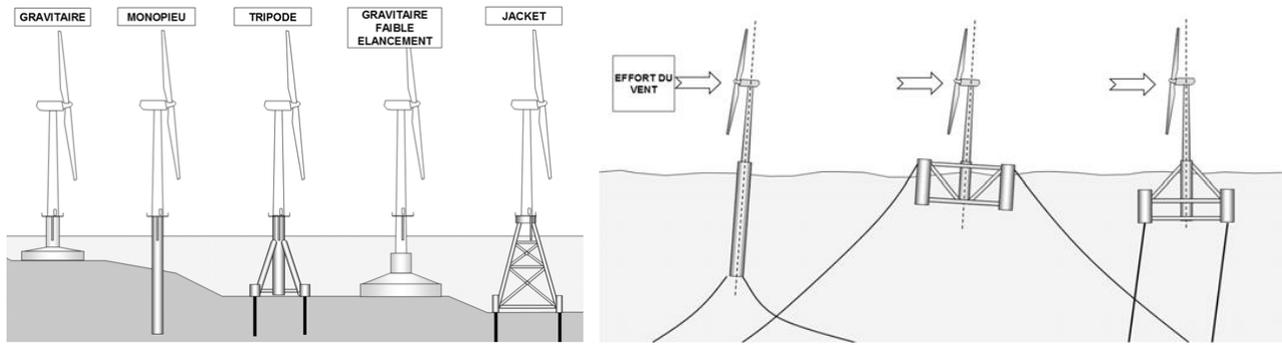


Figure 10 : Eoliennes offshore : structures posées ou flottantes, source [36]

3 – Coûts d’investissement et de production

Les coûts d’investissement des installations terrestres sont sensiblement proportionnels à la capacité installée et en moyenne de 1,4 €/W [25]. La majeure partie (environ 65% en moyenne) de ces coûts est due au prix des aérogénérateurs, les courbes figure 11 présentent l’évolution des prix des éoliennes complètes (hors raccordement au réseau et le coût du génie civil) de 1997 à 2018. Le coût unitaire (achat et pause) des éoliennes ne décroît pas avec le nombre installé : le coût total du parc augmente proportionnellement à la puissance installée [25]. Les éoliennes plus hautes, aux pales plus grandes, permettent une production plus importante d’électricité, leur coût au MW n’est pas très supérieur ce qui permet une baisse du coût de production. Le coût moyen de production toutes technologies confondues est en moyenne autour de 0,9 M\$/MW.

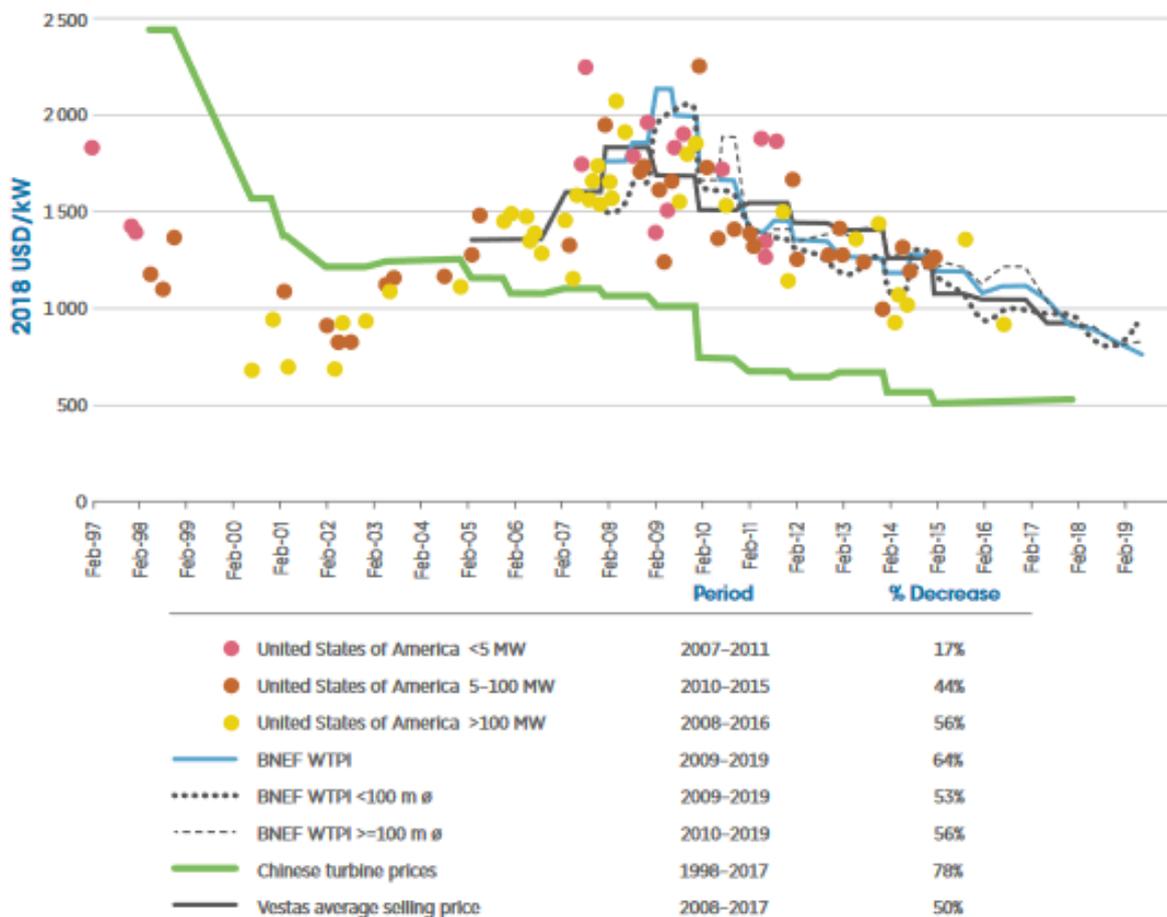


Figure 11 : Évolution des prix des éoliennes de 1997 à 2018, source [24]
(WTPI : Wind Turbine Price Index)

Les coûts liés aux infrastructures (travaux électriques, génie civil, incluant parfois la construction de routes et, dans tous les cas, le transport sur le lieu d’installation) dépendent de la capacité totale

installée et du nombre d'éoliennes, ils représentent environ 13% des investissements [25]. Quant à ceux de raccordement électrique, ils sont très variables et dépendent de la situation géographique des éoliennes avec une moindre corrélation avec la puissance (capacité et nombre d'aérogénérateurs). Ils dépendent principalement de la distance au poste source et représentent aux alentours de 6 % des investissements.

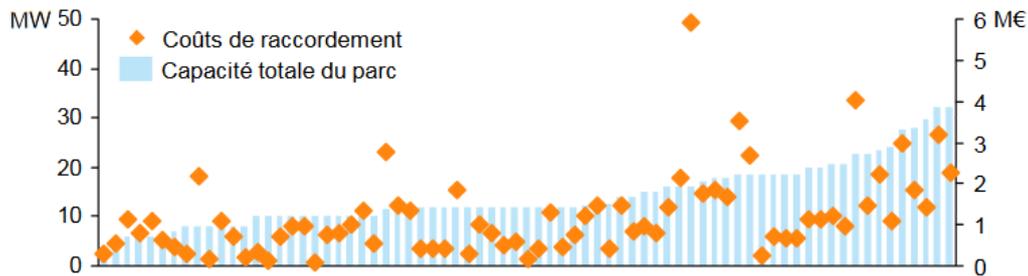


Figure 11 : Coûts de raccordement en fonction de la capacité, étude sur 78 parcs éoliens installés entre 2013 et 2016 en France, source [25]

Les coûts de maintenance sont généralement ramenés à la production, on observe une forte disparité, de 6 à 14 €/MWh, selon les parcs éoliens terrestres en France.

Le coût de production dépend fortement des conditions de productivité des sites (vitesse du vent) et de la période de référence (le prix des machines diminue et leur productivité s'accroît ce qui conduit, mécaniquement, à une baisse des coûts de production).

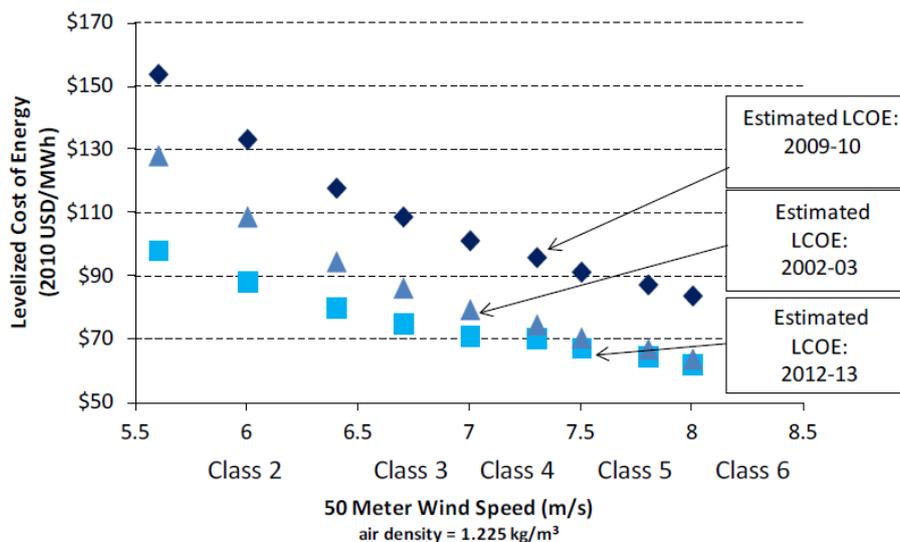


Figure 12 : Coût de production (LCOE : levelized cost of electricity) de l'électricité éolienne en fonction de la vitesse du vent, source Wikipedia/US Department of Energy

Attention à ne pas confondre le coût de revient de l'électricité éolienne (sur la vie de la machine, incluant taux d'intérêt, maintenance, réparations importantes...) et le tarif incitatif d'achat (feed-in tariff) sur le réseau (défini pour attirer des investisseurs avec temps de retour sur investissement relatif faible, parfois de 8 ans, bien inférieur à la durée de vie, d'au moins 20 ans).

4 – Types de turbine

Une éolienne terrestre ou offshore est constituée de fondations sur lesquelles est arrimé un mât qui soutient dans sa partie supérieure une nacelle, abritant la chaîne électromécanique de conversion et une turbine, aujourd'hui presque toujours tripale. Des équipements électriques permettent le raccordement de l'éolienne au réseau. La nacelle repose sur un mécanisme d'orientation face au vent.

Les turbines peuvent être à axe vertical ou axe horizontal, les plus courantes. Les machines à axe vertical ont la machinerie au sol et ne nécessitent pas de dispositif d'orientation cependant elles peuvent exiger un démarrage assisté et présentent une grande sensibilité du rendement aérodynamique à la vitesse de rotation et du vent. Après avoir fait l'objet de recherches et expérimentation pour le grand éolien, les machines à axe vertical (figure 13) ne sont aujourd'hui plus utilisées que pour des petites machines et sont désormais marginales.



Figure 13 : Éolienne de type Darrieus⁵ à rotor parabolique de 110 m de haut de 1983 à 1992, Parc Eole Québec, et éolienne de 6 kW combinant les technologies Darrieus et Savonius⁶, Noveol à Poitiers, sources [27] [28]

Les turbines à axe horizontal (figure 14) constituent désormais, et de très loin, l'essentiel du marché. Elles peuvent être rarement bipales, c'était le cas lors des débuts de l'éolien, compte tenu du coût élevé des pales en matériaux composites, on a même réalisé des turbines monopales ! Les dimensions des turbines commerciales sont en nette augmentation, depuis le début des années 80 (diamètre 15 m), pour les éoliennes érigées sur terre (plus de 100 m), mais encore plus pour celles en mer (figures 15 et 16).



(a)



(b)

Figure 14 : (a) Modèle bipale GEV HP 1MW, diamètre de rotor 55, 58 ou 62m, hauteur de mâts 60 ou 70m, (b) modèle tripale Vestas V126-3.3, 3,3 MW et 126m de diamètre (montage possible sur des mats de différentes hauteurs), sources [29] [30]

⁵ Du nom de Georges Darrieus (1888-1979), ingénieur et scientifiques français

⁶ Du nom de Sigurd Savonius (1884-1931, architecte et inventeur finlandais

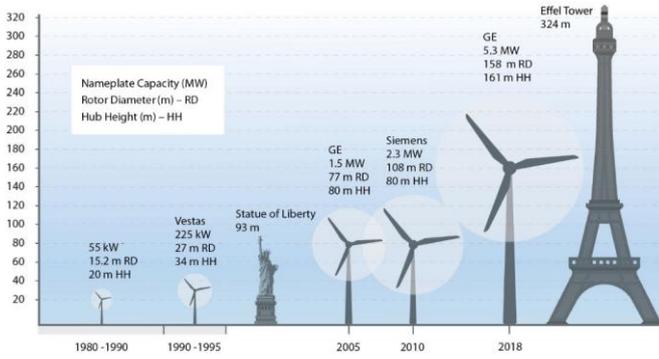


Figure 15 : Évolutions des dimensions des aérogénérateurs terrestres de 1980 à 2018, source US National Renewable Energy Laboratory

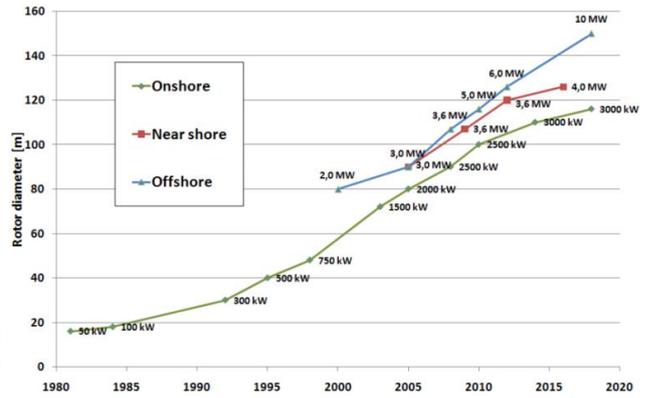


Figure 16 : Évolution des dimensions des turbines de 1980 à 2020, source Mervento 2011

5 – Limite du rendement aérodynamique, loi de Betz

La masse d'air traversant le rotor d'une turbine éolienne à axe horizontal fonctionnant en milieu ouvert, dispose d'une énergie cinétique proportionnelle à la masse d'air et au carré de la vitesse du flux d'air. Ce flux exerce alors une pression sur les pales du rotor qui entraînent ce dernier dans un mouvement de rotation, créant ainsi un couple moteur au niveau de l'arbre de transmission horizontal [32]. La puissance aérodynamique au niveau de l'arbre moteur s'exprime par la formule suivante :

$$P = C_p \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S_{balayée} \cdot V^3$$

Avec C_p , le coefficient de puissance, ou rendement aérodynamique, de la machine, ρ , la masse volumique de l'air, S , la surface balayée par le rotor et V , la vitesse du vent en amont du rotor (notée V_1 figure 17).



Figure 17 : Schéma d'écoulement de l'air dans une éolienne à axe horizontal non carénée, source [33]

La vitesse du vent en sortie de turbine (notée V_2 figure 17) ne peut pas être nulle, ainsi l'énergie cinétique ne peut pas être entièrement récupérée. Betz⁷ a montré, dans le cas d'une turbine à axe horizontal fonctionnant en milieu ouvert, que la puissance utile disponible sur l'arbre moteur à l'aval du rotor ne peut pas dépasser 16/27^{ème} (soit 59%) de la puissance mécanique maximale récupérable, il s'agit là de la valeur limite de C_p . La puissance aérodynamique limite s'exprime donc :

$$P_{limite} = \frac{8}{27} \cdot \rho \cdot S_{balayée} \cdot V^3$$

En sortie de la chaîne de génération d'énergie, la puissance électrique fournie par l'aérogénérateur est la puissance mécanique récupérée sur l'arbre de la turbine après déduction des pertes (de l'ordre de 2 à 5%).

⁷ Albert Betz (1885-1968), physicien allemand, publication de cette limite en 1920.

L'évolution du coefficient de puissance C_p en fonction de la vitesse du vent caractérise la turbine et il dépend fondamentalement de l'angle du vecteur de la vitesse du vent relativement au plan des pales. Il peut ainsi s'exprimer en fonction du rapport de la vitesse tangentielle en bout de pale sur la composante normale au plan de la turbine de la vitesse du vent. On appelle ce rapport la vitesse de rotation normalisée ou « Tip Speed Ratio » (TSR) noté généralement λ avec : $\lambda = \frac{R.\Omega}{V}$.

Comme indiqué sur la figure 18, en dehors du fait que la valeur de C_p ne dépasse jamais 0,59 (limite de Betz), on note qu'il passe par un maximum en fonction de λ pour une valeur optimale λ_{opt} .

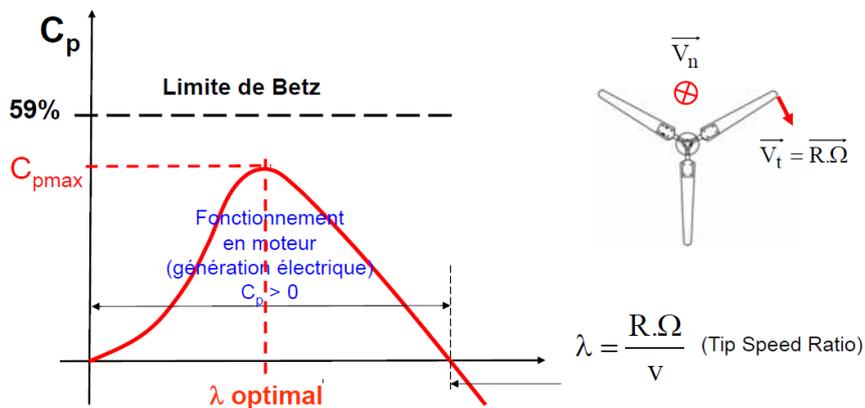


Figure 18 : Allure typique du rendement aérodynamique d'une turbine $C_p(\lambda)$, source [3]

La figure 18 montre qualitativement l'évolution du coefficient de puissance C_p pour des turbines à 1, 2 ou 3 pales. Considérons la machine 3 pales (figure 19), son coefficient de puissance est maximal pour $\lambda \approx 6$ (cette valeur dépend fondamentalement de la forme, ou profil, des pales), ce qui signifie, qu'en ce point, la vitesse en bout de pale est égale à 6 fois la vitesse du vent. C'est à cette vitesse normalisée que le rendement aérodynamique est maximisé. On remarque qu'à diamètre et vitesse de vent donnés, une machine bipale devra avoir une vitesse de rotation plus élevée qu'une tripale.

Un fonctionnement à vitesse de rotation variable, selon la vitesse du vent, permet de rester sur le maximum de la courbe et de maximiser la récupération d'énergie, du moins dans une certaine plage de vitesses car, comme nous le verrons plus loin, au-delà d'une certaine vitesse de vent, il est préférable d'écrêter la puissance récupérée en dégradant volontairement le rendement aérodynamique.

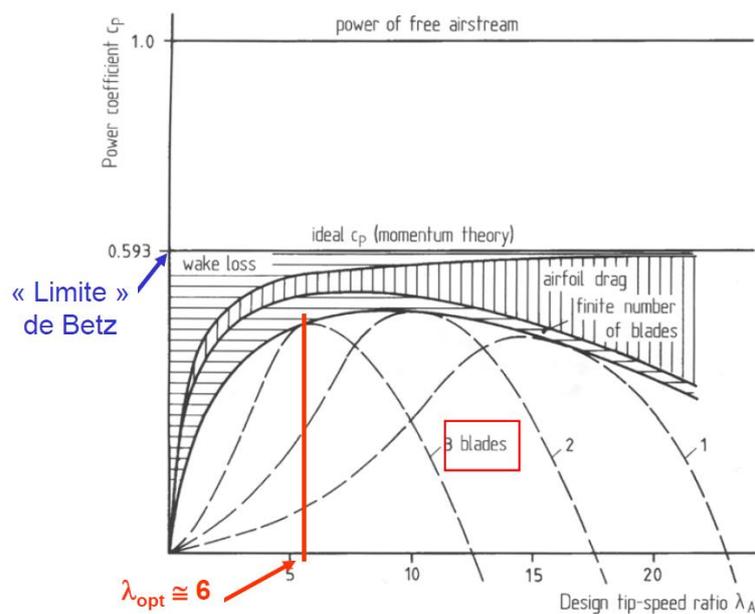


Figure 19 : Coefficient aérodynamique de puissance en fonction de la vitesse de rotation normalisée, turbines à axe horizontal 1, 2 et 3 pales, source [26]

6 – Estimation annuelle de la production éolienne

6.1 - Variabilité du vent et de la production éolienne

Le spectre énergétique du vent est complexe. En effet chaque zone est soumise à des vents d'échelle planétaire qui ont fondamentalement une périodicité comprise entre l'année (cycles saisonniers) et la minute (voir figure 20). Sur ce spectre, on trouve également des raies associées aux dépressions météorologiques (quelques jours de période moyenne) ou encore aux alternances diurnes et nocturnes (12 heures). Enfin les conditions locales (reliefs, rugosité des sols ...) conduisent à des turbulences dont la périodicité est de l'ordre de la minute (partie droite du graphe). La partie centrale, notée entre 1 heure et 10 minutes, correspond aux périodes de calme [34].

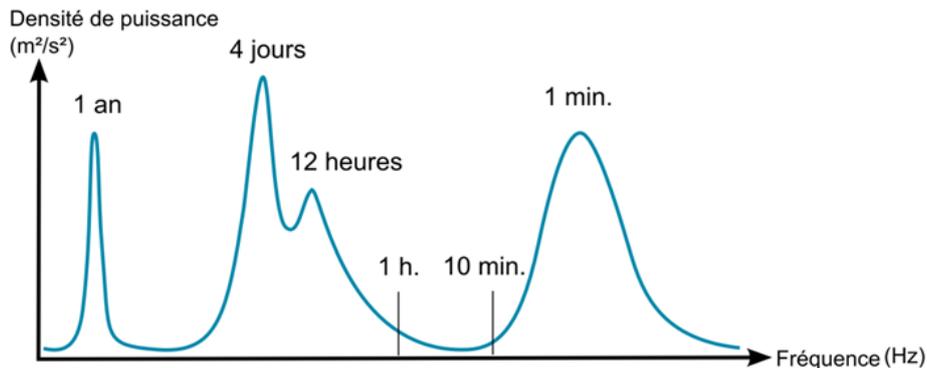


Figure 20 : Spectre de Van der Hoven, densité spectrale de la puissance du vent dans la couche limite turbulente. Représentatif d'un vent horizontal à 100 m au-dessus du sol, source [34]

Assez logiquement il découle de la variabilité naturelle du vent, de fortes fluctuations de la production éolienne (figure 21), à travers la caractéristique de puissance des éoliennes (voir figure 27). Comme pour la production photovoltaïque, bien qu'il existe une relative marge d'ajustement (essentiellement à la baisse), il y a nécessité d'une prédiction et éventuellement d'une possibilité d'association avec d'autres moyens de production flexibles ou encore de moyens de stockage de l'énergie. La figure 21 montre un exemple de variabilité de la production d'un parc éolien sur une année.

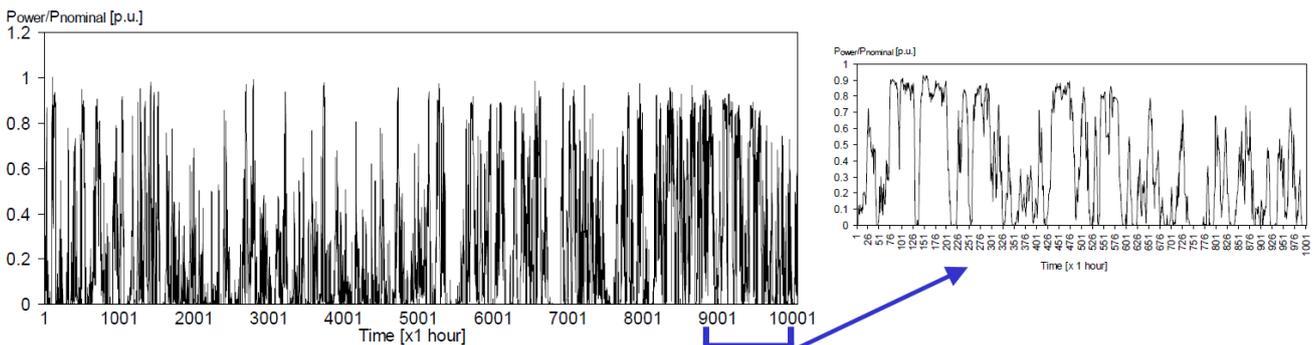


Figure 21 : Fluctuations de la production éolienne normalisée d'un parc sur une année avec détails, source [35]

6.2 - Estimation du gisement éolien

L'estimation annuelle de la production, qui fait donc abstraction de la variabilité temporelle, passe par la modélisation de la densité de probabilité d'occurrence des vitesses de vent. Il est d'usage d'exprimer la distribution des vitesses de vent à l'aide de la loi de Weibull :

$$f(V) = \left(\frac{k}{V}\right) \left(\frac{V}{A}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{V}{A}\right)^k}$$

Avec $f(V)$, la fréquence d'occurrence (pourcentage du temps d'analyse rapporté à l'année) de la vitesse V , vitesse moyennée sur 10 minutes, A , facteur d'échelle (proche de la vitesse moyenne annuelle du vent), k , paramètre de répartition, représentatif de la turbulence du site (plus k est faible, plus le site présente des turbulences). Plusieurs courbes de distribution de Weibull en fonction de différents paramètres sont visibles figure ci-dessous.

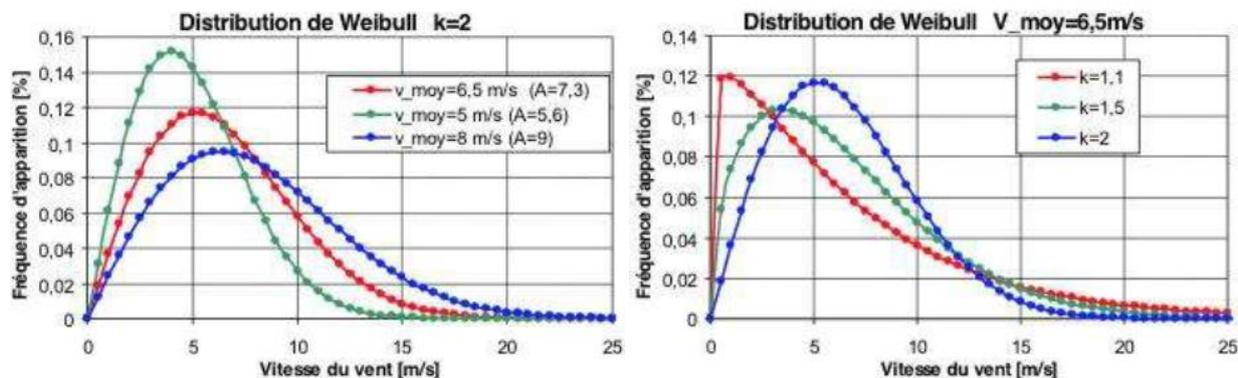


Figure 22 : Exemples de distribution de Weibull en fonction des différents paramètres, source [32]

La classe des vents est un des facteurs principaux à prendre en compte lors de la phase de dimensionnement des machines d'un parc éolien. En effet, les concepteurs de parcs optimisent le choix de la classe des aérogénérateurs pour maximiser la rentabilité en fonction des caractéristiques des sites. Établies par une norme internationale (IEC⁸), quatre classes répertorient les éoliennes en fonction des vents, des plus forts (classes I) aux plus faibles (classe IV) dans le tableau ci-dessous. La classe S regroupent les éoliennes aux critères spécifiques puisque conçues pour le milieu marin.

Des plus forts —————> aux plus faibles					
Standard	Critères	Classe I	Classe II	Classe III	Classe IV
IEC 614000-1	Vitesse vent moyenne	Max 10 m/s	Max 8,5 m/s	Max 7,5 m/s	Max 6 m/s
	Rafale sur 50 ans	70 m/s	59,5 m/s	52,5 m/s	42 m/s
	Vent établi sur 50 ans	50m/s	42,5 m/s	37,5 m/s	30 m/s

Figure 23 : Classe des éoliennes terrestres en fonction des vents, source [37]

Il existe également des sous-classes d'intensité des turbulences comme par exemple IIIa et IIIb avec respectivement 18% et 16% de turbulence. Lorsque l'on considère la masse d'air proche de la terre (au-dessous d'un km de la surface), la friction de l'air sur le terrain influence la vitesse du vent. En effet, l'écoulement du vent est tributaire des obstacles rencontrés, des contours des paysages. La rugosité du terrain engendre des turbulences

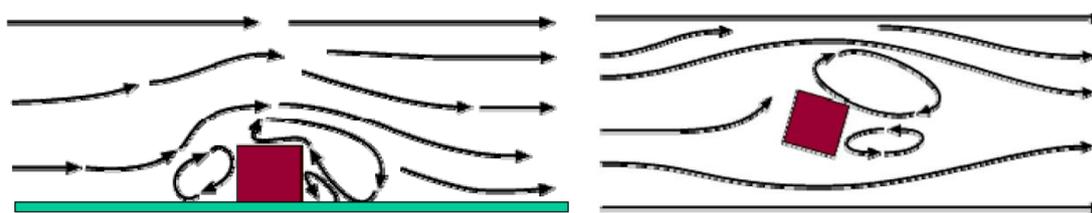


Figure 24 : Turbulences dues à la rugosité, vues de profil et de dessus, source [37]

En fonction de la configuration du site, on détermine des classes de rugosité, que l'on retrouve dans le tableau ci-dessous.

⁸ IEC : Electrotechnical Commission Standard, ou CEI : Commission Electrotechnique Internationale

Type de paysage	Index énergétique [%]	Rugosité typique [m]	Classe de rugosité
Plan d'eau	100	0,0002	0
Terrain plat : piste aéroport, prairie herbe coupée	73	0,0024	0,5
Relief très léger : champ découvert, habitat très dispersé	52	0,03	1
Zone rurale avec constructions ou haies de moins de 8 m de haut espacées d'au moins 1250 m	45	0,055	1,5
Zone rurale avec constructions ou haies de moins de 8 m de haut espacées d'au moins 500 m	39	0,1	2
Zone rurale avec constructions ou haies de moins de 8 m de haut espacées d'au moins 250 m	31	0,2	2,5
Zone habitée (village, petite ville) avec constructions, forêts, terrains accidentés	24	0,4	3
Grande ville avec immeubles hauts	18	0,8	3,5
Très grande ville avec tours et gratte-ciels	13	1,6	4

Figure 25 : Classes des rugosités, source [37]

Il faut noter également l'effet de la hauteur, la vitesse du vent augmente avec l'altitude. Elle est généralement modélisée par la formule suivante se vérifiant d'autant mieux lorsque le terrain présente peu de rugosité [38] :

$$\frac{V}{V_0} = \left(\frac{Z}{Z_0}\right)^\alpha$$

Avec V_0 et H_0 , respectivement vitesse du vent et altitude au point de référence, V , la vitesse du vent (toujours moyennée, typiquement sur 10 min) estimée à l'altitude h , et α le coefficient de rugosité dont la valeur dépend du terrain (par exemple, mer 0,13, plaine 0,2, plaine boisée 0,24, ville 0,3).

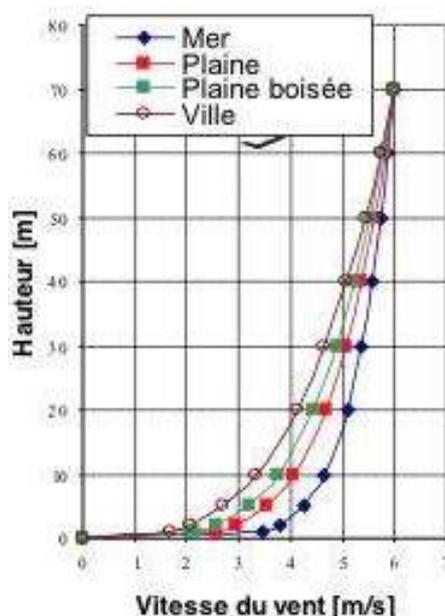


Figure 26 : Profil vertical des vitesses de vent en terrain plat en fonction de la rugosité du site, source [32]

Dans un projet éolien, il est nécessaire de connaître au mieux la ressource naturelle du vent. Plusieurs méthodes d'évaluation peuvent être mises en place et corrélées afin d'obtenir une estimation la plus fine possible [32]:

- La simulation de la tendance à long terme du gisement éolien. Elle peut se faire à maille régionale ou à maille plus serrée grâce aux logiciels experts disponibles sur le marché (citons les logiciels diffusés par RISOE, METEODYN, ATM-PRO, TRUE WIND, etc.) ;
- Installation sur le site du projet et sur la plus longue période possible (quelques mois, un semestre, un an, plusieurs années) d'un ou plusieurs mâts de mesures de vent (hauteur pouvant aller de 10 m à 100 m) pour enregistrer, au pas de la dizaine de secondes, les paramètres de l'air (vitesse du vent, direction, température de l'air, hygrométrie, etc.) ;
- Mesures par effet Doppler des composantes verticale et horizontale du vent à l'aide de campagnes d'émissions sonores ou d'aérosols pilotées par les appareils de mesures mobiles tels que SODAR ou LIDAR⁹.

Les mesures de vent in situ rapportées par le mât de mesures, appuyées éventuellement par les campagnes SODAR ou LIDAR et corrélées avec la tendance de long terme issue des logiciels d'expertise caractérisent ainsi la variable statistique représentative du vent local.

6.3 - Puissance et énergie productible

La caractéristique essentielle d'un aérogénérateur est sa courbe de puissance en fonction de la vitesse du vent au niveau du moyeu, avec comme principale information sa puissance nominale. La figure 27 présente la caractéristique typique d'une éolienne dont les paramètres font l'objet d'une optimisation technico-économiques (V est la vitesse du vent au niveau du moyeu de la turbine). Quatre zones y sont indiquées :

- Zone I : la vitesse est inférieure à la vitesse de démarrage V_D , la turbine ne fonctionne pas, il n'y a pas de production d'énergie car au-dessous d'une certaine vitesse de vent car la puissance récupérable est trop faible pour rentabiliser la consommation de base de l'éolienne et son usure ;
- Zone II : la vitesse du vent est comprise entre V_D et la vitesse nominale V_n , c'est la zone où l'on recherche à maximiser la récupération d'énergie du vent. Pour cela on va chercher à fonctionner au rendement aérodynamique maximal, la plupart du temps dans le cas des machines modernes, grâce à une vitesse de rotation variable proportionnelle à la vitesse du vent pour une portance optimisée des pales, de façon à ce que λ soit à sa valeur optimale quelle que soit la vitesse du vent ;
- Zone III : à la vitesse nominale V_n , la puissance nominale P_n est atteinte et on considère que pour les vitesses de vent supérieures, il n'est pas rentable de récupérer toute la puissance aérodynamique disponible car ces vents n'ont pas une fréquence d'occurrence suffisante eu-égard au surcoût de dimensionnement (puissance chaîne de conversion, résistance mécanique des structures...) qui serait requis pour assurer cette conversion. C'est pourquoi, dans cette zone, on écrête la puissance mécanique en réduisant la portance des pales jusqu'à la vitesse de vent maximale exploitable par l'éolienne V_M ;
- Zone IV : au-delà d'une vitesse du vent V_M , la turbine est arrêtée et la portance des pales est annulée (mise en drapeau des pales) pour protéger la mécanique de l'éolienne.

⁹ SODAR : SONic Detection And Ranging ; LIDAR : LIght Detection And Ranging

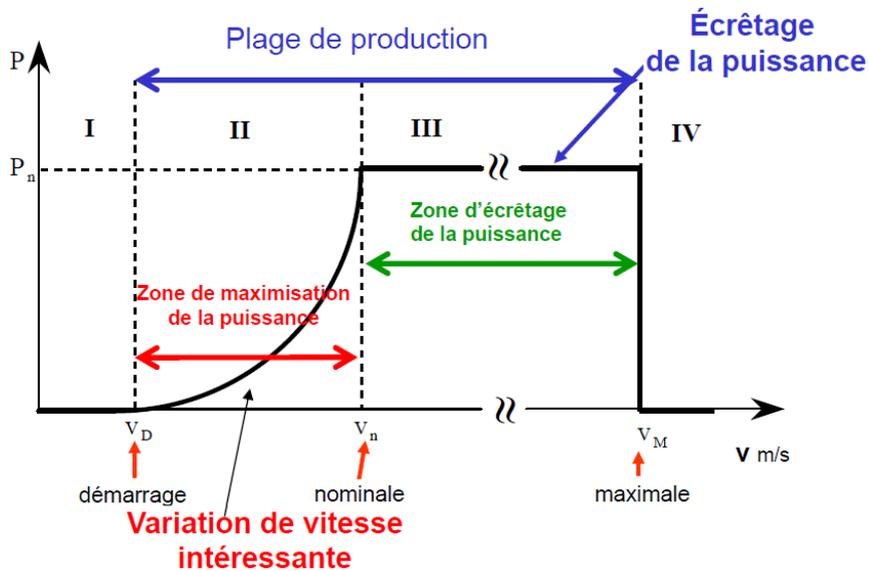


Figure 27 : Courbe typique de puissance récupérée $P(v)$ en fonction de la vitesse du vent (composante normale au plan de rotation et au niveau du moyeu de la turbine), source [3]

Dans la plupart des éoliennes modernes, la nacelle est orientée face au vent grâce à un mécanisme spécifique (« Yaw system »), mais dans certains cas (éoliennes de puissance réduite), l'orientation est naturelle et, dans ce cas, les oscillations doivent être amorties.

L'écrêtage de la puissance est réalisé au niveau de la turbine par un système de régulation aérodynamique basé sur le profil des pales. Désormais, le plus courant est actif, il s'agit du système « pitch », ou à pas variable, qui consiste à orienter les pales pour réduire leur portance lorsque la vitesse du vent augmente (figure 28a). En faisant varier l'angle d'incidence de la pale, le rapport entre les composantes de portance et de traînage est modifié. L'angle d'incidence optimal conduit à la puissance maximale disponible et est exploité dans la plage de vitesse entre vitesses de démarrage et nominale. Au-delà de la vitesse nominale, le coefficient de puissance C_p (inférieur à la limite de Betz égale 59%) décroît ainsi lorsque la vitesse augmente (figure 28b). Un autre système, dit « stall », passif celui-là, est fondé sur une loi de décrochage aérodynamique naturelle, obtenue grâce au profil de pales, telle qu'à vitesse de rotation constante, C_p décroît sensiblement avec le cube de la vitesse du vent ce qui permet d'obtenir une puissance sensiblement constante sans la mécanique complexe du système « pitch ». Cependant, ce système simple et fiable est en voie de disparition, car il conduit à une moins bonne récupération d'énergie et, in fine, à une compétitivité plus faible que le système « pitch ».

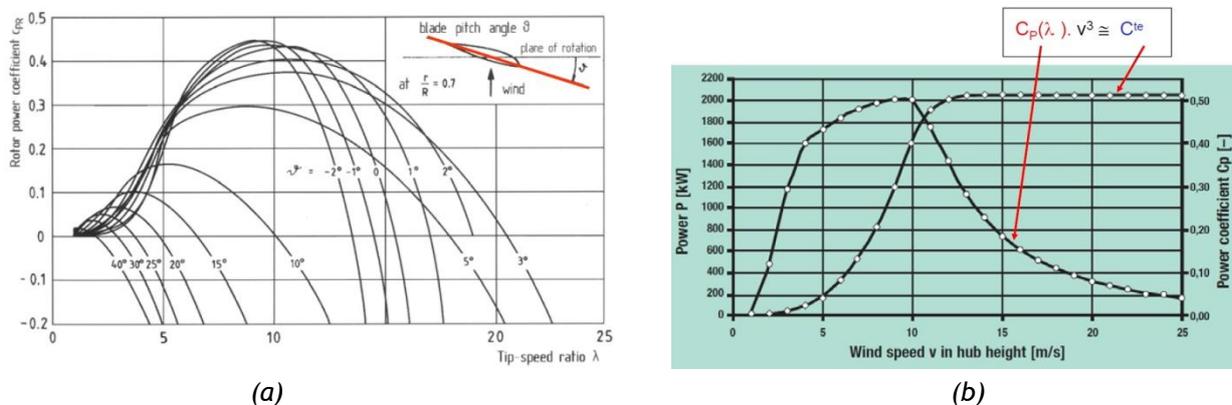


Figure 28 : (a) Système Pitch : coefficient de puissance selon orientation des pales, sources [26], (b) coefficient C_p et puissance récupérée en fonction de la vitesse du vent dans l'éolienne Enercon E82-2 MW, sources [39]

En phase d'exploitation industrielle, la puissance électrique nette fournie au réseau par l'aérogénérateur résulte de la puissance mécanique aérodynamique utile P (paragraphe 5), déduction faite des pertes mécaniques (frottements), magnétiques (circuit du générateur, du transformateur élévateur de tension) et électriques (pertes Joule dans le générateur, le convertisseur électronique de puissance, le transformateur, les câbles électriques internes, le fonctionnement des auxiliaires : conditionnement de l'air, éclairage, SCADA¹⁰, etc.). L'ensemble de ces pertes représente, suivant la plage de fonctionnement et de la puissance instantanée, de 2 à 5%. La puissance électrique peut donc s'écrire (avec η le rendement global de la chaîne de conversion électromécanique) :

$$P_{elec} = \eta \cdot C_p \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot V^3, \text{ avec } \eta \text{ proche de } 1 \text{ et } C_p < 0,59$$

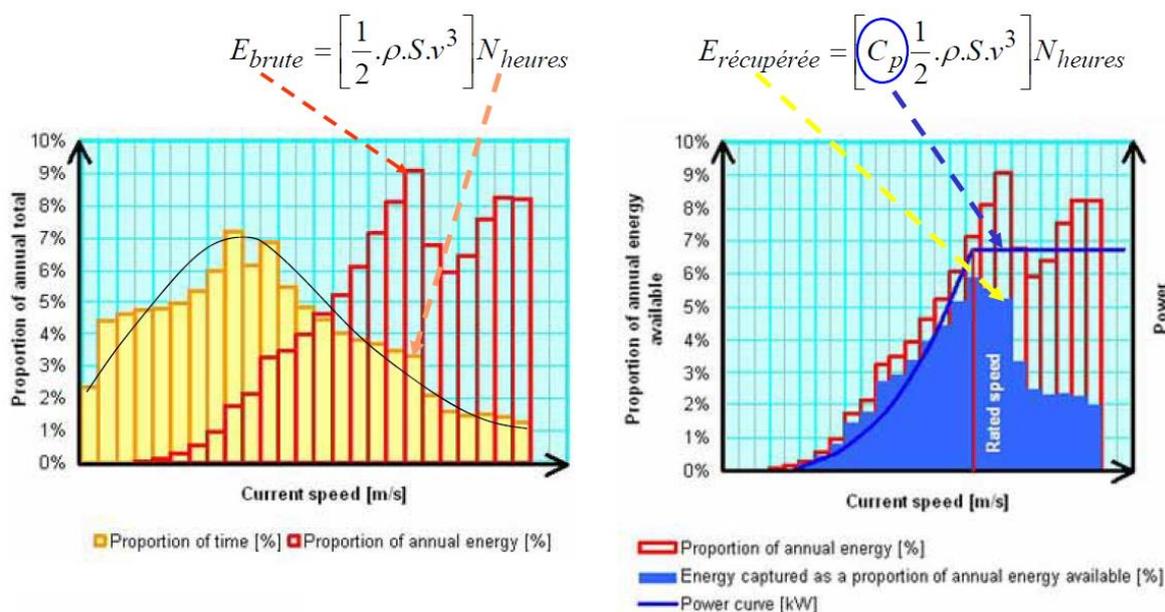


Figure 29 : Relation distribution des vitesses du vent - courbes de puissance et énergie capturée, source [40]

La courbe de puissance électrique de l'aérogénérateur, certifiée par le constructeur, prend en compte les paramètres aérodynamiques et électriques très souvent réglés en usine prenant en compte le profil des pales ainsi que la stratégie de régulation globale combinant réglage de l'angle d'attaque des pales (pitch) et de la vitesse de rotation permise par le contrôle du couple du générateur électrique.

Considérons deux modèles de la gamme 2 MW de VESTAS, soit V100-2.0 MW et V110-2.0 MW disposant d'une puissance électrique nominale identique : 2 MW mais avec des diamètres de turbines différents. La première au rotor de 100 m de diamètre est une turbine de classe IEC IIb, tandis que la seconde au rotor de diamètre 110 m, est destinée aux sites moins ventés, classe IEC IIIa. Grâce à l'effet d'un rotor plus grand, la machine V110-2.0 MW dispose d'une puissance aérodynamique plus élevée à faible vitesse de vent, ce qui lui permet d'afficher une montée en puissance plus rapide en fonction de la vitesse du vent (voir figure 30). En revanche, la machine V100-2.0 MW est dimensionnée pour assurer une production optimale dans des conditions de vent plus intenses et par conséquent, de garantir une rentabilité plus élevée dans le cas de sites plus ventés voire plus turbulents.

¹⁰ SCADA = Supervisory Control and Data Acquisition

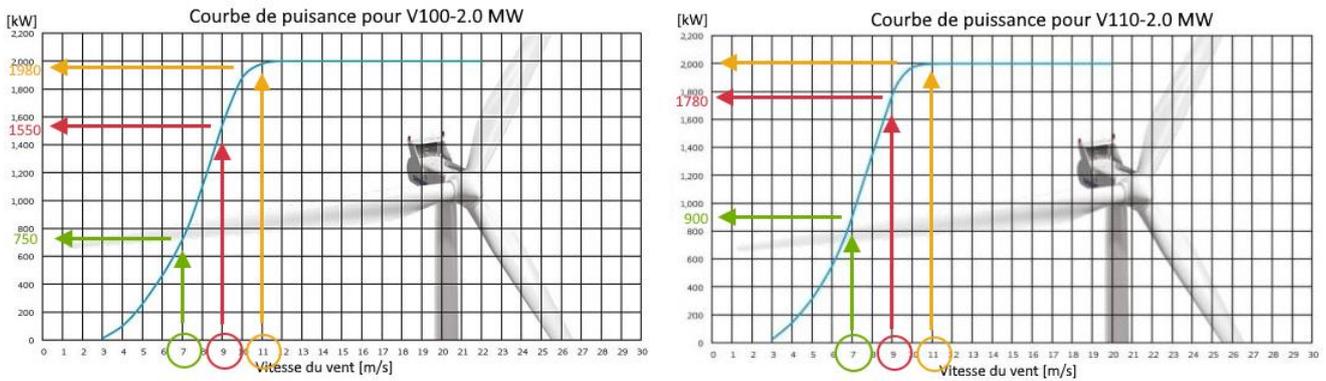


Figure 30 : Courbes de puissance certifiées de deux aérogénérateurs VESTAS ayant la même puissance nominale (2 MW) et des rotors de diamètres différents (100 et 110 m), source [41]

L'énergie produisible d'une éolienne peut s'exprimer en durée annuelle de fonctionnement équivalent pleine puissance N_{EPP} (en heures/an). Il s'agit du rapport entre la production annuelle d'électricité (MWh) et la puissance nominale de l'éolienne (MW). On parle également de facteur de charge (en %), il s'agit alors du nombre d'heures de fonctionnement équivalent à la puissance nominale divisé par 8 760 (nombre d'heures dans une année). Pour un site donné, le productible annuel augmente en fonction de la surface balayée spécifique de la machine (m^2/kW) ce qui réduit en outre la variabilité temporelle de la production et conduit à une meilleure exploitation des lignes électriques de transport. Reprenons les deux modèles de la gamme 2 MW de VESTAS proposés précédemment : V90-2.0 MW¹¹ avec un rotor de 90 m (6 358 m^2) présente une surface balayée spécifique de 3,18 m^2/kW (IEC Iia), et avec un vent moyen de 7 m/s, on obtient un N_{EPP} d'environ 2 700 h (voir figure 31, avec extrapolation de la courbe 3,15 m^2/kW) ; V110-2.0 MW avec un rotor de 110 m (9 500 m^2) présente une surface balayée spécifique de 4,75 m^2/kW (IEC IIIa), et avec un vent moyen de 7 m/s, on obtient un N_{EPP} de près de 3 400 h (voir figure 31). Pour une machine de 2 MW, on obtient une production annuelle de 5 400 MWh pour la première et 6 800 MWh pour la seconde, dans les mêmes conditions de vent.

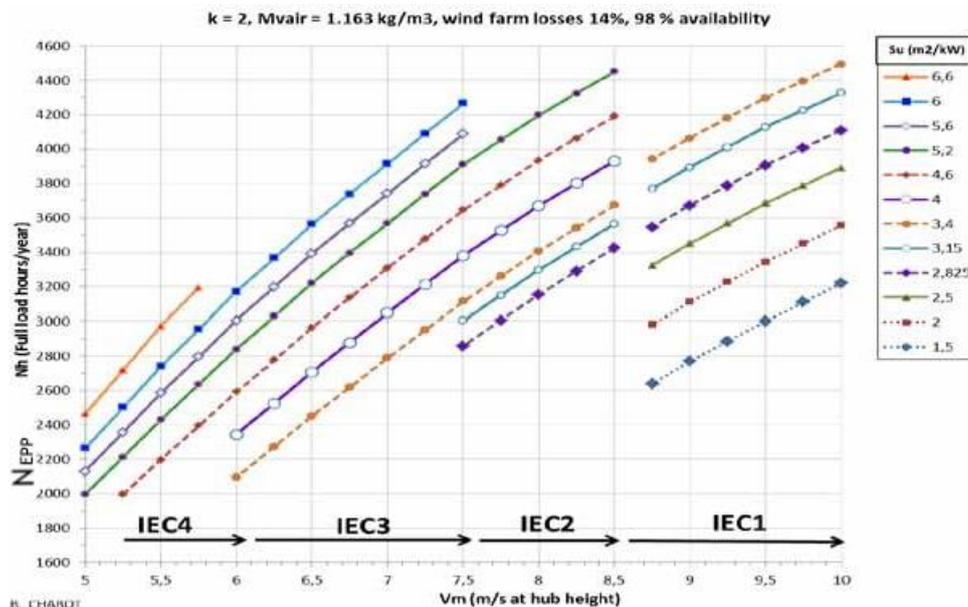


Figure 31 : Accroissement de la productivité en fonction des m^2/kW , source [42]

Le nombre d'heures de fonctionnement annuel équivalent pleine puissance, N_{EPP} , présente une adéquation avec la vitesse moyenne annuelle des vents. N_{EPP} est fonction de la densité de

¹¹ Notons que dans la première moitié des années 2000, une machine de 2 MW avait typiquement une turbine de 70 m de diamètre, ce qui conduisait à une productivité encore nettement plus faible (1,92 m^2/kW)

probabilité d'occurrence des vitesses de vent, de la turbulence du site, de la température, de la caractéristique $P(v)$ de la turbine, etc. Le tableau ci-dessous regroupe quelques valeurs pour une machine offshore (Multibrid M5000) pour différentes vitesses moyennes de vent.

Vitesse moyenne [m/s]	7	8	9	10	11	12
Energie annuelle [GWh]	12	16	19	24	24	26
N_{EPP} [h]	2400	3200	3800	4400	4800	5200

Figure 32 : Valeurs d'énergie annuelle et N_{EPP} en fonction des vitesses moyennes du vent, source [43]

La figure 33 montre l'évolution du diamètre des turbines et de leur puissance selon les zones géographiques. On remarque que la puissance ainsi que le diamètre des turbines a fortement augmenté entre 2010 et 2017 mais également que certains pays privilégient les machines à grande surface balayée spécifique (en m^2/kW) comme l'Inde ou la Chine.

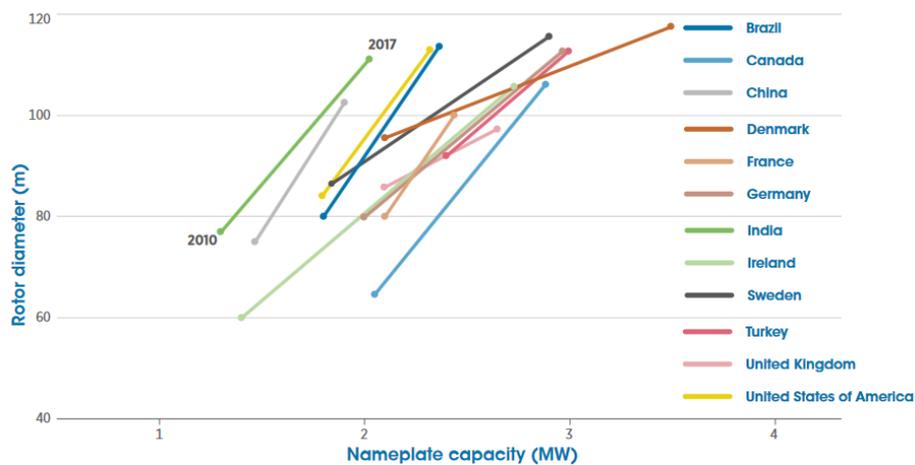


Figure 33 : Évolution du diamètre du rotor et de la capacité d'éoliennes terrestres de 2010 à 2017, source [31]

6.4 - Dimensionnement de la turbine, productivité annuelle

Augmenter la hauteur de captation par des masts plus grands permet de profiter de vents plus forts. Prenons l'exemple de deux machines Nordex : N100/3300 (diamètre 100 m, puissance nominale 3300 kW, classe de vent IEC Ia) placée à 100 m de hauteur au lieu de 80 m génère +25% de productivité ; N117/3000 (diamètre 117 m, puissance nominale 3000 kW, classe de vent IEC IIa) placée à 120 m de hauteur au lieu de 100 m génère +20% de productivité.



Figure 34 : Comparaison de production annuelle d'énergie de 2 machines N100/3300 et N117/3000 selon leur hauteur d'implantation, source [44]

Les valeurs de N_{EPP} peuvent ainsi atteindre 4 000 heures dans des sites terrestres normalement ventés. Un avantage majeur des éoliennes de grand diamètre et équipées de masts de grande taille réside dans l'accroissement très élevé de leur productivité qui permet de réduire le nombre d'éoliennes pour une même énergie annuelle produite. Malheureusement, il existe une forte

opposition aux grandes éoliennes pour des raisons d'impact visuel alors que l'effet de nombre est sans doute beaucoup plus important que celui de taille. Nous avons tous en tête les images, particulièrement disgracieuses, de champs d'éoliennes californiennes des années 1980. Or ces machines de petite puissance avaient une productivité très faible par rapport aux éoliennes modernes. Pour donner un ordre de grandeur, il faudrait plus de 2 000 machines de ce type pour obtenir la productivité d'une ferme moderne équipée de 10 machines de 2 MW de 110 m de diamètre sur des masts de 100 m. Pour information, la Vestas V110-2 MW (turbine de 110 m de diamètre) peut être installée sur des masts dont les hauteurs vont de 80 m à 125 m.

7 – Chaînes de conversion électrique

Le choix du générateur électrique constitue un paramètre important de la chaîne de conversion énergétique.

Sachant que la vitesse de rotation de la turbine est très lente (typiquement aux alentours de 10 tr/min avec les éoliennes géantes actuelles), le couple à contrôler prend des valeurs colossales, typiquement des millions de N.m, ce qui est très contraignant pour le dimensionnement de la chaîne de conversion (de la puissance mécanique récupérée par la turbine à la puissance électrique injectée au réseau). Ainsi, on peut classer les chaînes de conversion en deux familles : à multiplicateur de vitesse à engrenages ou « gearbox » (sous-entendu génératrice rapide) et à entraînement direct ou « direct drive » (sous-entendu sans multiplicateur mécanique). La première famille permet, au prix d'une « boîte de vitesse » (en réalité à un seul rapport) d'exploiter une génératrice électrique tournant à des vitesses aux alentours de 1 000 tr/min (voire quelques centaines de tr/min), relativement légère et standard. Quant à la seconde, elle requiert des génératrices spéciales à très fort couple, plus coûteuses, que seules les technologies synchrones (à inducteur bobiné ou à aimants permanents) permettent de réaliser. Les machines rapides peuvent être réalisées avec des technologies asynchrones à rotor bobiné ou à cage ou encore synchrone à faible nombre de pôles, généralement à aimants permanents.

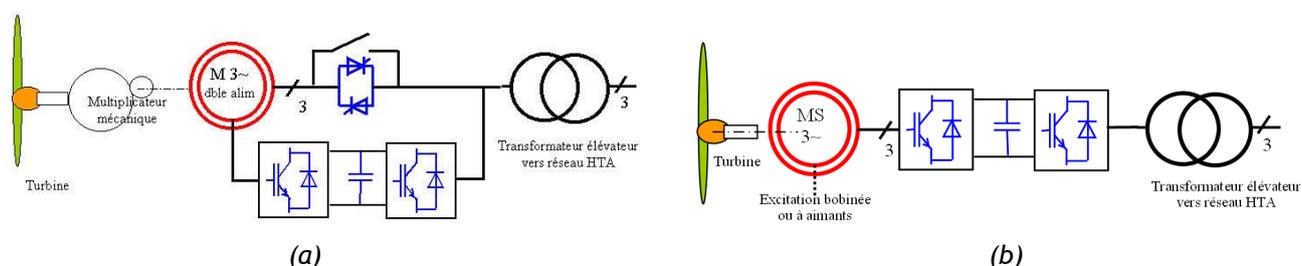


Figure 35 : Exemples de chaînes de conversion d'éoliennes moderne à vitesse variable :
 (a) avec multiplicateur de vitesse et générateur asynchrone à double alimentation,
 (b) à entraînement direct avec générateur synchrone, source [45]

7.1 - Chaînes de conversion avec multiplicateur de vitesse

Cette famille de chaînes de conversion, que l'on peut qualifier de « classiques », permet d'alléger les équipements en nacelle avec une génératrice rapide, et l'utilisation de générateurs standards. Malgré la masse élevée du multiplicateur de vitesse à engrenages (typiquement un rapport de vitesse de l'ordre de 100, incluant 3 trains en cascade, dont le premier toujours épicycloïdal), la masse totale en nacelle reste inférieure à celle des solutions à entraînement direct, ce qui permet de réduire les coûts de la structure porteuse. En contrepartie, les engrenages du multiplicateur requièrent une lubrification et une maintenance pour le remplacement régulier de l'huile. En outre, le multiplicateur constitue un maillon faible, en termes de fiabilité, et son remplacement est très coûteux, surtout en situation offshore. C'est la raison pour laquelle les machines à entraînement direct pénètrent d'avantage le marché des applications marines.

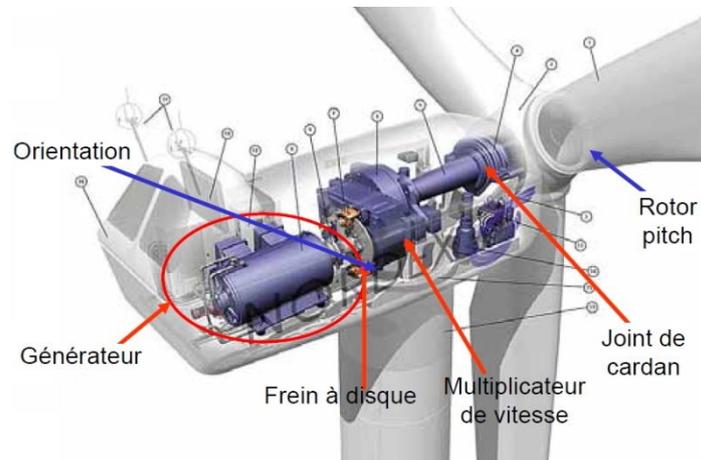


Figure 36 : Chaîne de conversion avec multiplicateur de vitesse, source [44]

La figure 36 montre une telle chaîne de conversion, seule l'armoire électrique du convertisseur électronique de puissance (qui permet de contrôler le couple et de la vitesse) n'est pas représentée. Sur cet exemple, on peut remarquer un système de maintien à l'arrêt de la turbine, grâce à un frein à disque. Aujourd'hui, le moyen le plus utilisé pour arrêter la turbine, notamment en présence d'une vitesse de vent excessive ou toute autre cause, comme une sortie de l'intervalle de bon fonctionnement sur le réseau (plages de tension et de fréquence), est la mise en drapeau des pales de la turbine. Ce freinage aérodynamique dissipe la majeure partie de l'énergie cinétique sans usure à condition de disposer d'un contrôle actif de type « pitch » ou, dans le cas (ancien) du système « stall » par des freins aérodynamiques situés en bout de pale.

7.2 - Chaînes de conversion à entraînement direct

La chaîne à entraînement direct présente plusieurs avantages, la fiabilité est améliorée, la maintenance est réduite, le bruit amoindri et l'exploitation des turbulences permet des performances accrues et une fatigue mécanique réduite, mais cela, au prix d'une dépense d'investissement supérieure. La figure 37 montre un éclaté d'une nacelle du fabricant Enercon, historiquement leader du marché de cette famille, avec des éoliennes à entraînement direct à base de machines synchrones à rotor bobiné, donc sans aimants permanents. Notons que pour monter encore en puissance, l'entreprise allemande a fini par exploiter, comme les autres, des aimants permanents permettant d'améliorer considérablement les performances (masse plus faible tout en conservant un rendement élevé).

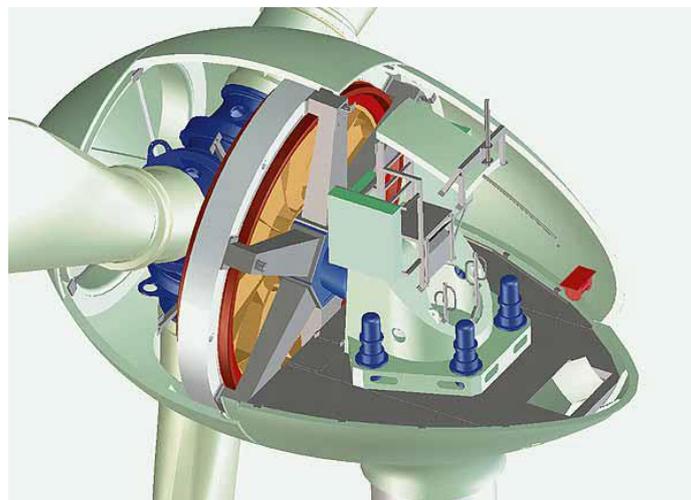


Figure 37 : Chaîne de conversion directe du fabricant Enercon, source [39]

7.3 - Chaînes de conversion électriques

7.3.1 - Machine synchrone à aimants et pont de diodes

Pour de petites puissances (inférieures à quelques kW), une chaîne de conversion très particulière est exploitée et nous avons trouvé que sa singularité méritait de lui accorder un court développement. Compte tenu de la vitesse de rotation relativement élevée des petites turbines, l'entraînement direct se fait quasi-naturellement. Dans le cas présent, on exploite une génératrice synchrone à aimants directement couplée au bus DC via un simple pont de diodes (voir schéma figure 38). Ce sont les inductances internes, relativement élevées, qui transforment la machine en source de courant et les courants sont quasi-sinusoïdaux au-delà d'une certaine vitesse, comme le montre la figure 39. La limitation de charge de la batterie tampon, généralement présente dans les installations autonomes (comme en photovoltaïque), se fait par régulateur électronique et l'arrêt de la turbine par une simple mise en court-circuit de l'induit par contacteur (le courant de court-circuit restant de l'ordre de grandeur du courant nominal).

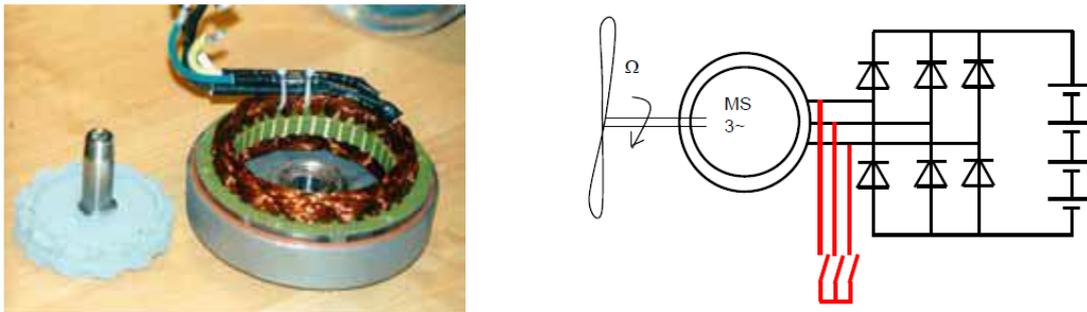


Figure 38 : Chaîne de conversion de petite puissance (jusqu'à quelques kW), source [3]

L'allure de la courbe de puissance, exprimée en fonction de la vitesse de rotation, est montrée à la figure 39.

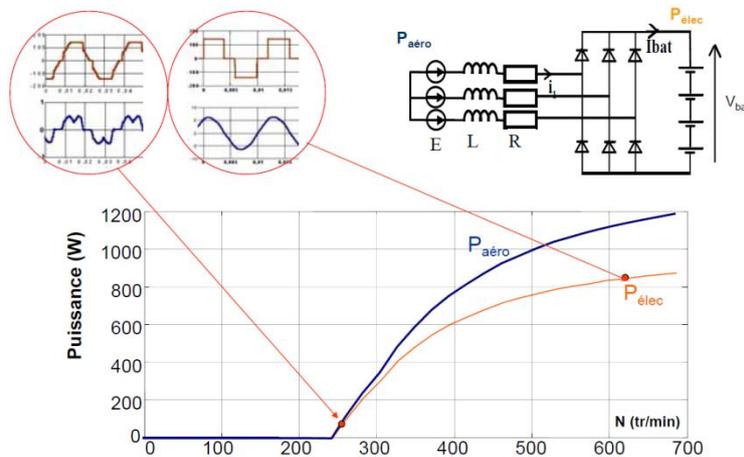


Figure 39 : Courbe de puissance en fonction de la vitesse de rotation, source [46]

Pour les grandes puissances couplées au réseau, plusieurs architectures sont exploitées :

7.3.2 - Machine asynchrone à cage sans variation électronique de vitesse (figure 40)

La chaîne de conversion la plus ancienne, qui tend à disparaître, est constituée d'une génératrice asynchrone à cage à vitesse « fixe » (au glissement près), en réalité plutôt à deux vitesses grâce à une conception du bobinage statorique telle que l'on peut obtenir deux polarités (nombres de paires de pôles) différentes afin d'obtenir deux valeurs différentes de la vitesse de synchronisme (figure 40a). Cette chaîne de conversion permet ainsi de se passer d'un convertisseur électronique de puissance, dont la rentabilité économique était difficile à obtenir dans les années 1980, voire 1990. Dans ces conditions, les deux vitesses de synchronisme permettaient une amélioration de la

récupération de l'énergie éolienne malgré une vitesse du vent fondamentalement variable. La plus faible vitesse (plus grand nombre de pôles) était choisie aux vents faibles et la « grande » vitesse aux vents forts. Notons la présence un contacteur statique triphasé (représenté par deux thyristors tête-bêche sur le schéma de la figure 40a) qui permet une mise sous tension progressive (fonctionnement en gradateur) du bobinage statorique lors de la mise sous tension et ainsi d'éviter de violents régimes transitoires (appel de courant sur le réseau). Ce contacteur statique étant dimensionné pour ce régime transitoire, il est ensuite shunté par un contacteur électromécanique.

La figure 40b montre l'exemple de la turbine Nordex N54 1000kW avec une commutation 4/6 pôles de 1000/200 kW pour des vitesses nominales respectivement de 1513 et 1014 tr/min. La turbine est équipée d'un multiplicateur de 1:70.

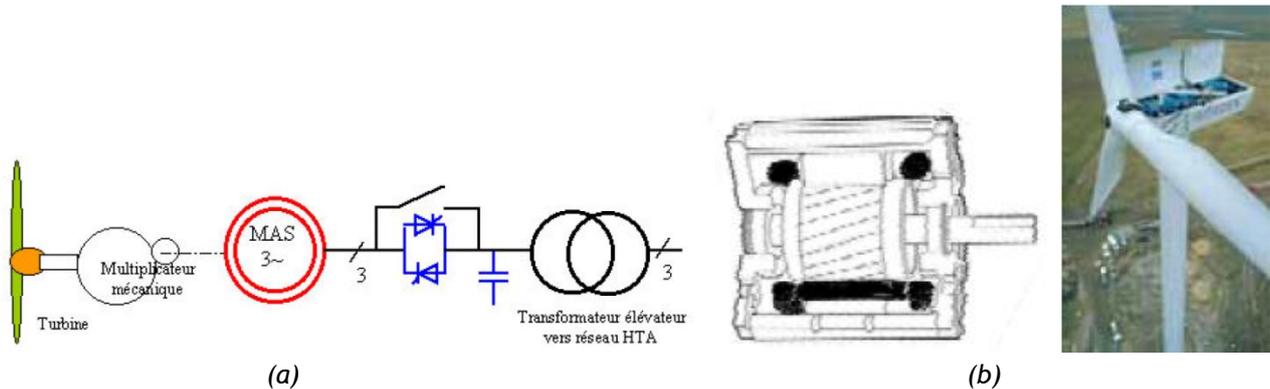
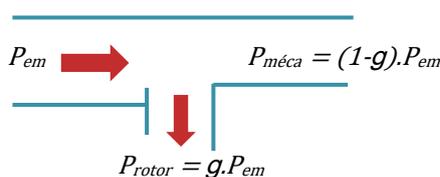


Figure 40 : (a) Schémas d'une chaîne de conversion de l'énergie éolienne, (b) Eclaté d'une machine asynchrone à cage et exemple d'éolienne à 2 vitesses : N54 1000 kW, sources [45] [44]

Les figures ci-dessous montrent les bilans énergétiques simplifiés (sans pertes Joule au stator et sans pertes fer et mécaniques) de la machine asynchrone à cage, dont le fonctionnement en moteur est plus connu que celui en générateur. Par conséquent, on a conservé les conventions classiques où le stator est un récepteur électrique (puissance électromagnétique notée P_{em}) en fonctionnement moteur. Ainsi, en mode générateur, les puissances mécanique (provenant de la turbine entraînant) et électromagnétique (injectée au réseau) sont ici négatives. Notons également que, dans les conditions normales de fonctionnement, le glissement g est sensiblement proportionnel au couple.

En fonctionnement moteur $P_{méca} > 0$ et $g > 0$

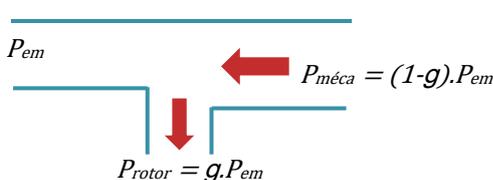


$$\eta_{moteur} = \frac{P_{méca}}{P_{em}} = 1 - g$$

$$g = \frac{\Omega_S - \Omega_{méca}}{\Omega_S}$$

Ω_S est la vitesse de synchronisme, $\Omega_S = 2 \cdot \pi \cdot F / p$, avec F , fréquence du système triphasé et p le nombre de paire de pôles, $\Omega_{méca}$ est la vitesse de rotation.

En génératrice $P_{méca} < 0$ et $g < 0$



$$\eta_{géné} = \frac{P_{em}}{P_{méca}} = \frac{1}{1-g}$$

Dans le cas d'une machine à cage (rotor en court-circuit), la puissance rotorique est systématiquement dissipée et ne peut pas être récupérée ou contrôlée. Le glissement doit nécessairement rester faible (de l'ordre du pourcent) car le rotor n'a pas la capacité à dissiper des puissances élevées. C'est pourquoi on parle de vitesse constante (sensiblement égale à la vitesse de synchronisme).

7.3.3 - Machine asynchrone à double alimentation MADA ou DFIG (Doubly Fed Induction Generator) fondée sur l'utilisation d'une génératrice asynchrone à rotor bobiné (figure 35a)

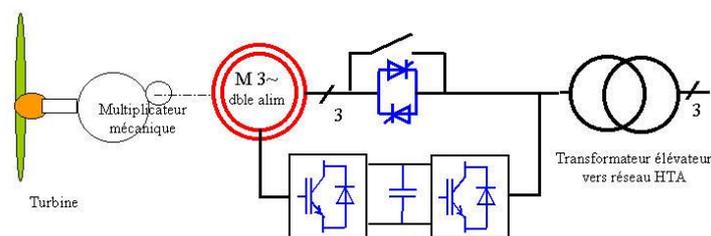


Figure 35a : Exemple de chaînes de conversion d'éoliennes moderne à vitesse variable avec multiplicateur de vitesse et génératrice asynchrone à double alimentation, source [45]

Afin de pouvoir contrôler le glissement sur une large plage et réaliser une vitesse réellement variable (meilleure récupération de l'énergie cinétique du vent comme précisé plus haut), on exploite un rotor bobiné et un convertisseur électronique de puissance permettant de contrôler la puissance rotorique. Comme la fréquence des courants rotoriques est égale à g fois la fréquence du réseau, ce convertisseur comprend un bus continu intermédiaire et deux étages AC-DC réversibles. Ce principe a déjà été utilisé par le passé avec des solutions technologiques de l'époque (cascade Kramer avec un système intégralement électromécanique puis cascade hyposynchrone avec un convertisseur à thyristors).

L'avantage majeur de cette solution réside dans la puissance de dimensionnement du convertisseur électronique de puissance qui peut être ajustée à la plage de vitesse et surtout rester inférieure à la puissance totale à convertir. Vu le coût élevé de l'électronique de puissance, cela constitue un atout mais aux dépens de la fiabilité et de la maintenance, car, pour contrôler les courants dans le rotor bobiné, un système de bagues et balais est nécessaire (pièces d'usures) et puis, dans certains cas extrêmes (perte d'alimentation côté stator), on peut provoquer des fluctuations brutales du couple dommageables pour le multiplicateur de vitesses. Compte tenu de la baisse permanente des coûts de l'électronique de puissance, cette solution à vitesse variable cède progressivement sa place à des entraînements exploitant des « convertisseurs pleine puissance » (qui contrôlent la totalité de la puissance de la turbine) et des génératrices sans balais (voir plus loin). Néanmoins, cette technologie résiste à un déclin inéluctable, y compris en contexte offshore.

Pour citer un exemple de MADA, considérons l'éolienne Nordex N117-3000 kW, avec une génératrice à 6 pôles (vitesse de synchronisme de 1000 tr/min à une fréquence réseau de 50 Hz). Sa plage de variation de vitesse est d'environ : 700 à 1300 tr/min (soit 1000 ± 300 tr/min), et celle de la turbine 7,9 à 141 tr/min (multiplicateur à engrenages de rapport 1:92,9). Le convertisseur contrôlant les courants rotoriques est totalement réversible (2 ponts triphasés à IGBT) et sa puissance nominale est d'environ 1 MVA (il permet de contrôler le facteur de puissance de l'éolienne jusqu'à 0,899 du régime capacitif au régime inductif).

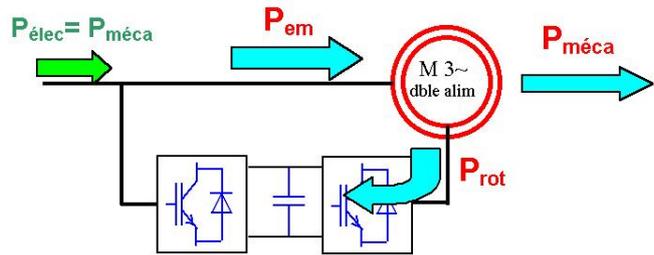
Pour mieux comprendre le fonctionnement de la MADA, on propose d'analyser le bilan énergétique simplifié autour de la vitesse de synchronisme Ω_s . De façon à réduire l'effort de compréhension, nous proposons de continuer à raisonner en convention moteur (plutôt que générateur), par conséquent la puissance mécanique sera négative en mode générateur. Comme précédemment,

avec la machine asynchrone à cage, on néglige les pertes Joule, fer et mécaniques et on a exprimé les puissances électromagnétique (ou statorique) et rotorique en fonction de la puissance mécanique qui, dans le cas éolien, est la donnée d'entrée.

$$P_{em} = P_{stat} = \frac{P_{méca}}{1-g}$$

et

$$P_{rotor} = g \cdot P_{em} = \frac{g}{1-g} P_{méca}$$

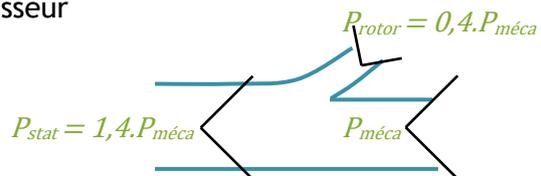


Considérons un exemple de contrôle de vitesse avec un glissement variant de $\pm 30\%$ (valeur typique en éolien).

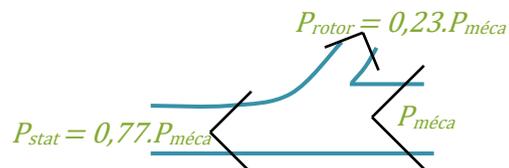
	Exemple : $g = g_{max} = +0,3$ Hyposynchrone $\Omega = 0,7 \cdot \Omega_s$	Exemple : $g = -g_{max} = -0,3$ Hypersynchrone $\Omega = 1,3 \cdot \Omega_s$
Récepteur Moteur $P_{méca} > 0$	$P_{rotor} = 0,4 \cdot P_{méca}$ $P_{stat} = 1,4 \cdot P_{méca}$	$P_{rotor} = -0,23 \cdot P_{méca}$ $P_{stat} = 0,77 \cdot P_{méca}$
Générateur Frein (cas éolien) $P_{méca} < 0$	$P_{rotor} = 0,4 \cdot P_{méca}$ $P_{stat} = 1,4 \cdot P_{méca}$	$P_{rotor} = -0,23 \cdot P_{méca}$ $P_{stat} = 0,77 \cdot P_{méca}$

Intérêt en termes de dimensionnement du convertisseur

Hyposynchrone $\Omega = (1-g_{max}) \cdot \Omega_s$



Hypersynchrone $\Omega = (1+g_{max}) \cdot \Omega_s$



Toujours avec l'exemple d'un glissement compris entre -30% et $+30\%$, le rapport entre la vitesse maximale et la vitesse minimale vaut : $\frac{\Omega_{max}}{\Omega_{min}} = \frac{1,3 \cdot \Omega_s}{0,7 \cdot \Omega_s} = 1,9$

Dans le cas présent d'une turbine éolienne (la puissance mécanique varie en : $P \propto \Omega^3$) :

Si Ω varie dans un rapport 1:1,9, $P_{méca}$ varie dans un rapport 1:6,4

$$P_{rotor} (\Omega_{max}) \cong 0,4 \cdot P_{méca} (\Omega_{min}) \quad \Rightarrow \quad P_{rotor} \cong 0,23 \cdot P_{méca} (\Omega_{max})$$

Ce qui signifie que la puissance rotorique est beaucoup plus faible dans le mode hyposynchrone (basse vitesse) dans lequel on réalise un curieux cycle de l'énergie, puisque l'on prélève une partie de la puissance électromagnétique au rotor pour la réinjecter au stator.

7.3.4 - Génératrice asynchrone à cage à vitesse variable alimentée par convertisseur pleine puissance (figure 35b)

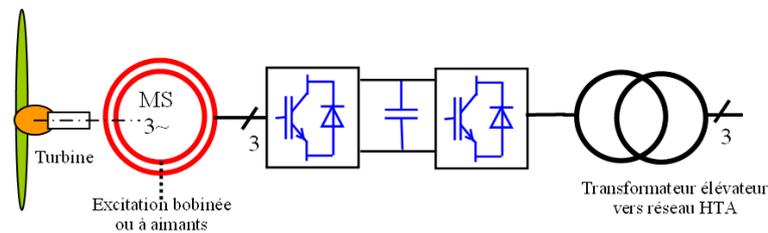


Figure 35b : Exemple de chaînes de conversion d'éoliennes moderne à vitesse variable avec entraînement direct avec générateur synchrone, source [45]

Parmi les solutions sans balais, la machine asynchrone à cage alimentée par un variateur de vitesse pleine puissance (contrôlant donc la totalité de la puissance convertie) constitue une solution qui a émergé tardivement dans l'histoire de l'éolien moderne. Désormais, il s'agit d'une voie exploitée par différents fabricants. Le variateur de vitesse permet le contrôle des courants statoriques et de leur fréquence. La figure 41 montre l'allure des courbes couple-vitesse, toujours en convention moteur (pour les raisons déjà évoquées) d'une machine asynchrone à cage alimentée par un convertisseur avec une stratégie à flux constant (rapport tension sur fréquence constant).

Mais les performances intrinsèques des machines asynchrones à cage sont telles qu'il n'est pas possible d'obtenir des performances massiques suffisamment élevées pour se passer de multiplicateurs mécaniques, par conséquent, elles ne trouvent pas de place dans les chaînes à entraînement direct.

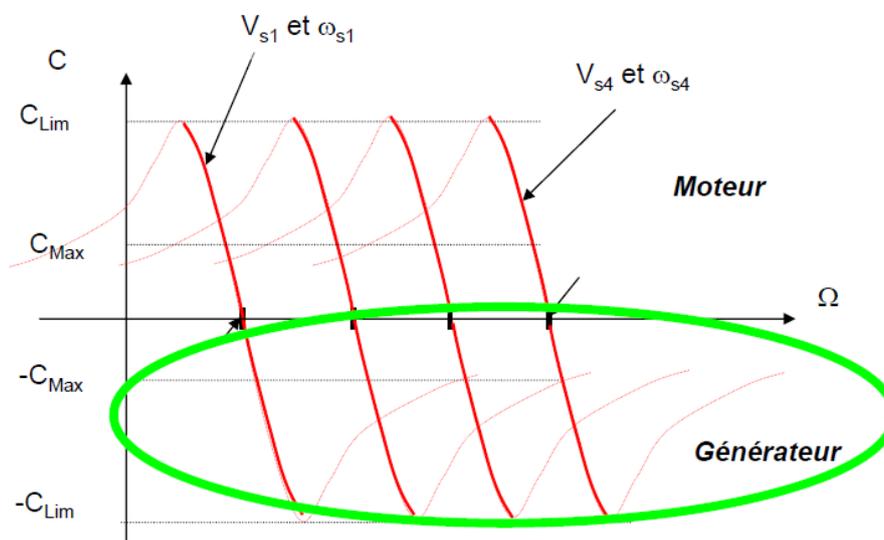


Figure 41 : Convention moteur

7.3.5 - Génératrices synchrones à vitesse variable avec convertisseur pleine puissance (figure 42)

Les machines synchrones peuvent répondre aux exigences de performances de l'entraînement direct (architectures de type couronne avec un très grand nombre de paires de pôles) ou à celle des entraînements indirects, avec un grand rapport de multiplication ou même, comme cela est proposé depuis une vingtaine d'années, avec des multiplicateurs à un seul étage avec un rapport aux alentours de 1:10, et censés être plus fiables.

Comme dans le cas des machines asynchrones à cage, un convertisseur électronique de puissance, dimensionné pour la puissance nominale de la turbine, est requis. La technologie est généralement à modulation de largeur d'impulsion (comme dans le cas de la MADA) permet un contrôle très fin des courants côté machine et côté réseau. Les courants peuvent ainsi être quasi-sinusoidaux et déphasés à la demande, en particulier pour permettre un contrôle de la puissance réactive, côté réseau. Cette dernière fonctionnalité, propre à tous les convertisseurs MLI désormais généralisés tant en photovoltaïque qu'en éolien, de participer au contrôle de la tension du réseau.

La figure 42 montre schématiquement les deux familles de chaînes de conversion à machine synchrone, à multiplicateur de vitesse à engrenages ou à entraînement direct. Les machines synchrones peuvent être à excitation bobinée (électroaimants au rotor alimenté par un système sans balais) ou à aimants permanents. Mais c'est surtout la technologie à aimants permanents qui progresse malgré le fait que ces aimants requièrent des terres-rares (néodyme et dysprosium). Au sujet de la criticité des matières premières dans un contexte de développement massif de l'éolien, on pourra se référer à l'article en ligne [47].

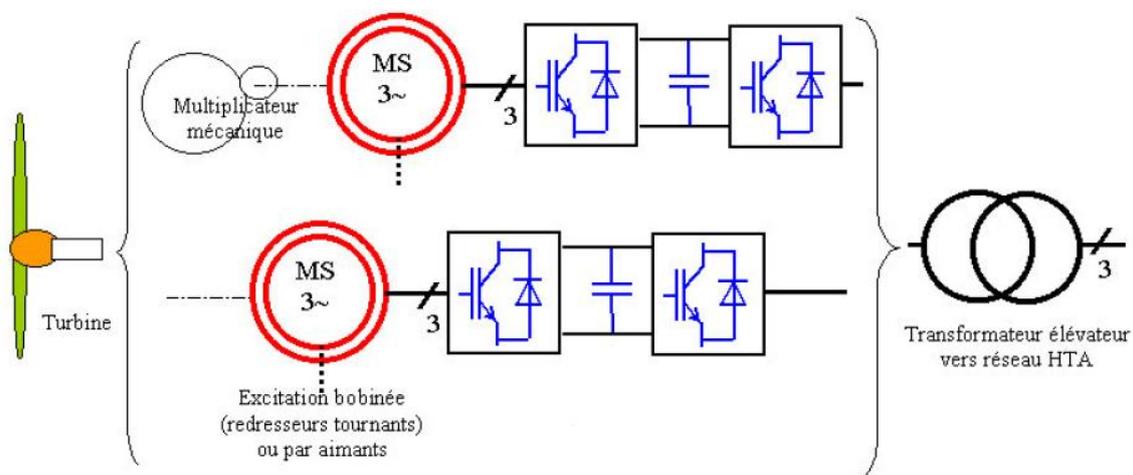


Figure 42 : Schémas d'une chaîne de conversion de l'énergie éolienne, source [45]

Enercon fut pionnier dans le domaine des éoliennes à entraînement direct et, jusqu'en 2019, il ne faisait appel qu'à des solutions synchrone à excitation bobinée. C'est par exemple le cas de l'éolienne Enercon E70 2 MW, 6 à 22 tr/mn (génératrice avec 32 paires de pôles) dont la nacelle complète a une masse de 71 tonnes (dans le cas d'une machine à multiplicateur de la même puissance, cette masse est plutôt de 60 tonnes environ)

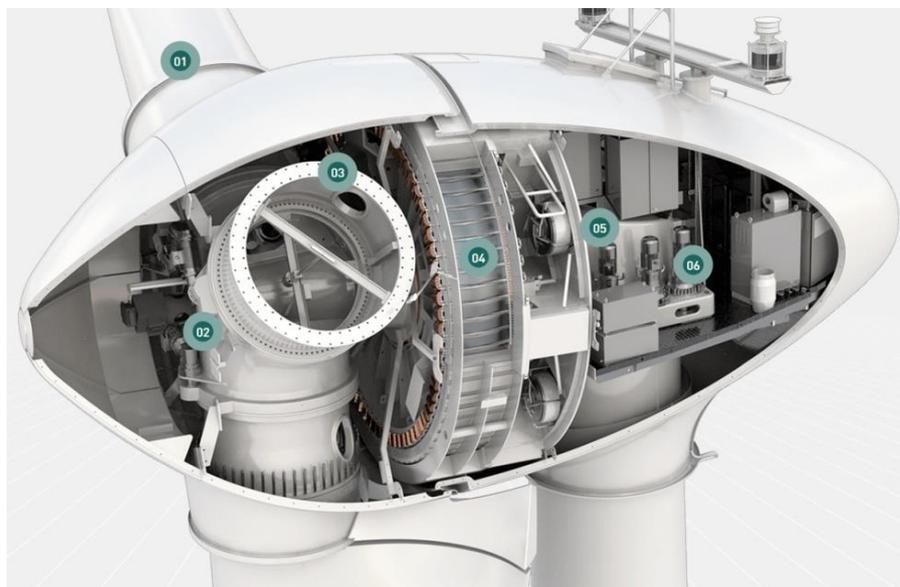


Figure 43 : Génératrice E70 2MW (repère 4), source [48]

Pour les grandes puissances, les génératrices à aimants présentent un avantage en termes de masse. Jeumont Electric (entreprise française), à la fin des années 90, avait été un précurseur avec sa J48 (750 kW et turbine de 48 m) car c'était la première éolienne au monde avec une génératrice à aimants en entraînement direct. Mais Areva, qui fit l'acquisition de Jeumont à cette époque, décida d'abandonner cette filière... Deux décennies plus tard, ce fut au tour d'Alstom (à travers Converteam) de développer une éolienne à aimants, l'Haliade 150, mais cette fois pour l'offshore avec une puissance de 5 MW (aisément extensible à 6 MW). Sa vitesse est variable de 4 à 11 tr/min et la puissance nominale est atteinte pour une vitesse de vent de 12 m/s. La nacelle pèse environ 390 tonnes incluant la génératrice (100 tonnes de structures porteuses + 35 tonnes de « masses actives » incluant environ 5 tonnes d'aimants NdFeB). L'Haliade est fabriquée dans l'usine de Saint-Nazaire, mais Converteam et Alstom sont devenus respectivement GE Power Conversion (en 2011) et General Electric (2015). D'ailleurs, la première ferme éolienne offshore des USA (installée au large de New York en 2016) est composée de 5 machines Haliade 150-6 MW (technologie Alstom), voir figure 44.



Figure 44 : Le parc éolien Block Island de GE-Alstom au large des côtes du Rhode Island, source [49]

Les génératrices à aimants peuvent également être associées à un multiplicateur à engrenages, notamment pour réaliser des solutions intermédiaires, moins coûteuses et moins lourdes que celles à entraînement direct, on parle de chaînes à génératrices semi-rapides, par exemple, la Multibrid M5000 (développée par l'entreprise allemande Multibrid ensuite rachetée par Areva Wind, devenue enfin Adwen), voir figure 45. Cette machine (installée pour la première fois en 2009 dans le parc offshore Alpha Ventus) avait une puissance nominale de 6 MW pour un diamètre de turbine de 116, puis 135 m (un peu plus tard). La nacelle pèse 233 tonnes auxquelles il faut ajouter 112 tonnes pour la turbine. La génératrice à aimants possède 26 pôles (1,4 tonnes d'aimants NdFeB) et le multiplicateur comprend un unique train épicycloïdal d'un rapport de 1:9,92. En 2016, AREVA a cédé son activité dans l'éolien à Siemens-Gamesa. Ainsi, avec le rachat d'Alstom par GE, la France s'est retrouvée sans constructeur national d'éoliennes offshore...



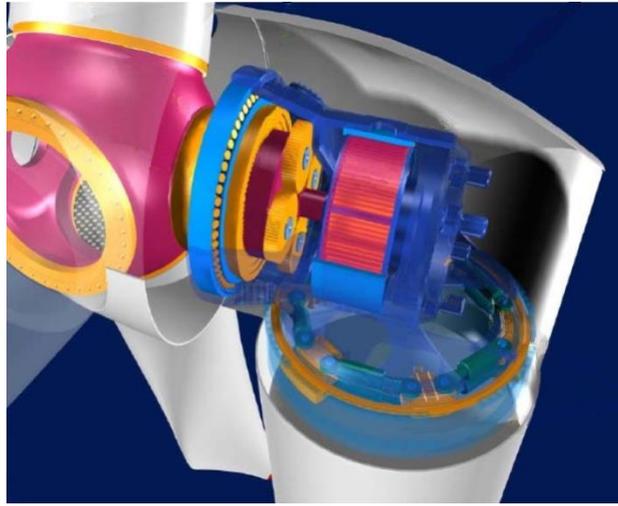


Figure 45 : Exemple de chaînes à génératrices semi-rapides, Multibrid M5000, source [43]

8 – Connexion des parcs éoliens au réseau

8.1 - Architectures de raccordement

Les architectures de regroupement (clusters) des aérogénérateurs au sein d'un parc éolien et les techniques de connexion au réseau peuvent être un regroupement en étoile, ou star cluster, ou un regroupement en chaîne, ou string cluster. La différence majeure entre ces deux types de regroupement est liée à la disponibilité de l'énergie des générateurs, qui est moins bonne pour un cluster en chaîne dans lequel le câble de raccordement est commun à l'ensemble du cluster. En contrepartie, chaque cluster en étoile nécessite une plate-forme. Le dimensionnement des câbles et des transformateurs diffère selon l'architecture et la puissance des générateurs. Par exemple, pour une architecture en étoile, on peut éviter l'utilisation de transformateurs si les tensions des générateurs sont suffisamment élevées (AC3, AC4, figure 46).

Sur les liaisons en alternatif, en particulier si la puissance de la ferme devient non négligeable par rapport à la puissance du réseau, on peut intercaler des équipements type UPFC¹² chargés de limiter les variations de puissance et de stabiliser l'ensemble en dépit des variations de vent (AC4, figure 46).

Les liaisons réseaux s'effectuent classiquement en courant alternatif pour des questions de coût, en particulier dans les parcs terrestres ou les parcs offshore proches de la côte. Les liaisons en courant continu à haute tension HVDC¹³ deviennent intéressantes pour les parcs éloignés du rivage (DC 1,2,3,4, figure 46), et ce d'autant plus que la puissance de la ferme augmente vis-à-vis de la puissance de court-circuit du réseau. En effet, les liaisons sous-marines à courant alternatif (AC) sont limitées à quelques dizaines de kilomètres en raison des échauffements des câbles dus à la composante capacitive (réactive) des courants (les câbles isolés sont beaucoup plus capacitifs que les lignes aériennes). Pour les systèmes à vitesse variable, le nombre de convertisseurs AC-DC et DC-AC peut varier selon que l'on connecte un convertisseur par générateur (AC2, AC4, DC1, figure 46) ou un convertisseur par cluster (DC2, DC3, figure 46), voire un seul convertisseur pour le parc complet (DC4, figure 46). Dans le premier cas, la vitesse de chaque turbine peut être individuellement asservie en fonction du vent. Dans les second et troisième cas, on agit indirectement sur l'ensemble du cluster ou de la ferme, ce qui nécessite que les conditions de vent soient homogènes, ce qui est fréquent en mer. Dans les autres cas, convertisseur commun à

¹² Unified Power Flow Controller : Régulateur de débit de puissance unifiée

¹³ High Voltage Direct Current

plusieurs machines, cette voie a été explorée et probablement abandonnée, malgré l'avantage économique de cette centralisation, sans doute parce que chaque machine, bien qu'au sein d'un même parc, se trouve dans des conditions de vent spécifiques et qu'un contrôle individuel reste nécessaire.

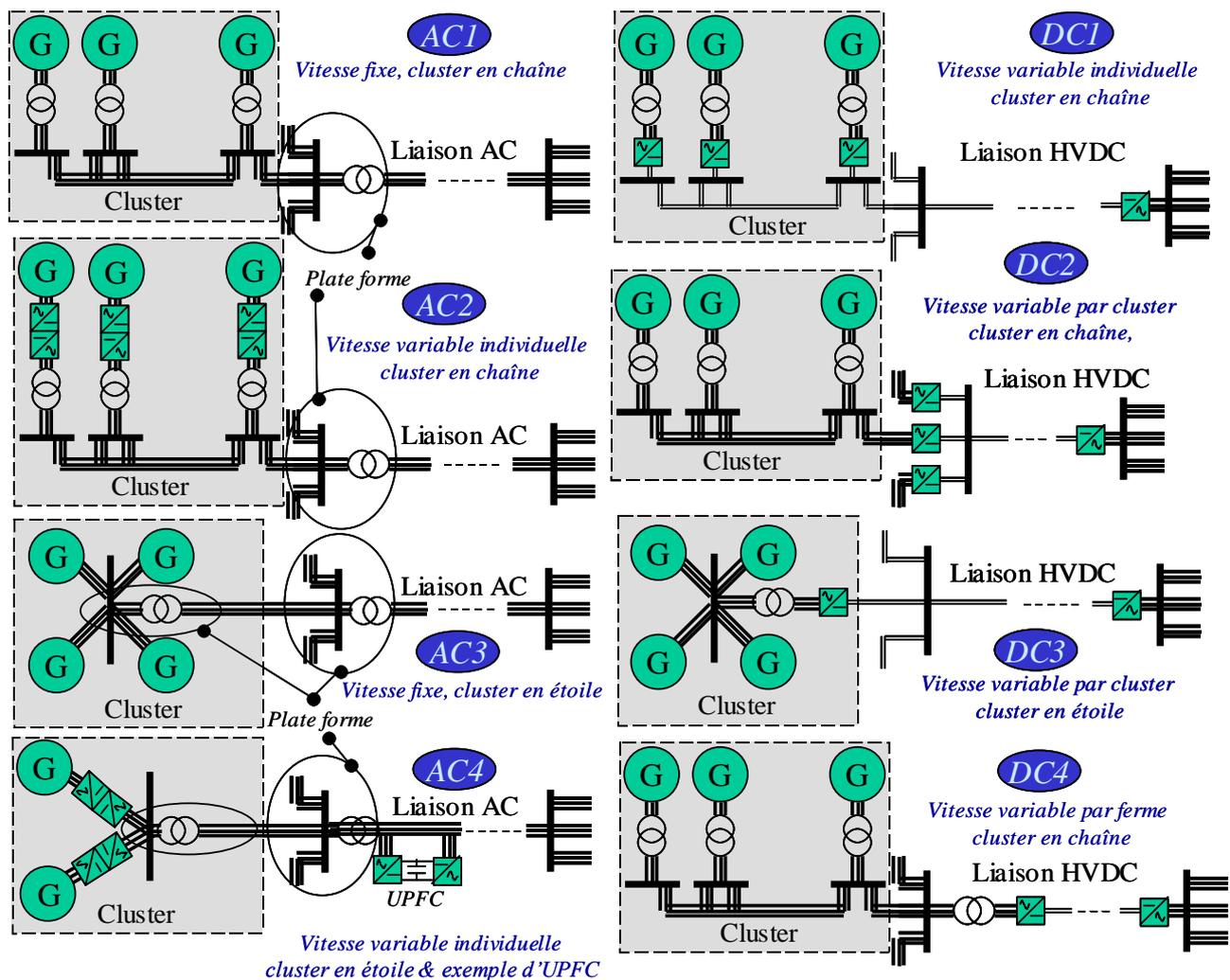


Figure 46 : Exemples d'architectures de connexion de parcs au réseau, source [45], dessin Xavier Roboam

8.2 - Câbles et transport

Les câbles isolés pour le transport en courant alternatif sont à isolation synthétique en polyéthylène de la HTB (< 50 kV) jusqu'à la HTA (de 50 à 500 kV).

Pour des raisons de coût d'enfouissement, les câbles triphasés (ou tripolaires) sont préférés (figure 47), mais les sections de l'âme conductrices sont limitées à quelques 100 mm². Ainsi, lorsque des sections plus importantes sont requises ou pour le transport, on fait appel à des câbles unipolaires dont les sections utiles vont jusqu'à 3 000 mm² (les valeurs typiques s'échelonnent entre 800 et 2 500 mm²). Les tenues en tension actuellement les plus élevées sont de 320 kV (valeur efficace).

À cause de l'effet de peau, en courant alternatif 50 ou 60 Hz, il est nécessaire de segmenter l'âme à partir de 1 000 et 1 600 mm² lorsqu'elle est respectivement en cuivre ou en aluminium.

Actuellement, la tenue en tension des câbles pour la transmission en courant continu est limitée à 320 kV et les sections réalisables sont les mêmes qu'en courant alternatif.

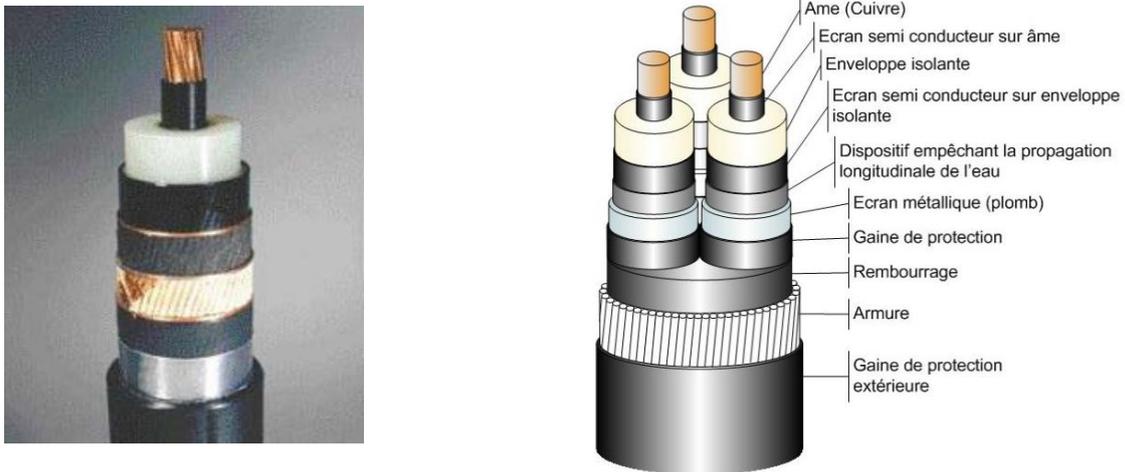


Figure 47 : Câble unipolaire Nexans, et schéma d'un câble de raccordement tripolaire, sources [50] [51]

Comme nous l'avons écrit plus haut, le transport en courant continu est plus économique, malgré le besoin de stations de conversion AC-DC et DC-AC, que celui en courant alternatif au-delà d'environ 50 km et des puissances de quelques centaines de MW. Cette limite s'abaisse d'ailleurs au fur et à mesure que les coûts de l'électronique de puissance diminuent. Les figures 48 et 49 montrent les deux principales architectures de conversion AC-DC puis DC-AC. La première représente la technologie historique (comme dans la liaison France-Angleterre IFA2000 datant du début des années 1980) à base de thyristors. Comme cette technologie introduit des harmoniques sur le courant ainsi que de la puissance réactive, on lui ajoute des filtres passifs ou des filtres actifs (figure 48).

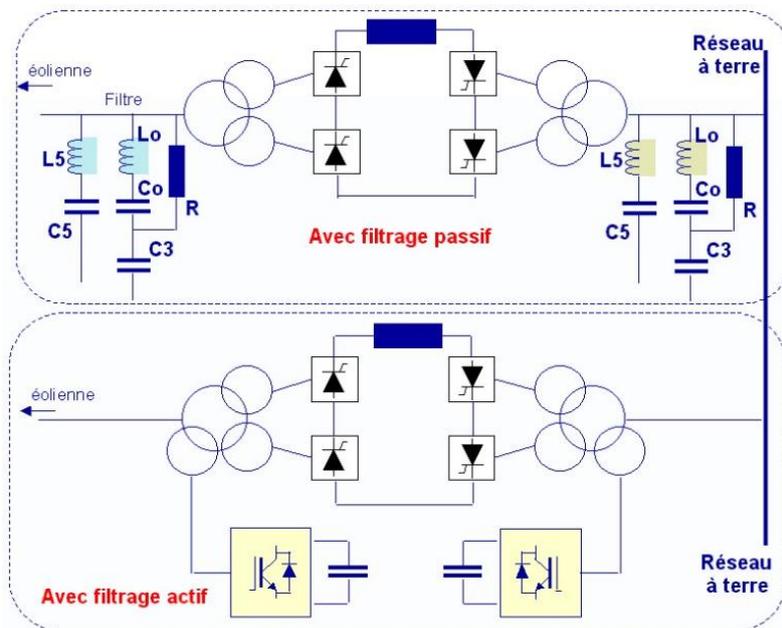


Figure 48 : Architecture de conversion HVDC avec convertisseurs à Thyristors LCC (Line Commutated Converters), source [52]

La seconde technologie, qui remplace progressivement la première, au fur et à mesure de la baisse des coûts des solutions à IGBT (interrupteurs électroniques totalement commandés contrairement aux thyristors qui ne sont pilotables qu'à la mise en conduction), est constituée d'une multitude de cellules (bras de pont) permettant d'atteindre de très hautes tensions avec des semiconducteurs de puissance limités à quelques kV. Par exemple le parc offshore de BorWin 3 (Allemagne, mise en service en 2019, voir Fig. 50) situé à 160 km de la côte fait appel à cette technologie pour une puissance de 900 MW sous une tension continue de ± 320 kV [54].

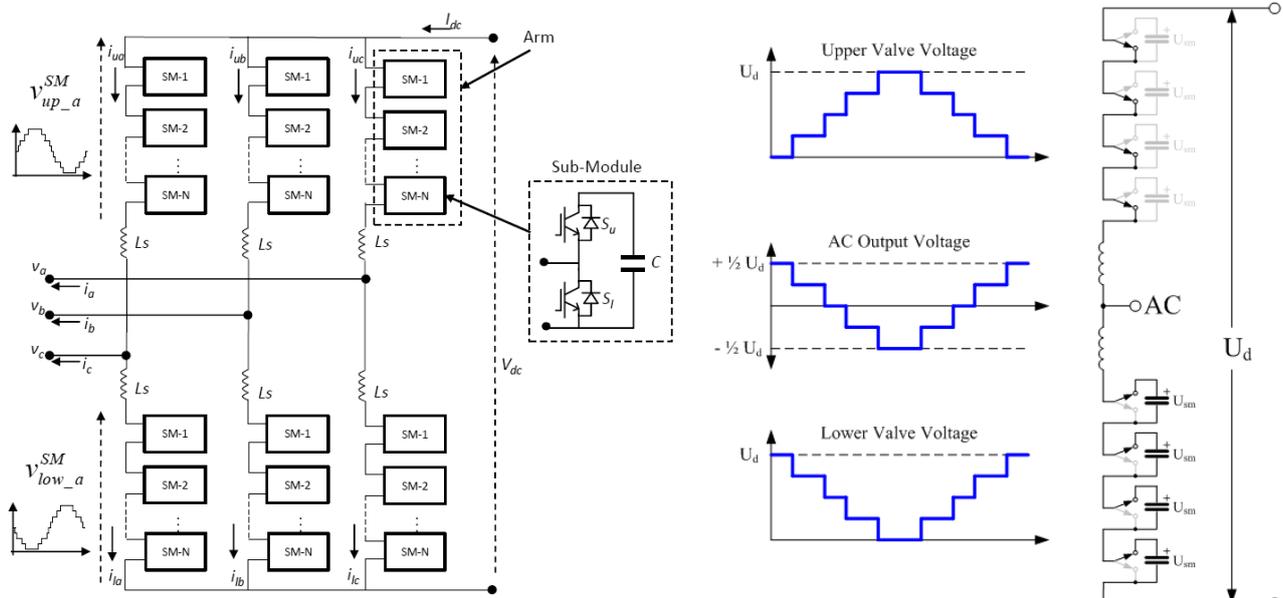


Figure 49 : Architecture de conversion HVDC avec convertisseurs multiniveaux structures MMC (Modular Multilevel Converter), source [53]



Figure 50 : Station de conversion en mer, BorWin gamma tenneT, source [54]

9 – Conclusion

L'éolien constitue un pilier essentiel de la transition énergétique mondiale, ses coûts de production sont désormais compétitifs dans la plupart des régions du monde. Les performances se sont considérablement accrues durant les dernières décennies, en particulier grâce à la possibilité de dimensionnements découplant la puissance (chaîne de conversion) des dimensions de la turbine. Ainsi, le facteur de charge, qui était souvent vu comme la seule conséquence des conditions de vent du site d'implantation, peut être augmenté de façon très significative. C'est ce que l'on peut observer dans de nombreuses régions du monde qui ont choisi de ne plus privilégier la seule puissance comme critère de performances.

L'éolien terrestre, bien qu'il dispose d'un potentiel technique considérable, est de plus en plus contesté, tout particulièrement en France, parce qu'il impacte les paysages. Pourtant, la vision conservatrice que l'on peut avoir de paysages naturels, comme figés depuis toujours, est un leurre. En effet, l'empreinte de l'humanité est présente dans la grande majorité des paysages qui apparaissent naturels ou peu artificialisés : les champs, les chemins et les routes, les lignes électriques, certaines forêts, les digues, les canaux, les marais salants, les ponts qui enjambent les rivières et les fleuves, les châteaux d'eau, les moulins (figure 1), les châteaux perchés dans des montagnes... Le refus d'implantation d'éoliennes associé à l'idéalisation des paysages est cependant

coûteux notamment sur le plan environnemental car l'éolien terrestre constitue aujourd'hui la solution de production d'électricité la moins impactante lorsqu'on effectue des analyses de cycle de vie. Il y a également une hostilité de plus en plus forte aux machines de grande hauteur (hauteur de mât + longueur des pales). C'est regrettable car ces machines sont beaucoup plus productives et remplacent (pour la même productivité) un nombre plus élevé de petites machines, tournant plus vite (la vitesse de rotation est inversement proportionnelle à la longueur des pales) et donc plus disgracieuses. Ainsi l'intégration paysagère d'un petit nombre de très grandes machines (pour lesquelles on dispose de solutions de transport terrestre) est bien meilleure avec des groupes d'une petite dizaine d'éolienne harmonieusement disposés dans les « paysages naturels ». Il s'agit là d'un profond débat de valeurs, mais ce sont des choix démocratiques qui doivent servir d'arbitrage.



Figure 51 : Passage du Gois en Vendée : digue, route, balises et refuges existent depuis la fin du XVIII^e siècle (dans d'autres matériaux), la route a été surélevée plusieurs fois puis macadamisée dans les années 1920, signalisation routière et stationnement des véhicules sur la plage à marée basse existent depuis des décennies, le parc éolien de Bouin, au fond de la baie, est en fonctionnement depuis 2003

Reste la question des matières premières et de leur criticité, dans l'article en ligne [47], on pourra se faire une idée sur cette question et constater que les besoins de matériaux, même dans le cas d'une transition énergétique mondiale accélérée (de l'ordre de 200 GW/an contre environ 50 actuellement), restent très faibles (de l'ordre du pourcent) en comparaison de leurs autres usages.

Enfin, l'éolien offshore [56], qui était encore excessivement coûteux durant les deux premières décennies du 21^{ème} siècle, aborde une phase de forte baisse des coûts, mais sous condition de très grandes installations (de l'ordre du GW de puissance installée). En outre, le potentiel techniquement exploitable a été récemment réévalué, par l'Agence Internationale de l'Energie, à un niveau extrêmement élevé (87 000 TWh en éolien posé et 330 000 TWh en flottant) très supérieur aux besoins (la production mondiale d'électricité 2018 était de 26 500 TWh). On peut ainsi envisager d'aller produire des combustibles de synthèse (hydrogène essentiellement) à bas coût, en haute mer, grâce à l'éolien [57].

Pour les sciences de l'ingénieur, le domaine de l'éolien constitue un secteur d'innovation très forte dans lequel des prouesses sont toujours en cours, comme sur les dimensions des pales des turbines ou sur les chaînes de conversion électriques. La maîtrise d'un dimensionnement complexe en fatigue, que ce soit pour la mécanique ou l'électronique, permet de réduire considérablement les coûts de production, grâce à une diminution des opérations de maintenance mais également à la mise en œuvre de plus en plus fréquente de maintenance prédictive.

Références :

[1]: École Normale Supérieure de Rennes, département Mécatronique,
<http://www.mecatronique.ens-rennes.fr/>

- [2]: Laboratoire Systèmes et Applications des Technologies de l'Information et de l'Energie (SATIE), Pôle Composants et systèmes pour l'Energie électrique (CSEE), Groupe Systèmes d'Energie pour les Transports et l'Environnement (SETE), <http://satie.ens-paris-saclay.fr/version-francaise/la-recherche/pole-csee-composants-et-systemes-pour-l-energie-electrique/groupe-sete-systemes-d-energies-pour-les-transports-et-l-environnement/>
- [3]: Énergétique électrique, B. Multon, cours de l'ENS Rennes, 2017, <https://cel.archives-ouvertes.fr/cel-01246815v2>
- [4]: Le monde des moulins, trimestriel N° 39, janvier 2012, <https://fr.calameo.com/read/000031737b03d9c6a58dd>
- [5]: Quistnix sur Wikipédia néerlandais, CC BY-SA 2.5, <https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=2941486>
- [6]: L'énergie électrique d'origine éolienne, A. Argand, Revue Générale de l'Electricité, janvier 1982
- [7]: Etat de l'art des aérogénérateurs, B. Multon, O. Gergaud, H. Ben Hamed, X. Roboam, S. Astier, B. Dakyo, C. Nikita, 2012, <https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-00674088/document>
- [8]: Agence Sud Energies Alternatives, <https://www.youtube.com/watch?v=uxWMwdoasqw>
- [9]: REUTERS/Phil Noble, Voici le plus grand champ éolien offshore du monde, Le Parisien, 6/9/18
- [10]: Ressources énergétiques et énergie électrique, B. Multon, H. Horsin Molinaro, octobre 2018, https://eduscol.education.fr/sti/si-ens-paris-saclay/ressources_pedagogiques/ressources-energetiques-et-energie-electrique
- [11]: Wiser, R. et al., Wind Energy. In IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation, 2011
- [12]: Offshore Wind Outlook 2019. International Energy Agency, Oct. 2019
- [13]: Europe's onshore and offshore wind energy potential, EEA Technical report N° 6/2009
- [14]: GWEC, Global wind report 2019, Global Wind Energy Council, march 2020.
- [15]: Wind Europe, Wind in power 2017. Annual combined onshore and offshore wind energy statistics, report feb. 2018, <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/WindEurope-Annual-Statistics-2017.pdf>
- [16]: Wind energy barometer, Observ'ER, march 2020
- [17]: Au Danemark, l'éolien représente 43% du mix électrique national, l'EnerGEEK, 12 janvier 2018, <https://lenergeek.com/2018/01/12/danemark-eolien-mix-electrique-national/>
- [18]: Éolien terrestre, nombre d'installations et puissance par région au 30 septembre 2019, France Energie Eolienne, <https://fee.asso.fr/eolien-terrestre/>
- [19]: IEA Wind TCP (Technology Collaboration Programme) 2016, sept. 2017
- [20]: Wind Europe, The European offshore wind industry - key trends and statistics 2019, feb. 2019. <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/WindEurope-Annual-Offshore-Statistics-2019.pdf>
- [21]: L'éolien en Europe et dans le monde en 2018, Connaissance des énergies, février 2019, <https://www.connaissancedesenergies.org/>
- [22]: Bodesoc – Photograph taken by mobile phone, CC BY-SA 4.0, <https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=76844188>

- [23]: Wind Europe, The European offshore wind industry - key trends and statistics 2018, feb. 2018. <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/WindEurope-Annual-Offshore-Statistics-2018.pdf>
- [24]: Renewable power generation costs en 2018, IRENA, https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/May/IRENA_Renewable-Power-Generations-Costs-in-2018.pdf
- [25]: Observatoire des coûts de l'éolien terrestre, octobre 2016
- [26]: E. Hau, Wind-Turbines, Springer, 2000
- [27]: guillom – Travail personnel, CC BY-SA 3.0, <https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=466915>
- [28]: Grostim – Travail personnel, CC BY-SA 3.0, <https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=17879909>
- [29]: <https://www.batiproduits.com>
- [30]: <https://en.wind-turbine-models.com/fotos/VWBtJL9IGw2-vestas-wind-systems-a-s-v126-3.3-3.3-mw-wind-turbine-generator-sterild-national-test-centre-for-large-wind-turbines-denmark>
- [31]: Renewable power génération costs in 2018, Irena, https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/May/IRENA_Renewable-Power-Generations-Costs-in-2018.pdf
- [32]: Production d'électricité éolienne : de la caractérisation du gisement éolien aux technologies d'aérogénérateurs, G. Beslin, B. Multon, Encyclopédie de l'énergie, article 088, janvier 2016 https://www.encyclopedie-energie.org/wp-content/uploads/2018/09/art088_Beslin-Guy_Multon-Bernard_Production-electricite-eolienne-caract%C3%A9risation-gisement-eolien-technologies-aerogenerateurs.pdf
- [33]: www.winpower.org
- [34]: Larrousiney – Travail personnel, CC BY-SA 3.0, <https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=1418343>
- [35]: Prévisibilité de la production éolienne G. Kariniotakis, Ecole des Mines de Paris, Journée ECRIN, 10 dec. 2002.
- [36]: Implantation des éoliennes en mer, J. Ruer, chapitre 5 du livre Energies marines renouvelables, aspects généraux, éolien, marémoteur et hydrolien (coord. B. Multon), Hermès 2011.
- [37]: www.windpower.dk
- [38]: Eoliennes, P. Leconte, M. Rapin, E. Szechenyi, Techniques de l'Ingénieur, et Laboratoire RISOE, Wind Assessment
- [39]: <http://www.enercon.de/>
- [40]: www.carbontrust.co.uk/
- [41]: www.vestas.com
- [42]: Updating the characteristics and the performance of the wind turbines and the wind farms of the silent wind power revolution (SWR), B. CHABOT, -octobre 2015, <http://www.renewablesinternational.net/>
- [43]: Multibrid, <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/22-multibrid-m5000>
- [44]: <https://www.nordex-france.fr/>

[45]: Aérogénérateurs électriques, B. Multon, X. Roboam, B. Dakyo, C. Nichita, O. Gerbaud, H. Ben Hamed, Techniques de l'Ingénieur, novembre 2004

[46]: Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur, Thèse Olivier Gergaud, 2002, <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00439079/document>

[47]: Développement mondial de l'éolien et criticité des matières premières, B. Multon, Echosciences, juin 2019. <https://www.echosciences-grenoble.fr/articles/xcx>

[48]: <http://www.enercon.de/>

[49]: <https://www.telegraph.co.uk/>, crédits photos Eric Thayer/Bloomberg

[50]: Livre blanc : le câblage des éoliennes, Nexans, novembre 2004, https://www.nexans.fr/upload/objects/20041129/FR-WP_Wind_Power_nov2004.pdf

[51]: Raccordement électrique du parc éolien en mer de Saint-Brieuc, février 2013, http://cpdp.debatpublic.fr/cdpd-eoliennes22/DOCS/PDF/11557_RTE_SAINTE_BRIEUC_DPPAE_TR.PDF

[52]: Energy Collection on Offshore Wind Farm, J. Courault, GIRCEP march 2002

[53]: HVDC_converter, Wikipedia

[54]: <https://www.tennet.eu/our-grid/offshore-projects-germany/borwin3/>

[55]: <https://www.tscnet.eu/borwin3-operation-handed-over-to-tennet/>

[56]: Mais pourquoi diable cherche-t-on à produire des Énergies Marines Renouvelables ?, A. Rabain, B. Multon, M. Paillard, Connaissance des énergies, avril 2020, <https://bit.ly/2zqD605>

[57]: Energy and economic performance of the FARWIND energy system for sustainable fuel production from the faroffshore wind energy resource, A. Babarit et al., EVER conf., 2019

[58]: Future of Wind. Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects A Global Energy Transformation paper. IRENA, oct. 2019