

Rendement des éoliennes

 energieplus-lesite.be/theories/eolien8/rendement-des-eoliennes/

May 12,
2010

Date : 17/05

Auteur : Laurent Georges

Notes :

mise en page – 1er passage, Sylvie 06.2010 (liens, mise page, Antidote).



La puissance instantanée du vent

Une éolienne est une machine qui, par définition, transforme l'énergie du vent en énergie mécanique. Pour débiter, il y a lieu de quantifier la source d'énergie dont on dispose, c'est-à-dire l'énergie associée au vent. Si le vent présente une certaine vitesse « V » à un moment donné et traverse une certaine surface « A », la puissance instantanée du vent est donnée par la relation suivante :

$$P_{\text{vent}} = 1/2 \rho \cdot A \cdot V^3,$$

où « rho » est la masse volumique de l'air, qui vaut approximativement 1.2 kg/m³ à 20°C, au niveau de la mer.

Néanmoins, cette relation met clairement en évidence :

que la puissance disponible du vent à un instant donné dépend du cube de la vitesse du vent. En conclusion, si vous avez un vent 2 x plus rapide, vous avez 8 x plus de puissance. On comprend dès lors tout l'intérêt de placer des éoliennes dans des sites venteux. Ce n'est donc pas un caprice de technicien puriste, on voit que le potentiel d'énergie dépend fortement de la vitesse du vent. C'est une condition nécessaire et non une option.

que la puissance disponible dépend directement de la surface traversée par le vent. Si on la considère équivalente à la surface balayée par le rotor d'une éolienne, la puissance instantanée du vent (telle qu'évaluée par la relation ci-dessus) représente le maximum de puissance disponible que l'éolienne peut convertir. On sait que la surface balayée par une éolienne dépend du rayon de son rotor ($\pi \cdot R^2$). Du coup, la puissance disponible dépend du carré du rayon de l'éolienne. En conclusion, si vous avez un rotor 2 x plus long, vous avez 4 x plus de puissance. [Découvrez ICI >> notre outil de pré dimensionnement éolien]

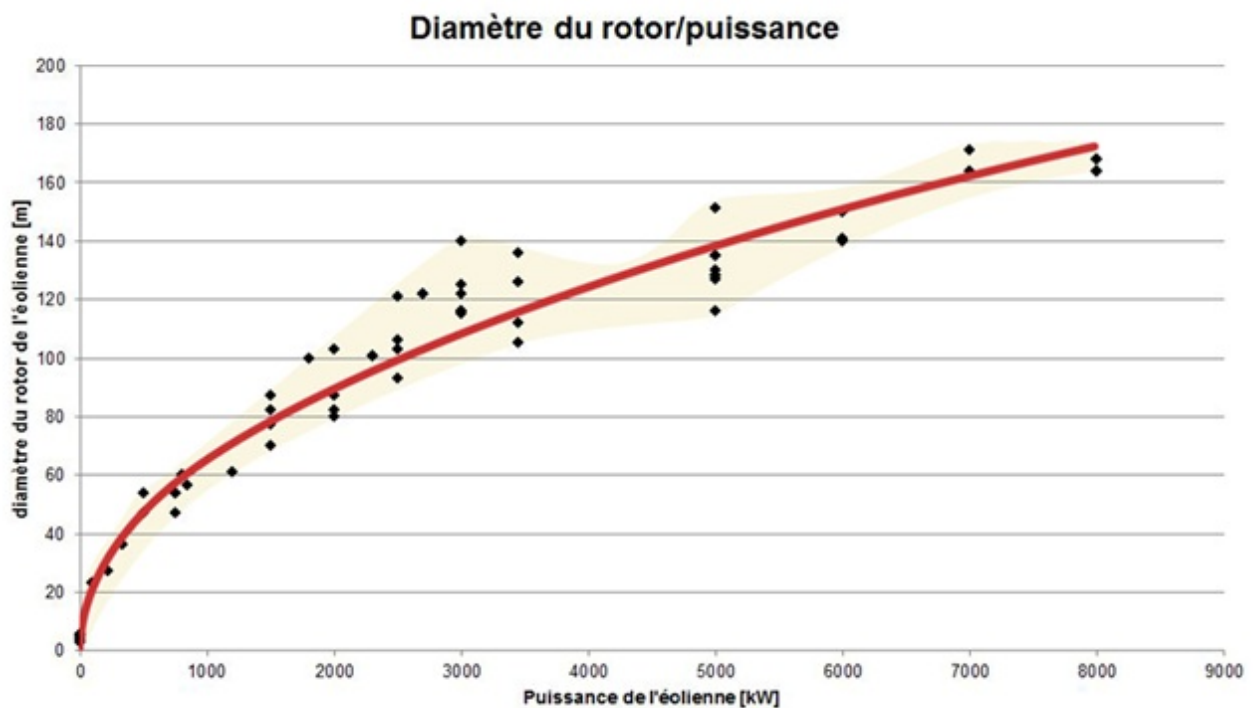


Diagramme illustrant le rapport entre le diamètre du rotor et la puissance maximale de l'éolienne :

Réalisé à partir des fiches techniques de 62 modèles d'éoliennes récentes

que la masse volumique de l'air a une influence sur la puissance disponible. On sait que la masse volumique de l'air dépend de la température, de l'humidité et de la pression atmosphérique. Suivant ces paramètres, on peut obtenir des variations de 20 % de la masse volumique et donc de la puissance instantanée du vent.

Ainsi, au niveau de la mer, par $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ un mètre cube d'air pèsera 1,341 kg tandis qu'à $30\text{ }^{\circ}\text{C}$, il n'en pèsera plus que 1 164 kg.

L'énergie du vent

Connaître la puissance instantanée du vent est une chose, mais ce qui nous intéresse, c'est son énergie. Il y a donc une notion de temps qui va devoir intervenir quelque part. Pour connaître l'énergie du vent sur une période, il faut intégrer sa puissance sur cette même période. La connaissance de la vitesse moyenne du vent n'est pas suffisante, il faut disposer de l'évolution de la vitesse sur la période étudiée et sommer les contributions.

Prenons une période de 24h et comparons trois journées venteuses avec un vent moyen de 6m/s pour chacune mais un profil de distribution différent :

Si les vitesses moyennes sont bien les mêmes, le profil de distribution est lui très différent entre ces trois journées. Un simple calcul nous permet d'observer que la quantité d'énergie que le vent aura fournie sur 24h par m² pour chaque profil est drastiquement différente.

- Jour1 : $24 \text{ [h]} \times 6 \text{ [m/s]}^3 \times 1 \text{ [m}^2\text{]} \times 1,2 \text{ [kg/m}^3\text{]} = 6\,220 \text{ Wh} = 6,22 \text{ kWh}$
- Jour2 : $12 \text{ [h]} \times 12 \text{ [m/s]}^3 \times 1 \text{ [m}^2\text{]} \times 1,2 \text{ [kg/m}^3\text{]} = 24\,880 \text{ Wh} = 24,88 \text{ kWh}$
- Jour3 : $6 \text{ [h]} \times 24 \text{ [m/s]}^3 \times 1 \text{ [m}^2\text{]} \times 1,2 \text{ [kg/m}^3\text{]} = 99\,530 \text{ Wh} = 99,53 \text{ kWh !!}$

Nous voyons donc clairement que nous ne pouvons pas moyenner la vitesse du vent et que la distribution du vent est déterminante dans le calcul de l'énergie dispensée par le vent sur une période et une surface données.

Nb : les éoliennes actuelles atteignant leur puissance maximale aux alentours de 10-15 m/s, les vents plus puissants ne seront pas pleinement exploités : l'éolienne sera freinée pour préserver son intégrité.



Jour 3



Explication avec quelques formules

Supposons que l'on dispose de mesures du vent à intervalles réguliers pendant une période de plus ou moins une année. L'intervalle entre chaque mesure est de « dt » secondes et le nombre d'échantillons est de « N » mesures. La durée de la période d'observation, « T », est donc $N \cdot dt$. On obtient un échantillon de différentes vitesses, U_1 jusque U_N . Il est donc possible d'estimer simplement la vitesse moyenne du vent, U_m , pendant cette période de mesure :

$$U_m = (1/N) \cdot (U_1 + U_2 + \dots + U_{N-1} + U_N)$$

Pour obtenir l'énergie, il faut sommer les contributions des différentes mesures. Si la puissance du vent associée à une mesure de vitesse U_i vaut

$$P_i = 1/2 \cdot \rho \cdot A \cdot (U_i)^3$$

L'énergie du vent, E_v , vaut alors : $E_v = (P_1 + P_2 + \dots + P_{N-1} + P_N) \cdot dt$. En fait, il faut connaître l'évolution de la vitesse du vent durant toute la période étudiée. Si on ne connaissait que la vitesse moyenne du vent, U_m , cela ne suffirait pas pour déterminer l'énergie, E_v . En effet, on ne peut pas calculer l'énergie du vent au moyen de la vitesse moyenne (de la manière suivante) :

$$E_v \text{ n'est pas égal à } 1/2 \cdot \rho \cdot A \cdot (U_m)^3 \cdot T$$

Cette différence sera chiffrée dans la section suivante et elle est loin d'être négligeable.

La distribution du vent : approche statistique

Dans la section précédente, nous avons intégré les différentes puissances pour obtenir l'énergie du vent sur la période étudiée. Il existe une autre manière de procéder qui présente en outre l'avantage de synthétiser les propriétés du vent sur la période investiguée. Il s'agit de la fonction de distribution du vent, que l'on nommera ici $p(V)$. Imaginons que l'on s'intéresse aux vitesses prises par le vent. Celles-ci varient entre la valeur zéro et la vitesse maximale rencontrée. On découpe cet intervalle en différentes

petites plages de vitesses de largeur dV . Le produit $p(V)*dV$ donne la probabilité que la vitesse du vent aie la valeur V durant la période d'observation (que l'on avait nommée, « T »). Cette valeur oscille entre « 0 » et « 1 ». La valeur est nulle quand le vent n'atteint jamais cette vitesse et la valeur « 1 » quand le vent est toujours à la vitesse V , ce qui, dans la pratique, n'arrive jamais. À titre d'exemple, si la probabilité $p(V)*dV$ que la vitesse soit égale à V est de 0.5, cela veut simplement dire que l'on rencontre la vitesse V la moitié du temps de l'observation. Cela peut paraître assez abstrait, mais il est difficile de passer à côté de ce concept si l'on veut introduire les approches statistiques de l'évaluation de l'énergie du vent.

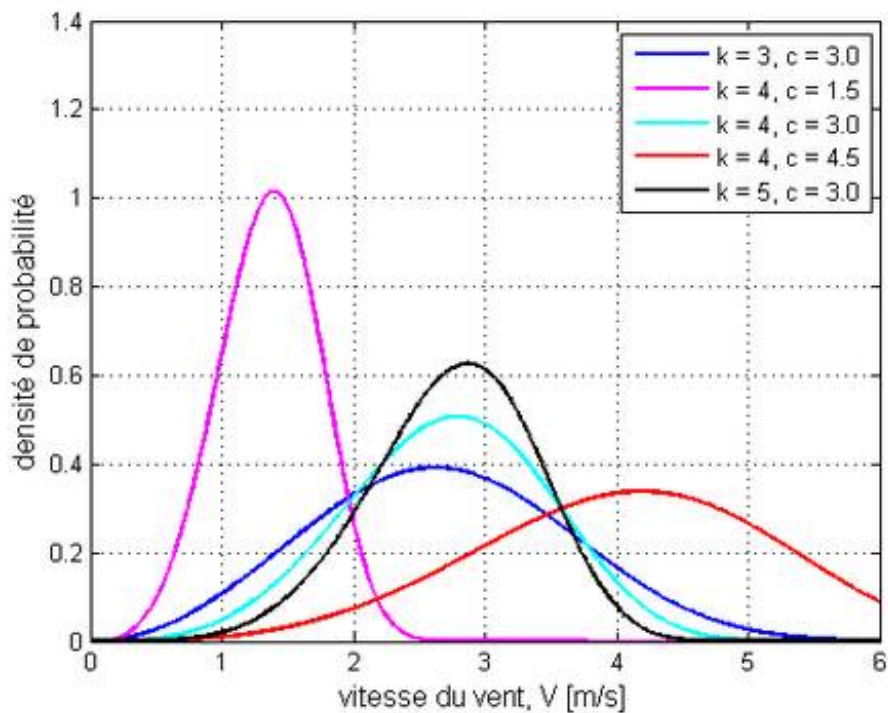
Une fois cette fonction connue, on peut déterminer la contribution de la vitesse V à l'énergie du vent de la manière suivante :

$$E_v(V) = 1/2 * \rho * A * V^3 * (p(V) * dV * T)$$

On obtient alors l'énergie du vent en sommant sur les différentes gammes de vitesse rencontrées. En d'autres termes, chaque gamme de vitesses se présente à une certaine fréquence pendant la période étudiée, « T », et correspond à une certaine contribution à l'énergie totale. Pour obtenir l'énergie du vent, il faut tenir compte de toutes les gammes de vitesse rencontrées et de leur contribution.

Comment obtient-on cette fonction de distribution ? La manière la plus consistante est d'utiliser les valeurs mesurées de vitesse et de regarder à quelle fréquence les différentes vitesses sont rencontrées. C'est la situation idéale.

Néanmoins, il arrive que l'on ne dispose pas de ces mesures ou, du moins, on dispose de mesures lacunaires qui ne permettent pas d'établir proprement la fonction de distribution. Par exemple, le potentiel de vent peut varier d'une année à l'autre si bien qu'il faut plusieurs années de mesure pour établir un comportement moyen. La littérature reprend souvent le chiffre de 10 années de mesure. On comprend dès lors qu'une évaluation du potentiel sur une période aussi longue ne soit pas toujours possible. Dans ce cas de figure, on peut faire une hypothèse sur la manière dont les vitesses sont rencontrées dans le temps. Dans le domaine de l'éolien, la fonction la plus courante est la fonction de distribution de Weibull.



Exemples de distributions de Weibull pour différents jeux de paramètres.

La fonction de Weibull est représentée dans le graphe ci-dessus. Elle ne comporte que deux paramètres : le facteur de forme, k , et le facteur d'échelle, c . Qu'est-ce que cela veut dire ? Cela veut dire que l'on sait à quelle fréquence sont rencontrées les différentes vitesses de vent, V , durant la période d'observation uniquement si l'on est capable de fixer la valeur de deux coefficients. Le but du jeu est de fixer ces deux coefficients sur base de données lacunaires dont on dispose. En d'autres mots, on est capable de reconstruire l'historique d'intérêt du vent sur la période étudiée uniquement si l'on est capable de fixer les deux paramètres de la fonction de Weibull : notamment sur base de la vitesse moyenne du vent et de sa variance. La qualité de cette méthode est correcte si, effectivement, la distribution du vent a , dans le site étudié, effectivement tendance à suivre une répartition de Weibull. Cela devient une question de spécialiste. On invite le lecteur à se référer à des ouvrages plus approfondis si cette thématique l'intéresse. À noter que l'on entend aussi parler de la fonction de distribution de Rayleigh qui est plus simple dans la mesure où elle ne comporte qu'un seul paramètre (c'est un cas particulier de la fonction de Weibull).

À titre d'exemple, commentons la figure ci-dessus représentant 5 jeux différents de paramètres pour la fonction de distribution de Weibull. On voit par exemple la courbe « rouge » représentant des vents de vitesse moyenne proche de 4.25 et qui oscille largement autour de cette valeur. La courbe « noire » quant à elle représente des vents de vitesse moyenne plus faible (proche de 3m/s) et qui ont une variation nettement plus faible (proche de 3m/s) et qui ont une variation nettement plus faible autour de cette moyenne.

En conclusion, les fonctions de distribution du vent peuvent avoir deux utilités. D'une part, elles permettent de synthétiser les propriétés d'intérêt du vent en relation avec la

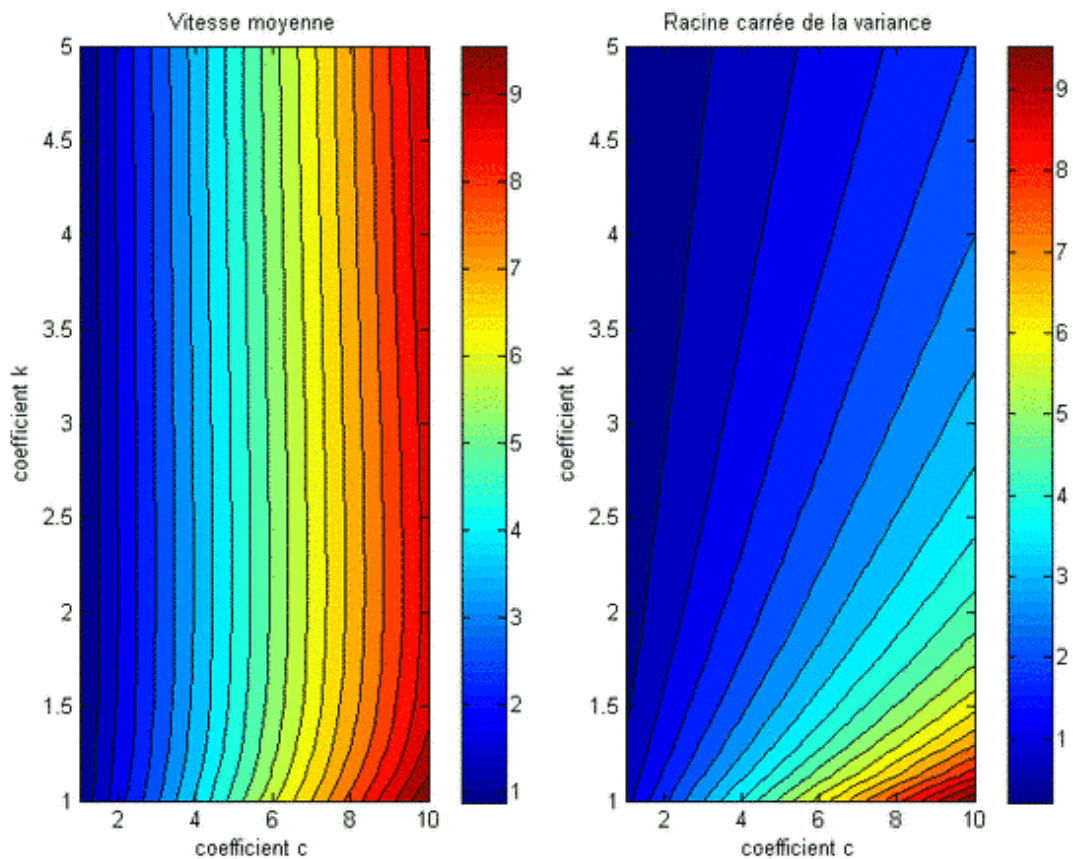
production d'énergie et, d'autre part, si on utilise des fonctions prédéfinies comme la fonction de Weibull, elles permettent d'évaluer l'énergie du vent si on ne dispose que de données lacunaires concernant son évolution sur un site donné. Dans ce dernier cas de figure, il faut être conscient que la qualité de cette méthode est moindre qu'une campagne de mesure sur une dizaine d'années. Au mieux, les résultats auront une valeur identique.

Pourquoi ne pas directement évaluer l'énergie au moyen de la vitesse moyenne ?
Ce n'est pas la même chose !

La puissance instantanée du vent est obtenue en prenant le cube de la vitesse. On obtient l'énergie sur la période de mesure en intégrant ces puissances. Mathématiquement parlant, c'est différent d'intégrer la vitesse sur la période puis de la mettre au cube. En d'autres termes, l'ordre dans lequel vous réalisez les opérations d'intégration et mise à la puissance 3 a une importance : on met d'abord la vitesse instantanée au cube puis on somme les différentes contributions durant la période analysée.

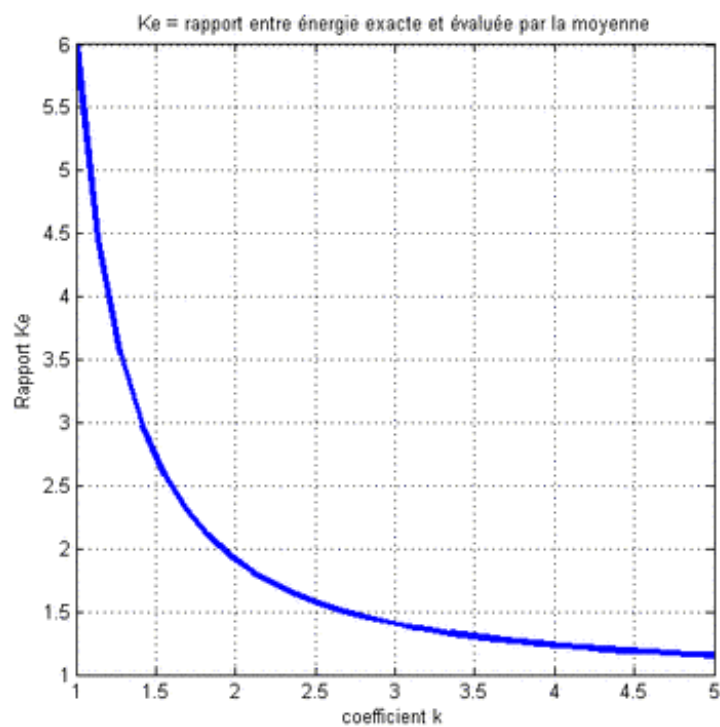
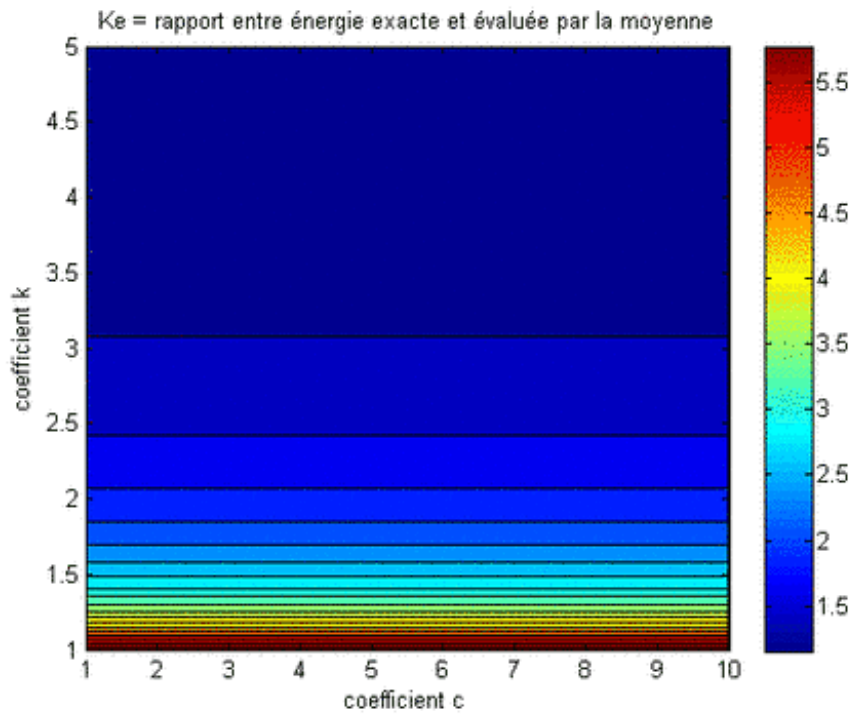
Fait-on une grosse erreur si on évalue l'énergie du vent au moyen de la vitesse moyenne ? Oui ! Sur base de cas rencontrés, on peut facilement faire une sous-estimation de 100 % voire plus.

On peut essayer de voir ce que cela donne avec la fonction de distribution de Weibull. Avant de rentrer dans le vif du sujet, on peut d'abord se faire une idée de l'évolution de la vitesse moyenne et de la variance en fonction de l'évolution des deux paramètres de la fonction de Weibull, le paramètre de forme, k , et le paramètre d'échelle, c .



On voit que la vitesse moyenne du vent dépend essentiellement du facteur d'échelle, c. La variance, quant à elle, dépend fortement des deux facteurs. Finalement, on représente maintenant le rapport entre l'énergie du vent calculée avec la fonction de Weibull et l'énergie du vent calculée de façon approximative par la moyenne de la fonction de Weibull. On connaît ce rapport sous le nom de facteur K_e ,

$$K_e = \frac{\text{Somme}(1/2 \cdot \rho \cdot A \cdot U_i^3 / N)}{(1/2 \cdot \rho \cdot A \cdot U_m^3)} = (1/N \text{ Somme}(U_i^3)) / (U_m^3)$$



Conclusion, le rapport, Ke , peut être très important, d'autant plus que le facteur de forme k est faible. On aura noté qu'il dépend uniquement de la valeur de ce facteur k . On reprend ci-dessous, un tableau avec des chiffres :

| k | Ke |
|----------|-----------|
|----------|-----------|

| | |
|-----|------|
| 1.2 | 3.99 |
|-----|------|

| k | Ke |
|---|------|
| 2 | 1.91 |
| 3 | 1.40 |
| 5 | 1.15 |

Courbe caractéristique de puissance et rendement instantané

Le vent présente donc une certaine énergie pendant une période donnée. Cette énergie est convertie par l'éolienne en énergie mécanique et très certainement en énergie électrique. Cette transformation peut être décomposée en plusieurs étapes :

1. L'énergie cinétique du vent est convertie en travail moteur à l'axe du rotor. Cette conversion est réalisée avec un certain rendement, le rendement aérodynamique.
2. Le travail moteur au rotor est transmis vers l'axe de la génératrice avec un certain rendement, le rendement d'accouplement mécanique.
3. La génératrice transforme le travail moteur à son axe en énergie électrique avec un certain rendement électrique.

Le rendement global est le produit des rendements de ces trois étapes. Il est difficile d'évaluer de manière simple ces trois rendements et donc d'estimer le rendement global. Le plus simple est de mesurer ce qui rentre et ce qui sort de l'éolienne pour avoir une idée de rendement global.

On définit le rendement instantané global d'une éolienne pour une vitesse de vent, V , comme étant le rapport entre la puissance électrique débitée par la génératrice, P_{elec} , et la puissance instantanée du vent, P_{vent} :

$$\eta(V) = \text{rendement instantané à la vitesse } V = P_{elec}(V)/P_{vent}(V),$$

La puissance instantanée du vent a été définie au début de cette page. Il reste à connaître la puissance électrique débitée par l'éolienne en fonction de la vitesse V tout en sachant que le détail des pertes successives à chaque étape de transformation n'est pas explicité. En outre, si l'on peut connaître la puissance électrique débitée en fonction de la vitesse de vent, on peut évaluer la production électrique annuelle de l'éolienne sur base des mesures du vent réalisées in situ :

$$E_{elec} = (P_{elec}(V)_1 + P_{elec}(V)_2 + \dots + P_{elec}(V)_N) \cdot dt.$$

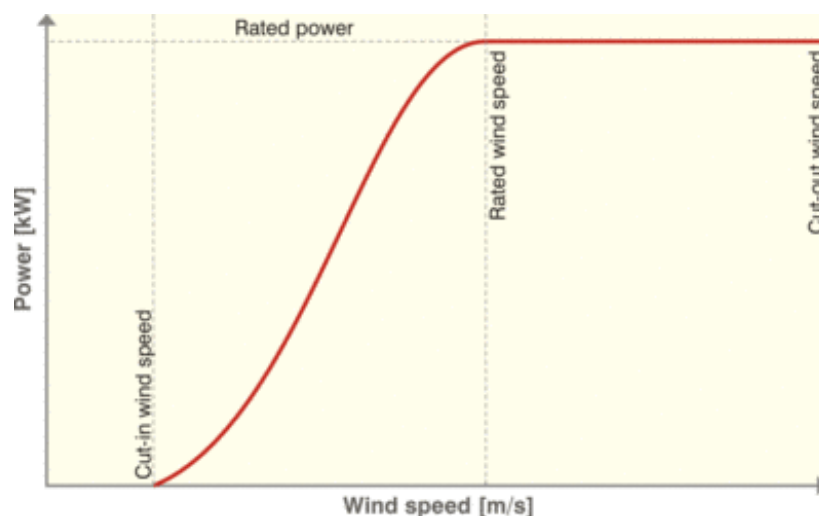
La courbe caractéristique de puissance d'une éolienne donne la puissance électrique en fonction de la vitesse du vent. Généralement, ces courbes sont données par les fabricants d'éoliennes. Dans le cas de grandes éoliennes, la courbe caractéristique a été certifiée par un laboratoire et définie dans des conditions d'essai standard. On a donc

une certaine assurance quant aux performances réelles de l'éolienne. La situation est plus critique pour les petites éoliennes produites par de relativement petits constructeurs. En effet, ils fournissent généralement la courbe caractéristique de puissance de leur appareil, mais ils font rarement certifier les performances. On n'a donc aucune ou peu d'assurance quant à la fiabilité des performances annoncées. Dans tous les cas, la certification des performances est un élément à bien garder à l'esprit lors de l'acquisition d'une éolienne, surtout s'il s'agit de concepts novateurs ou « potentiellement » révolutionnaires (pour ne pas dire fumants).

La courbe caractéristique de puissance comporte par trois grands paramètres (voir figure ci-dessous) :

- La vitesse minimale de démarrage (cut-in wind speed) : il s'agit de la vitesse du vent à partir de laquelle l'éolienne commence à débiter une puissance utile (c'est-à-dire de la puissance électrique).
- La vitesse maximale ou d'arrêt (cut-off wind speed) : il s'agit de la vitesse maximale acceptable par l'éolienne. Au-delà de celle-ci, la tenue mécanique de ces divers composants n'est plus assurée (ou simplement prévue). Si le vent présente une vitesse supérieure, l'éolienne est mise à l'arrêt, idéalement de manière automatique, pour préserver son intégrité.
- La puissance nominale (rated power) : cette valeur est souvent égale à la puissance électrique maximale qui peut être extraite de l'éolienne. Elle n'a jamais lieu à la vitesse maximale acceptable du vent. En effet, peu avant d'atteindre la vitesse de mise à l'arrêt, des dispositifs sont mis en place pour freiner la vitesse du rotor (soit de manière dynamique, soit de manière aérodynamique), ce qui peut diminuer significativement les performances de l'éolienne.

En conclusion, on trouve typiquement des courbes de puissance ayant l'allure suivante.

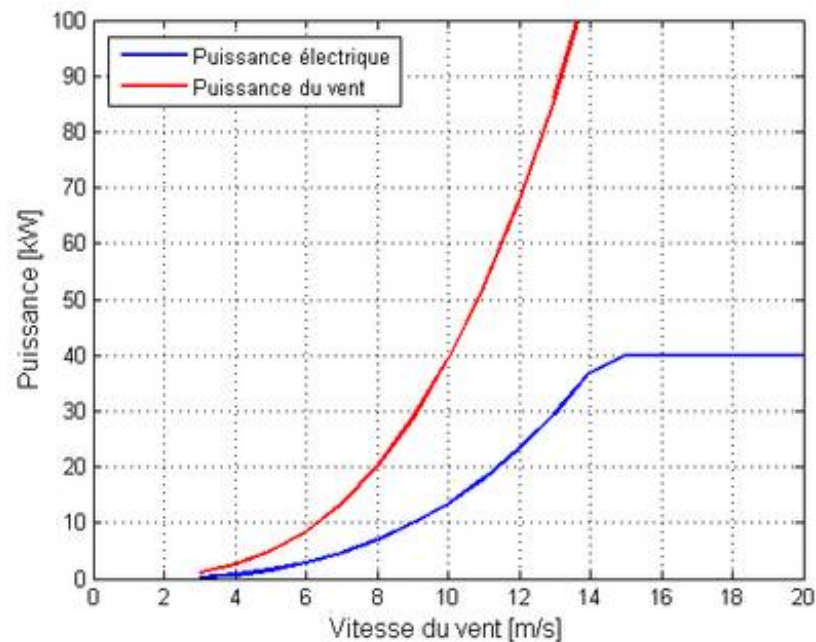


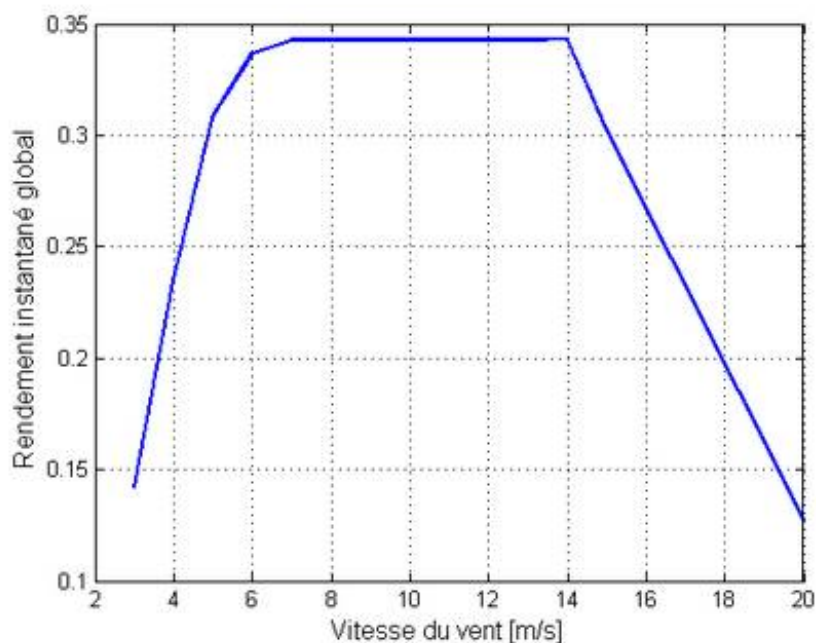
Forme typique d'une courbe de puissance d'une éolienne : production électrique finale en kW en fonction de la vitesse instantanée du vent en m/s.

La puissance nominale d'une éolienne ne veut rien dire sur son efficacité si le constructeur ne mentionne pas à quelle vitesse de vent cette puissance électrique est obtenue. En effet, on n'est pas en mesure de déterminer la puissance instantanée du vent et donc d'établir son rendement global instantané.

Exemple : FairWind F64-40

À titre d'exemple, la société wallonne [FairWind](#) établie à Seneffe commercialise des éoliennes à axe vertical dont les courbes de puissance sont disponibles sur leur site internet. En analysant leur modèle F64-40, voici les courbes obtenues :





Performances de l'éolienne à axe vertical Fairwind F64-40 suivant les données fournies par le constructeur.

On distingue clairement la vitesse minimale de 3 m/s, la vitesse maximale de 20 m/s ainsi que la puissance nominale de 40 kW obtenue à 15 m/s. Un simple calcul montre que le rendement instantané global ne dépasse pas 35 %.

Données générales FairWind F64-40

| | |
|--|-------------------|
| Puissance nominale (rated power) | 40 kW |
| Vitesse du vent nominale | 14 m/s |
| Vitesse du vent minimale (cut-in speed) | 3 m/s |
| Vitesse de vent maximale (cut-out speed) | 20 m/s |
| Vitesse de mise en sécurité | 55 m/s |
| Diamètre du rotor | 8 m |
| Longueur des pales | 8 m |
| Surface balayée | 64 m ² |
| Hauteur du mât | [12,24] m |

L'estimation de la production d'électricité

Sur base de mesures

Sur base de la mesure du vent réalisée sur une période T et de la courbe caractéristique de puissance de l'éolienne, on peut évaluer la production électrique, E_{elec} , de l'éolienne durant cette période :

$$E_{elec} = (P_{elec}(V)_1 + P_{elec}(V)_2 + P_{elec}(V)_3 + \dots + P_{elec}(V)_N) * dt,$$

où on réalise une mesure de la vitesse toute les « dt » secondes, on possède ainsi « N » valeurs dans notre échantillon tel que $T = N * dt$. En bref, on suppose que la vitesse que l'on a mesurée à un moment, V_i , reste constante pendant tout l'intervalle de mesure, dt. Durant un intervalle, l'éolienne produit $P_{elec}(V)_i * dt$. On réalise finalement la somme sur tous les points de mesure pour obtenir l'énergie électrique finale.

Sur base de la distribution statistique

Une autre manière de procéder est de travailler sur base de la distribution statistique dont on connaît les paramètres (sur base de mesures ou de simulations) :

$$E_{elec}(V) = P_{elec}(V) * (p(V) * dV * T),$$

où, dans le membre de droite, le premier facteur est la puissance électrique produite à la vitesse V et le second facteur est le temps total durant lequel la vitesse est égale à V (pendant la période de mesure, T). L'énergie finale, E_{elec} , est obtenue en sommant sur toutes les vitesses rencontrées.

Certains constructeurs utilisent cette méthode pour communiquer une estimation de la production électrique annuelle de leur éolienne. En fait, ils fixent les paramètres de la fonction de distribution, $p(V)$, et regardent ce que cela donne au niveau de la production. Quand vous entendez des estimations de la production électrique, il faut être conscient que le constructeur a fait des hypothèses sur la manière dont les vitesses sont rencontrées dans le temps. De manière générale, le vent sur votre site ne sera pas identique à celui qu'il a considéré dans son estimation. Pour être rigoureux, il faut veiller à ce que le constructeur communique ces paramètres. C'est la seule manière de pouvoir comparer différents matériels entre eux sur base d'estimation de la production électrique.

Estimation du rendement moyen global de l'éolienne

On peut aussi connaître le rendement moyen de l'éolienne sur la période d'observation, T. On peut estimer, d'un côté, l'énergie du vent qui était disponible (la source d'énergie), E_{vent} , et, d'un autre côté, l'énergie électrique produit par l'éolienne, E_{elec} (comme calculée ci-dessus). Le rapport de ces deux valeurs donne le rendement moyen :

$$\text{Rendement moyen global} = E_{elec} / E_{vent},$$

Par global, on sous-entend que l'on s'intéresse à ce qui rentre et ce qui sort globalement de l'éolienne. On trouve typiquement, un rendement moyen de 20 % pour les petites éoliennes et de 35 % pour les grands modèles.

Nombre d'heures pleines de fonctionnement

La puissance débitée par une éolienne dépend de la vitesse du vent. Par conséquent, la majorité du temps, l'éolienne ne fonctionne pas à puissance nominale (P_N), le vent n'étant généralement pas suffisant pour garantir cela. C'est un des arguments des détracteurs des éoliennes. En effet, comparé à des centrales électriques traditionnelles basées sur les énergies fossiles (typiquement une centrale TGV) ou le nucléaire qui peuvent fonctionner de manière continue proche de leur puissance nominale, une éolienne fonctionnera principalement à une puissance inférieure à P_N . Du coup, il faudra une puissance installée supérieure avec des éoliennes qu'avec des centrales classiques pour atteindre une même production d'énergie annuelle. C'est un argument assez controversé bien que techniquement très clair. Le but n'est pas de faire le point sur ce sujet. On reprend juste ici l'argument.

Une manière de chiffrer la production d'une éolienne est de rapporter sa production électrique annuelle en nombre d'heures de fonctionnement à puissance nominale. En d'autres termes, on calcule le nombre d'heures que l'éolienne doit tourner à puissance nominale pour débiter la même production électrique annuelle (avec un vent dont la vitesse varie).

Nombres d'heures équivalentes à puissance nominale = $t_N = E_{elec}/P_N$.

Valeur typique pour les grandes éoliennes en Wallonie : $t_N = 25\%$ de l'année.

Valeur typique pour le petit éolien en Wallonie $t_N = 11\%$ de l'année.

Typiquement, la production annuelle électrique d'une grande éolienne en Wallonie correspond à 25 % du temps à puissance nominale. Il ne faut pas en déduire que l'éolienne ne tourne que 25 % du temps. Non, dès que la vitesse instantanée du vent dépasse la vitesse minimale de mise en fonctionnement (cut-in wind speed), l'éolienne débite de l'électricité. En fait, les chiffres montrent que l'éolienne fonctionne 80 % du temps (source : [APERE](#)). Néanmoins, elle produit à une puissance généralement inférieure à la puissance nominale, cette dernière étant souvent prise comme étant la puissance maximale.

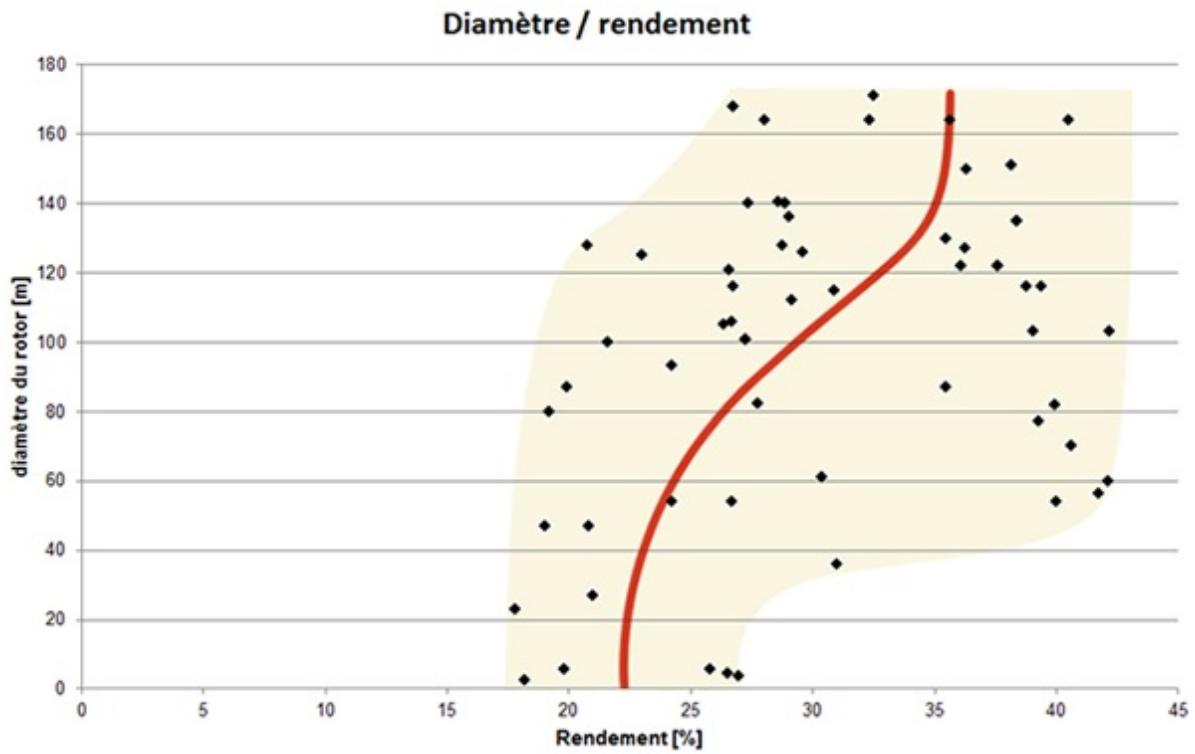
Estimation rapide : Quick-scan

Dans certaines situations, notamment dans une étude de préféabilité, on souhaite pouvoir estimer grossièrement ce qu'un site va pouvoir donner comme production. On peut simplement se baser sur la vitesse moyenne du vent, U_m , sur le site :

Estimation de la production = (rendement moyen global)*(1/2*rho*A*(U_m)³),

où le rendement moyen est pris :

- à 22 % pour le petit éolien (moins de 35 m de diamètre) ;
- 30 % pour l'éolien moyen (35 à 100 m de diamètre) ;
- et 35 % pour le grand éolien (> 100 m de diamètre).



Dans la réalité, on remarquera une tendance à un meilleur rendement pour les modèles d'éoliennes avec les pales les plus longues (> 30 m) :

Diagramme réalisé sur base de 62 fiches techniques d'éoliennes récentes.

On sait très bien qu'il s'agit d'une estimation limitée étant donné que l'effet des fluctuations de la vitesse autour de la moyenne n'est pas pris en compte. On peut montrer que cette manière d'estimer l'énergie du vent (le deuxième terme dans le membre de droite), est susceptible d'amener de grosses erreurs. On sous-estime le potentiel de vent. Néanmoins, si un constructeur prétend pouvoir produire, pour une vitesse moyenne donnée, une production électrique annuelle dépassant quatre ou cinq fois cette estimation simplifiée, vous pouvez clairement conclure que ce n'est pas une proposition honnête.

La limite de Betz

Le fabricant d'une éolienne doit faire certifier la courbe caractéristique des performances de son modèle. Cela doit être réalisé selon une méthode normalisée, idéalement par un laboratoire indépendant.

Dans la pratique, les modèles de plus faibles puissances ne bénéficient pas de cette certification. Le constructeur peut fournir une courbe de puissance, mais on n'a aucune garantie sur sa fiabilité, tout au plus, on peut se reposer sur la crédibilité du fabricant.

Comment détecter un produit farfelu ? Il n'y a malheureusement pas de méthode absolue (hormis tester le matériel). Néanmoins, certains chiffres communiqués par le constructeur peuvent être mis à l'épreuve. C'est le cas du rendement global instantané de l'éolienne tel que défini à la section précédente.

L'application des principes fondamentaux de la mécanique permet de déterminer la quantité maximale d'énergie du vent qui peut-être convertie en énergie mécanique (rotation du rotor). Ce rendement aérodynamique instantané, ou Coefficient de performance (C_p), ne peut dépasser $16/27$ soit approximativement 59 %. Par conséquent, le rendement instantané qui tient aussi compte d'autres pertes (aérodynamiques, accouplement, conversion électrique, auxiliaires) doit être inférieur à cette valeur :

Rendement global instantané < rendement aérodynamique < $16/27$

Cette limitation est mieux connue sous le nom de « limite de Betz » ou « théorie de Betz ». Pour arriver à ces conclusions, il a fallu introduire des hypothèses simplificatrices. Néanmoins, celles-ci sont tout à fait raisonnables.

Vitesse en bout d'aile et performance : tip speed ratio

On a vu que la limite de conversion de puissance du vent vers la puissance mécanique du rotor est théoriquement limitée à $16/27$, soit 59 %, par l'approche de Betz. Par rapport à ce cas idéal, il existe une série d'imperfections qui empêchent d'atteindre cette limite. En d'autres termes, on a une série de pertes qui réduisent l'efficacité aérodynamique de l'éolienne :

Mise en rotation du sillage : Le vent avant de rencontrer l'éolienne ne possède pas de mouvement de rotation prononcé et cohérent. Du moins, c'est le cas s'il ne rencontre pas d'obstacles majeurs en amont de l'éolienne. Une fois que l'air est passé dans le rotor de l'éolienne, il en ressort avec une vitesse de rotation générale dans le sens opposé à celui du rotor. Cette vitesse de rotation qui n'existait pas au départ correspond à une certaine quantité d'énergie cinétique qui n'a pas pu être convertie par l'éolienne. Il s'agit d'une première source de pertes.

Trainée des profils de l'aile : Lorsque l'on place une aile face au vent, il génère une force sur cette aile. C'est l'effet escompté. Cette force peut se décomposer en partie. Une force dite de portance qui est perpendiculaire à la direction du vent en aval de l'aile et une composante dite de trainée qui est parallèle à cette vitesse de vent. Dans le cas d'un avion, c'est la portance qui permet de vaincre la gravité et permet ainsi à l'avion de voler. La trainée freine l'avion, car cette force est opposée à la direction dans laquelle l'avion progresse. Pour permettre à l'avion de conserver cette vitesse, les moteurs de l'avion donnent la force nécessaire pour vaincre cette force de trainée. Dans le cas d'une éolienne, on retrouve la même idée.

Néanmoins, il faut alors tenir compte à la fois de la vitesse du vent, mais aussi de la vitesse de rotation de l'éolienne. Le problème est un peu plus complexe. Tout cela pris en compte, on se rend compte que c'est la portance des pâles de l'éolienne qui exerce une force utile dans le sens de rotation de l'éolienne. La trainée des pâles, par contre, a tendance à freiner la progression de ces pâles. C'est une deuxième source de pertes parce qu'une partie de l'énergie du vent sert à freiner l'éolienne. Fort heureusement, une aile d'éolienne est conçue pour avoir la trainée la plus faible possible pour une portance donnée. En gros, il s'agit d'une question de spécialistes dans la mesure où il s'agit de travailler sur l'aérodynamique de l'aile.

Nombre limité de pales : Le nombre de pales d'une éolienne est limité pour des questions de poids et de prix. Le rendement idéal considéré plus haut faisait l'hypothèse d'un nombre très important de pales. Dans la réalité, ce nombre ne sera jamais atteint. Cette limitation est source d'une troisième forme de pertes. D'un point de vue physique, ces pertes sont générées par la trainée induite. La trainée induite est d'autant plus faible que la portance est faible et le rapport entre envergure et corde moyenne de l'aile est important. Ainsi, une aile qui a une grande envergure par rapport à la corde aura une trainée plus faible. On peut s'en convaincre en comparant les ailes d'un planeur à celle d'un avion traditionnel : les ailes du planeur sont beaucoup plus allongées pour limiter la trainée, ce qui est souhaitable étant donné qu'il n'a pas de moteur. C'est une des raisons qui expliquent pourquoi une éolienne a des ailes allongées.

Analogie entre l'allongement (aspect ratio) des ailes d'un planeur et des pales d'une éolienne : limitation de la trainée.

Ces explications avaient juste vocation de montrer que le rendement idéal n'était jamais atteint, ceci étant dû à différentes pertes. Un facteur qui influence grandement ces pertes est le rapport entre la vitesse en bout de pale (induite par la rotation) et la vitesse du vent, le tip-speed ratio (TSR) en anglais,



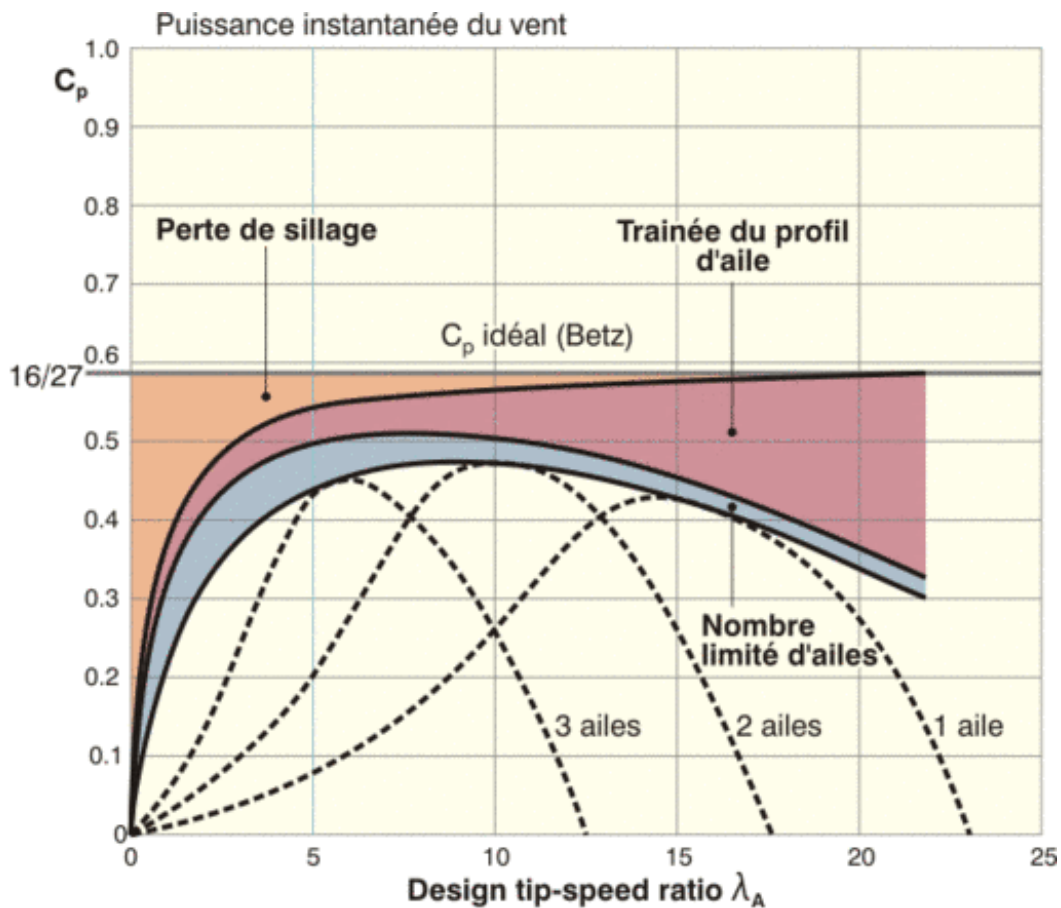
Lambda = tip-speed ratio (TSR) = $u/V = n \cdot 2 \cdot \pi \cdot R / V$,

avec,

- u , la vitesse en bout de pale qui peut être évaluée comme étant le produit
- de la vitesse de rotation, n (en Hz),
- par le rayon de l'éolienne, R , multiplié par $2 \cdot \pi$.
- V est la vitesse du vent en amont.



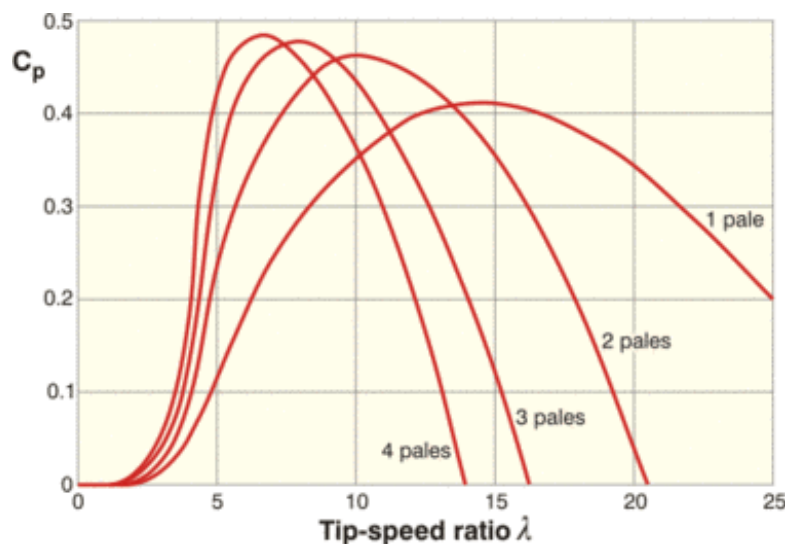
La théorie confirmée par la pratique montre que les pertes sont minimisées pour un TSR donné. En d'autres termes, pour chaque vitesse de vent, il existe une vitesse de rotation qui maximise le rendement aérodynamique de l'éolienne, c'est-à-dire la quantité d'énergie du vent transférée au rotor. On peut s'en rendre compte sur base du la figure ci-dessous,



Évolution du rendement aérodynamique instantané en fonction du rapport entre la vitesse en bout de pale et la vitesse du vent (tip-speed ratio) : illustration des différentes sources de pertes par rapport au rendement idéal de Betz.

On peut comprendre le graphe de la manière suivante :

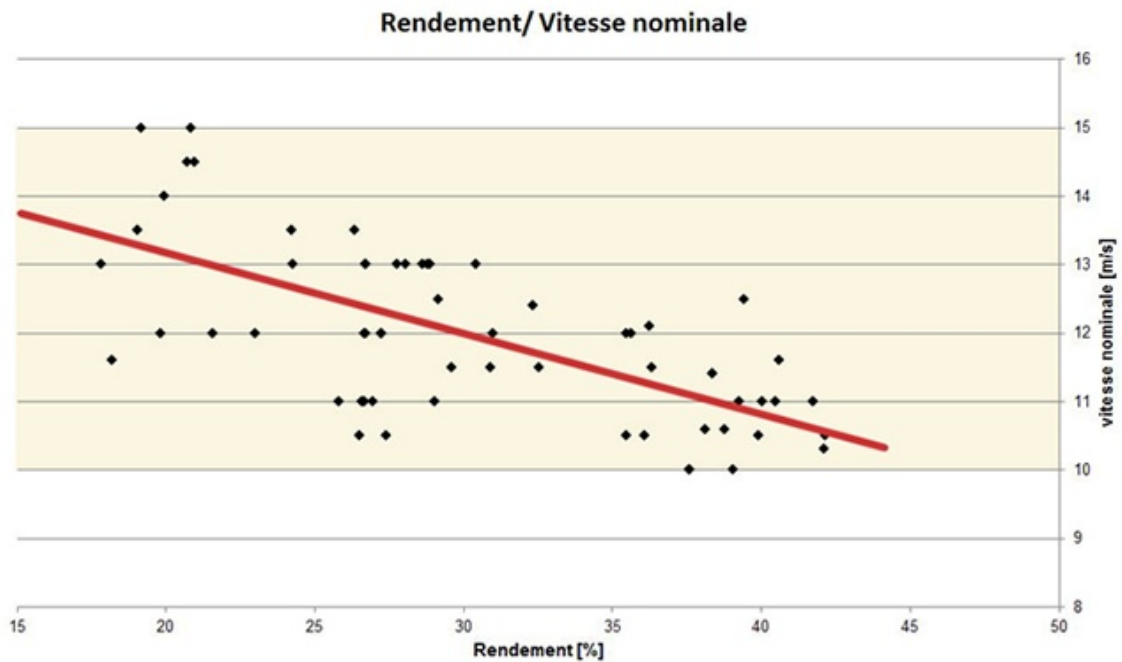
1. On dispose au départ de la puissance instantanée du vent par m^2 , ce qui correspond dans le graphe au niveau de 100 %.
2. La théorie de Betz nous apprend que l'on peut dans le meilleur des cas récupérer jusqu'à $16/27$, soit approximativement 60 %.
3. Si l'éolienne tourne plus lentement pour une vitesse de vent donnée, on aura un couple aérodynamique important pour atteindre une même puissance et donc une forte déviation du fluide par les pales. Cela engendre une mise en rotation plus importante du sillage et donc des pertes plus importantes. On le voit clairement dans le graphe sous la dénomination « pertes de sillage ». En conclusion, plus l'éolienne tourne vite, moins les pertes par mise en rotation sont importantes.
4. Si on considère un profil d'une pale d'éolienne, la force aérodynamique se décompose en une force de portance, mais aussi de trainée qui s'oppose dans la direction de rotation de l'éolienne (du moins pour les éoliennes dont le principe de fonctionnement est basé sur la portance). L'effet négatif sur le rendement aérodynamique est d'autant plus important que l'éolienne tourne vite. On peut s'en rendre compte dans le graphe ci-dessus sous l'appellation « trainée du profil d'aile » où les pertes augmentent avec le tip-speed ratio. Sur base des deux premiers termes de pertes (pertes de sillage et de trainée de profil), on voit apparaître un premier optimum à une vitesse de relative de bout d'aile entre 6 et 8.
5. On voit apparaître enfin le dernier terme de perte induit par le nombre limité de pales. En fait, si on prend la courbe relative à un nombre donné de pales en pointillé (on considère ici 1, 2 ou 3 ailes), on voit que la courbe générale correspond à l'enveloppe de tous les maxima des courbes à nombre de pâles fixé.



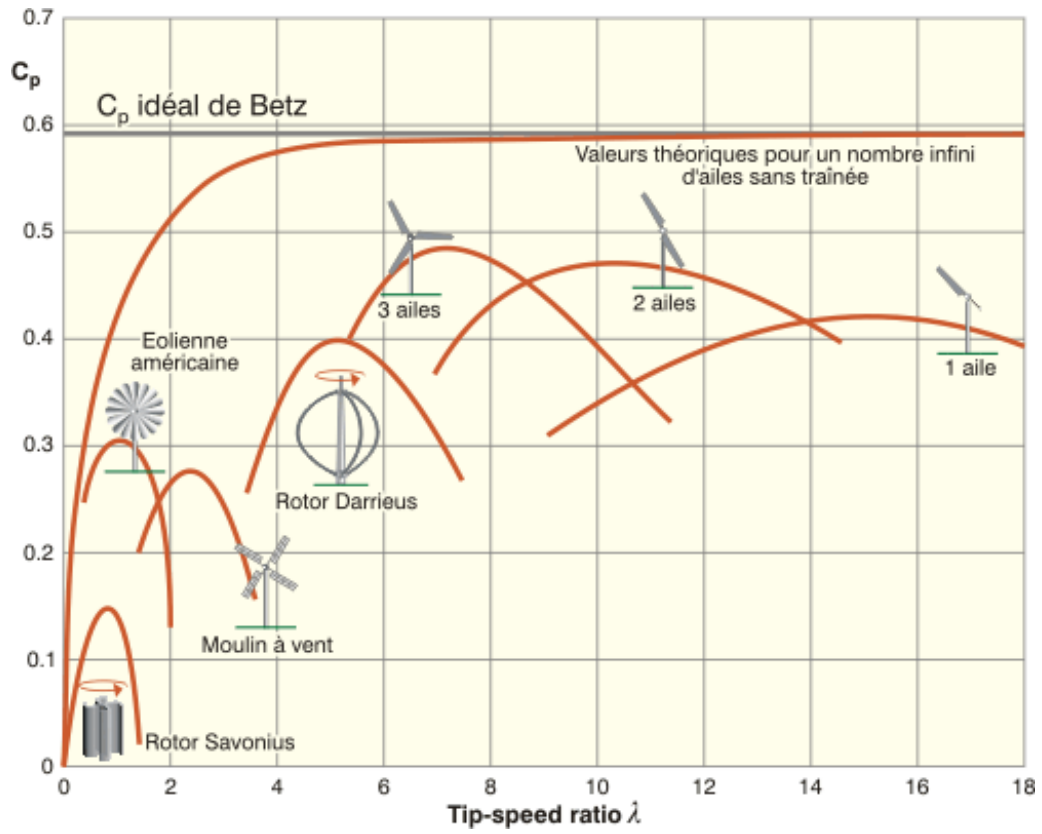
Évolution du rendement aérodynamique en fonction du nombre de pales pour un modèle donné.

Au regard de la courbe ci-dessus, qui reprend l'évolution du rendement aérodynamique en fonction du nombre de pale pour un modèle donné, on voit que plus le nombre de pales est important, plus le rapport optimal de vitesse en bout de pale est faible.

En outre, l'analyse des rendements de 62 modèles récents d'éoliennes démontre qu'il y a une tendance claire vers un meilleur rendement pour les éoliennes ayant une vitesse de vent nominale plus basse (comprises entre 10 m/s et 12 m/s).



On peut conclure cette section en faisant une description des différentes courbes caractéristiques de rendement aérodynamique pour chaque grand modèle d'éolienne. De manière générale, on voit que les éoliennes basées sur la portance, c'est-à-dire les éoliennes à axe horizontal ou à axe vertical de type Darrieus, ont un rendement aérodynamique supérieur aux éoliennes basées sur la trainée (typiquement, le rotor Savonius). L'influence du nombre de pales sur le rendement est aussi représentée. Si la vitesse de rotation diminue, il faut un couple aérodynamique plus important pour une même puissance mécanique. C'est pourquoi les éoliennes qui cherchent à produire du travail mécanique, notamment pour des applications de pompage, ont un nombre de pales important (illustré ci-dessous par l'éolienne américaine). Actuellement, les éoliennes de type Darrieus ont un rendement un peu supérieur à celui présenté dans le graphe ci-dessous.



Évolution typique du rendement aérodynamique en fonction du tip-speed ratio et du modèle d'éolienne.