

# L'énergie éolienne, du point de vue de la physique

Joachim Peinke (peinke@uol.de) et André Fuchs

Universität Oldenburg, Institut für Physik & ForWind, Küpkersweg 70, D-26129 Oldenburg, Allemagne



Moulin à vent du XIX<sup>e</sup> siècle dans le nord de l'Allemagne. Noter le vrillage des pales du rotor.

L'énergie électrique est l'une des formes d'énergie les plus précieuses, car elle peut être transportée de manière optimale et convertie en d'autres formes d'énergie avec de faibles pertes. La plupart des scénarios d'avenir prévoient que la consommation d'énergie électrique continuera à augmenter de manière significative, et que la part des énergies renouvelables, en raison de leur abondance, ira également croissant.

Dans la présente contribution, on se concentre sur l'énergie éolienne, dont on discute le fonctionnement et la contribution à l'approvisionnement énergétique global.

.....

## Comment fonctionnent les éoliennes ?

L'énergie éolienne est l'énergie contenue dans l'air en mouvement. Sa densité de puissance, c'est-à-dire l'énergie transportée, par unité de temps, à travers une surface  $A$  perpendiculairement à la vitesse du vent, s'écrit :  $P_{\text{vent}} / A = 1/2 \rho u^3$ , où  $\rho$  désigne la masse volumique de l'air et  $u$  la vitesse du vent. Une vitesse de vent typique de 12 m/s, souvent utilisée comme condition nominale pour la conception d'une turbine, correspond à une puissance du vent d'environ 1 kW/m<sup>2</sup>. À titre de

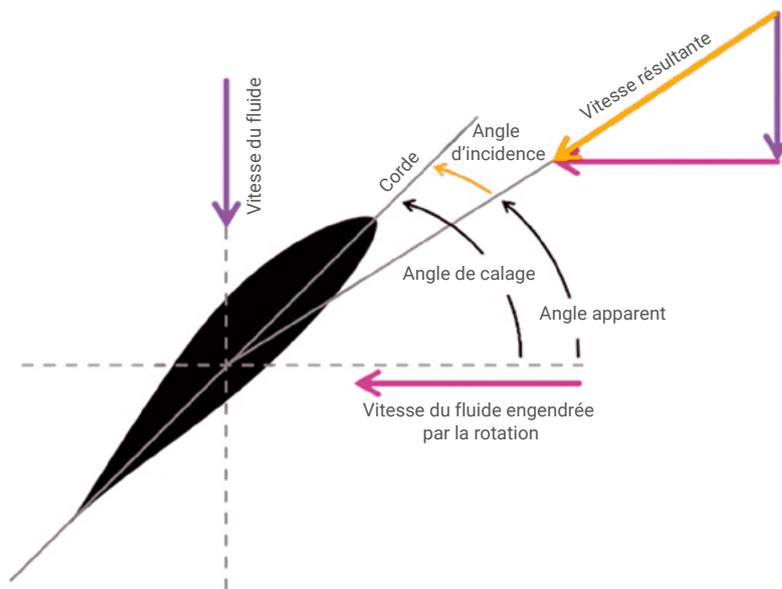
comparaison, par temps ensoleillé, la densité de puissance de l'énergie solaire incidente sur le sol est également de l'ordre de 1 kW/m<sup>2</sup>.

Une « éolienne » est un *convertisseur de l'énergie du vent* (CEV), dont la puissance de sortie  $P_{\text{CEV}}$  est reliée à  $P_{\text{vent}}$  par la relation :  $P_{\text{CEV}} = c(\lambda) P_{\text{vent}}$ , où  $c(\lambda)$  indique l'efficacité de la conversion et dépend de ce qu'on appelle le rapport de vitesse en bout de pale :  $\lambda = R\omega/u$ .

Dans cette expression,  $\omega$  désigne la fréquence angulaire de rotation du rotor, et  $R\omega$  la vitesse de l'extrémité du rotor.

Pour déterminer la valeur d'efficacité maximale  $c(\lambda)$ , considérons le cas où une éolienne convertirait 100 % de l'énergie du vent : l'éolienne aurait l'effet d'un mur. L'écoulement de nouvelles masses d'air — et donc d'énergie éolienne — ne serait alors pas possible : l'écoulement contournerait l'éolienne et aucune autre énergie ne pourrait plus être convertie. Une éolienne fonctionnant de manière optimale doit donc avoir une certaine perméabilité au vent, qui est contrôlée par la vitesse de rotation  $\omega$  des pales. En cherchant l'optimum, on peut démontrer que le rendement

>>>



1. Schéma illustrant la géométrie de l'écoulement autour d'un profil de pale d'éolienne.

>>>

énergétique maximal est atteint lorsque le vent est ralenti à 1/3 de sa vitesse initiale. Ce raisonnement conduit au rendement maximal de 59 %, dénommé limite de Betz (plus précisément, limite de Lanchester-Betz-Joukowski [1]).

Les turbines modernes atteignent des valeurs de  $c(\lambda)$  de 50 %, avec un  $\lambda$  d'environ 7 pour les éoliennes à trois pales. À partir d'arguments simples, on peut comprendre que :

- les petites éoliennes tournent plus vite que les grandes, puisque les deux types ont à peu près le même rapport de vitesse de pointe  $\lambda$  ;
- les éoliennes à deux pales doivent tourner plus vite que les éoliennes à trois ou quatre pales, car elles doivent atteindre le même degré de blocage de l'écoulement ;
- des pales de rotor de plus grande largeur conduisent à des valeurs de  $\lambda$  plus faibles que des pales plus étroites.

La longueur de corde et la forme du profil des pales sont d'autres variables aérodynamiques importantes pour le processus de conversion. Le schéma de la figure 1 en fournit une définition illustrée. Pour une conversion optimale de l'énergie, le rapport de vitesse en bout de pale  $\lambda$  est fixé à son optimum. Les conditions d'entrée du vent varient le long de la pale : dans la zone du moyeu, le vent vient de l'avant, mais en s'en éloignant lorsque le rayon  $r$  croît, sa direction

apparente varie de plus en plus dans le plan de rotation en raison du mouvement intrinsèque d'un segment de pale de rotor ( $\omega r$ ). Par conséquent, les pales du rotor sont conçues de manière vrillée (un principe qui était également adopté dans les anciens moulins à vent du 19<sup>e</sup> siècle, voir la photo p. 67). L'optimisation de la sortie de puissance pour chaque rayon conduit à une plus grande longueur de corde du profil au pied de pale et à une forme plus effilée à l'extrémité.

La puissance d'une éolienne peut donc être contrôlée par la fréquence de rotation ainsi que par la position des pales du rotor par rapport au flux entrant, cette dernière méthode étant appelée « contrôle du pas ». Aujourd'hui, les éoliennes ont des pales de rotor allant jusqu'à 110 m, couvrant une surface d'environ 40 000 m<sup>2</sup>, ce qui donne des puissances de plus de 10 MW. Il s'agit là de la puissance dite nominale, que l'éolienne fournit à une vitesse de vent nominale d'environ 10 à 12 m/s. Une estimation grossière indique qu'une turbine peut produire environ 0,5 kW par m<sup>2</sup> balayé. Noter que la puissance variant comme le cube de la vitesse  $u$ , le passage de 10 à 12 m/s augmente la puissance d'un facteur 1,7. En 2018, la puissance typique des éoliennes terrestres était supérieure à 3 MW et celles des éoliennes *offshore* étaient proches de 5 MW.

Les chercheurs travaillent sur des concepts de turbines de 20 MW, qui nécessitent des pales de rotor de plus de 100 m de long. Leur fabrication est un défi important, qui soulève des questions fondamentales de conception et de matériaux. Avec l'augmentation de la taille, l'ensemble de la structure peut devenir instable en raison de son propre poids. Les rotors de plus grande taille deviennent plus flexibles et le processus de conversion entraîne davantage de contraintes dynamiques. Des difficultés semblables sont apparues dans la mise au point des grands avions à fuselage large, l'A380 et le Dreamline, ce qui a conduit à une évolution technologique vers les matériaux composites. Notons que les éoliennes de grandes tailles récemment envisagées ont une envergure supérieure à celle des nouveaux avions gros porteurs.

## La dynamique des éoliennes

Les pales des éoliennes fonctionnent à une hauteur de 50 à 300 m au-dessus du sol, et sont de préférence installées dans des zones de vents forts. Ces conditions sont similaires à celles auxquelles un avion est exposé lors d'une approche d'atterrissage par vent fort. Alors qu'à l'intérieur de l'appareil les passagers ressentent nettement des secousses turbulentes, vu de l'extérieur, l'avion plane calmement : cet apparent « glissement tranquille » n'est possible que grâce à la mise en œuvre des méthodes de contrôle les plus modernes pour maîtriser les effets de la turbulence du vent.

Les éoliennes sont de très grandes machines exposées à des fluctuations de charge extrêmement fortes. Ce sont les plus grandes machines en écoulement turbulent jamais construites. Les exigences auxquelles sont soumises les éoliennes peuvent être comparées aux conditions qui s'appliqueraient à un avion n'endurant que des approches d'atterrissage dans des vents forts. La charge fluctue même encore plus que pour un hélicoptère [2]...

On considère généralement que les grandes pales du rotor lissent les turbulences, car on ne voit pas de

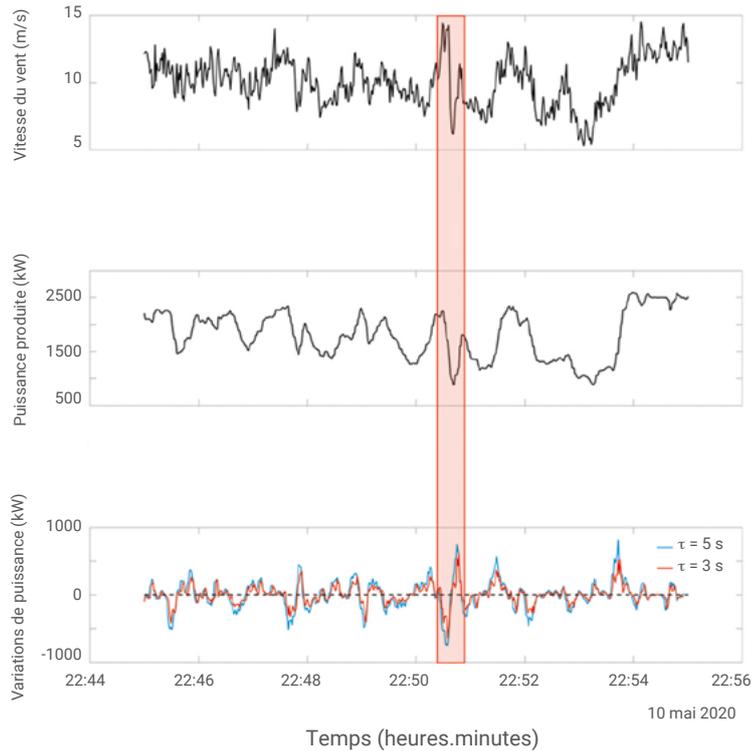


changements rapides dans la vitesse de rotation. Au premier abord, il est donc surprenant de constater que la turbulence du vent affecte l'ensemble de l'éolienne jusqu'à une échelle de temps inférieure à la seconde, comme on peut le voir dans la partie haute fréquence de la puissance de sortie. La figure 2 montre une variation de la puissance mesurée de plus de 80 % en quelques secondes. Or, dans le secteur de l'énergie éolienne, on ne considère généralement que des moyennes sur dix minutes : c'est manifestement insuffisant.

Pour comprendre ces fluctuations rapides de la puissance, il faut considérer deux aspects : d'une part, la turbulence du vent qui conduit à des fluctuations importantes et rapides de sa vitesse, d'autre part la rapidité des réponses des éoliennes à ces fluctuations [3].

Qu'en est-il de la réaction d'une éolienne ? Du point de vue de la dynamique des fluides, on sait que le temps nécessaire pour que des forces se développent sur une pale de rotor correspond approximativement au temps nécessaire pour que le flux d'air passe une fois sur la pale. On en déduit que les temps typiques de développement des forces sur les pales de rotor ayant une corde de profil de 1 à 5 m, pour des vitesses de vent de 10 m/s, sont inférieurs à la seconde. Pour les processus très complexes et pas complètement compris de génération de la turbulence et de séparation de l'écoulement au niveau de la pale, même des structures d'écoulement beaucoup plus petites, de l'ordre du centimètre, jouent un rôle important. Comme la puissance est  $P = T\omega$  (T est le couple, produit de la force aérodynamique par le rayon), ce sont les fluctuations rapides de la force et donc du couple qui provoquent les fluctuations de puissance. Le couple est transmis de manière très rapide à la génératrice, qui peut réagir à l'échelle de la milliseconde pour construire un contre-couple, de sorte qu'aucun effet sur la vitesse de rotation ne soit observé. Enfin, c'est encore la dépendance en  $u^3$  de la puissance qui fait qu'une fluctuation de 26 % de la vitesse du vent entraîne un facteur 2 sur la puissance.

Ces considérations montrent aussi que, pour le fonctionnement d'une



**2. Série temporelle de la vitesse du vent (courbe du haut) et de la puissance produite (courbe centrale) d'une éolienne de plusieurs mégawatts, mesurées dans le nord de l'Allemagne (échelle de temps en heures et minutes). Une augmentation particulièrement rapide de la vitesse du vent et de la puissance de sortie peut être observée dans la région marquée. Dans la figure du bas, nous voyons les variations de puissance pour  $\tau = 3$  s (rouge) et  $\tau = 5$  s (bleu). Des variations de puissance de plus de 500 kW sont observées, même pour  $\tau = 3$  s. La puissance de sortie est presque constante aux vitesses de vent les plus élevées. Cette puissance maximale de 2 MW est donnée par la taille du générateur utilisé.**

éolienne, la ressource énergétique, c'est-à-dire le champ de vent atmosphérique, doit être connue jusqu'à une échelle de l'ordre du mètre ou moins, ou jusqu'à une échelle de fréquence de 10 Hz et plus. Les normes utilisées dans l'industrie [4] n'enregistrent sur dix minutes que les statistiques des moyennes des vitesses du vent et de la turbulence pour diverses situations météorologiques, ce qui correspond à l'écart-type de la vitesse du vent autour de la moyenne sur dix minutes. Des propriétés universelles simplifiées, avec des statistiques gaussiennes, sont utilisées pour les fluctuations sur des échelles de temps plus petites. Des conditions de fonctionnement, dites extrêmes, causées par le vent, sont ajoutées à la description gaussienne pour le processus de conception. Ces conditions de fonctionnement extrêmes

incluent les rafales, alors qu'à notre connaissance, on ne sait pas ce qu'est réellement une rafale dans un vent turbulent.

La discussion présentée jusqu'ici indique clairement qu'il est nécessaire de connaître plus de détails sur la turbulence du vent. Afin de la caractériser de manière plus détaillée, il est courant de décrire les fluctuations au moyen d'incrémentes de vitesse :

$$u_\tau = u(t+\tau) - u(t), \quad u_r = u(x+r) - u(x).$$

Les incréments de vitesse  $u_\tau$  capturent la variabilité temporelle du vent, ce qui entraîne des fluctuations temporelles de la force comme expliqué ci-dessus. Les incréments de vitesse spatiaux  $u_r$  prennent en compte les différents emplacements à la surface du rotor, qui entraînent par exemple des variations abruptes du couple. Les deux incréments peuvent être convertis l'un dans

>>>

>>>

l'autre en première approximation *via* l'hypothèse de Taylor de la turbulence gelée et ont donc des propriétés similaires. Pour les écoulements turbulents, il est connu que les incréments sur les petites échelles (pour les petites valeurs de  $r$  et  $\tau$ ) présentent des fluctuations croissantes et des valeurs extrêmes. Dans la recherche sur la turbulence, cette propriété est connue comme le problème de l'intermittence de la turbulence à petite échelle, et est statistiquement capturé par la dépendance à l'échelle  $r$  des moments généraux  $\langle u_r^n \rangle$ , également connus comme fonctions de structure.

Les événements extrêmes deviennent plus perceptibles si l'on regarde directement les distributions de probabilité  $P(u_r)$  ou  $P(u_\tau)$  et non les moments d'ordre supérieur.

Une propriété remarquable des écoulements turbulents est que les distributions statistiques  $P(u_r)$  et  $P(u_\tau)$  développent des ailes de plus en

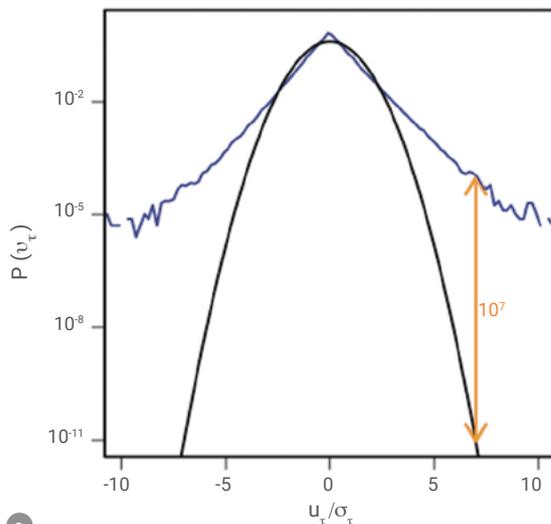
plus étendues et s'écartent donc de plus en plus d'une statistique gaussienne, plus les échelles  $r$  ou  $\tau$  deviennent petites (fig. 3a). La comparaison avec une statistique gaussienne montre que les grands incréments dans les distributions mesurées ont une probabilité supérieure de plusieurs ordres de grandeur. Pour la distribution de la figure 4a, cela signifie que l'incrément de vitesse mesuré d'environ 6,6 m/s en  $\tau = 3$  s se produit en champ libre  $10^7$  fois plus fréquemment que ce que l'on pourrait attendre d'une distribution gaussienne. Par conséquent, les modèles standard utilisés par l'industrie permettent de s'attendre à un tel événement seulement après plusieurs dizaines de milliers d'années, au lieu de quelques jours comme mesuré ! Le lecteur intéressé pourra se reporter aux travaux de B. Castaing *et al.* pour une bonne description fonctionnelle de ces probabilités [5].

Ainsi, nous pouvons conclure que les conditions de fonctionnement des éoliennes sont caractérisées par des écoulements turbulents fortement intermittents. Ces intermittences, avec leurs statistiques anormales et leurs fréquentes valeurs extrêmes, se reflètent dans les fluctuations de la puissance de sortie des turbines et même des parcs éoliens [3] (fig. 3b).

Il est donc important de comprendre les effets de flux, les effets de charge, les systèmes de contrôle et l'intégration au réseau en fonction des statistiques turbulentes.

Le fait que les conséquences de l'intermittence turbulente ne soient pas prises en compte dans les modèles de vent standard ne signifie pas que les éoliennes ne fonctionnent pas efficacement ; mais une part assez importante des coûts de l'énergie éolienne est due à la maintenance et aux réparations de pannes « inattendues », qui semblent être liées à la structure intermittente des fluctuations du vent [6].

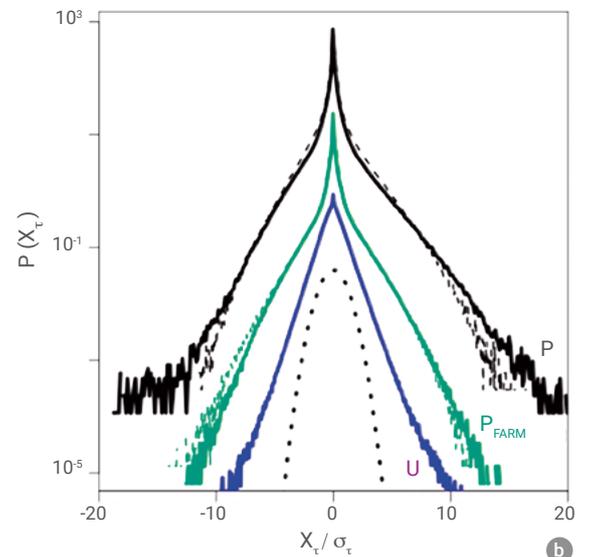
Cela suggère que les turbines actuelles, qui ont été conçues sans connaître les conditions réelles de fonctionnement, et avec une estimation insuffisante des facteurs de sécurité, peuvent être améliorées. Les innovations doivent être basées sur une description plus précise de la turbulence du vent, incluant les rafales. Un autre aspect important serait le regroupement des rafales de vent ou d'autres conditions de



### 3. Distributions de probabilité.

a) En bleu, distribution de probabilité mesurée  $P(u_\tau)$  des incréments de vitesse en représentation semi-logarithmique, pour  $\tau = 3$  s ; en noir, distribution gaussienne (parabolique) correspondante. L'évènement de  $7\sigma$  marqué par une flèche orange correspond à un changement de vitesse du vent de 6,6 m/s en 3 secondes. La statistique de probabilité anormale mesurée est une conséquence de la turbulence intermittente à petite échelle et détermine le caractère rafaleux du vent.

b) Distributions de probabilité de la vitesse du vent et des incréments de puissance d'une seule éolienne ( $U$ ) et d'un parc éolien (FARM), ici  $\tau = 8$  s. Les courbes en pointillés sont les résultats de la modélisation stochastique selon [3]. (Les distributions sont décalées verticalement pour la clarté de la représentation.)





© Christian Steiness / Vattenfall (Horns Rev Offshore Wind Farm, Denmark).



4. Parc éolien *offshore*, où les conditions météorologiques locales ont conduit à une condensation révélant une partie du sillage des éoliennes.

fonctionnement spéciales, ce qui nécessiterait d'étendre la description de la turbulence au-delà des statistiques à deux points, comme les incréments, à des statistiques multipoints. Cela nécessite de nouvelles méthodes pour lesquelles des bases partiellement valables existent déjà dans la dynamique non linéaire et la physique statistique [7].

Pour plus de détails sur ces questions fondamentales et de très grande importance pour la conception et la fabrication des éoliennes, nous renvoyons le lecteur intéressé aux articles des auteurs [3, 7].

### Au-delà d'une seule éolienne

Au-delà de l'interaction aérodynamique entre le fluide et la structure, d'autres problèmes essentiels sont à prendre en considération. Tout d'abord celui des interactions mutuelles au sein d'un parc d'éoliennes, puis celui non moins crucial de leur intégration dans un réseau électrique.

Les nouvelles éoliennes étant presque exclusivement installées dans des parcs éoliens, les conditions de vent dans ces parcs prennent une grande importance. Le sillage turbulent d'une turbine influence fortement ses voisines (fig. 4), la connaissance des interactions turbulentes est donc d'une importance cruciale.

Cependant, malgré des recherches approfondies, les conditions de vent, importantes dans un parc éolien, sont encore loin d'être bien comprises. L'insuffisante disponibilité de données de mesure de haute qualité y est pour quelque chose : les mâts de mesure équipés de capteurs à haute résolution sont pratiquement inexistant dans les parcs éoliens. Actuellement, on tente d'utiliser des méthodes Lidar pour mesurer l'écoulement du vent à différents endroits d'un parc éolien. Une autre approche consiste à employer des méthodes de simulation complexes pour calculer cet écoulement.

En ce qui concerne l'interaction avec le réseau électrique, *via* les générateurs et les transformateurs, il s'agit d'une question complexe et d'actualité qui doit aussi être considérée en lien avec celle de l'intégration de l'énergie solaire photovoltaïque. Dans la quatrième partie, le lecteur trouvera un article de G. Sapy (p. 135) spécialement dédié à ce problème crucial de la stabilité des réseaux électriques comportant une part élevée d'énergie renouvelable intermittente. En tout cas, les fluctuations des énergies éolienne et solaire entraînent un nouveau type de dynamique dans le réseau électrique. Les cartes météorologiques montrent que les turbulences atmosphériques se produisent jusqu'à des centaines de kilomètres. Ainsi,

l'intégration au réseau présente de nombreux aspects différents. Actuellement, une solution efficace pour un contrôle automatique de la fréquence du réseau est apportée par l'inertie des machines tournantes pour lisser les fluctuations. Cela permet d'observer une fréquence variable à l'échelle européenne sur chaque prise électrique, comme le montre la figure 6 (voir par exemple [www.mainsfrequency.com/](http://www.mainsfrequency.com/)). C'est probablement à cause de ce contrôle efficace que l'on ne sait pas grand-chose des statistiques réelles et de leurs valeurs extrêmes. En analysant ces données de fréquence, on peut voir que l'incrément de fréquence pour un pas de temps inférieur à la seconde présente des statistiques intermittentes si, dans une région environnante d'environ 100 km, une grande quantité d'énergie éolienne est insérée dans le réseau [8].

**“ Malgré des recherches approfondies, les conditions de vent, importantes dans un parc éolien, sont encore loin d'être bien comprises.”**

Aujourd'hui, même si le réseau électrique européen est capable de fonctionner avec un pourcentage élevé d'énergies renouvelables, comme le 14 mars 2021 avec 25 %, et même dans certains pays avec plus de 50 % d'énergie éolienne (voir [https://cutt.ly/windeurope\\_archive](https://cutt.ly/windeurope_archive)), l'hypothèse simpliste selon laquelle la production d'énergie turbulente des systèmes individuels se résorbe en moyenne (c'est-à-dire suit la loi des grands nombres) n'est pas vraie. Même les fluctuations de la production d'énergie éolienne pour l'ensemble de l'Allemagne suivent des

>>>

>>>

statistiques turbulentes comme cela a été montré par M. Anvari *et al.* [9], et comme c'est également le cas pour le photovoltaïque, encore plus intermittent. Les nuages et leurs effets d'ombrage renforcent en outre les structures turbulentes.

Les fluctuations de puissance causées par les énergies renouvelables fluctuantes peuvent conduire à des instabilités dans le réseau, pouvant résulter en un *blackout*. Actuellement, les propriétés typiques des réseaux électriques sont étudiées de manière intensive avec des modèles d'oscillateurs couplés (modèles de Kuramoto) et avec certaines structures de réseau [10].

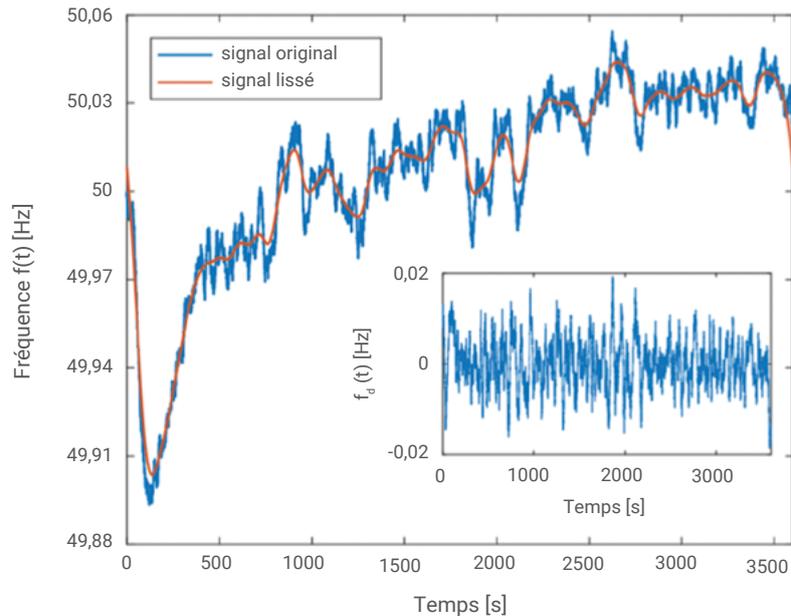
Dans cette problématique de la modélisation, les aspects multi-échelles constituent un défi majeur. Déjà, dans la simulation numérique de la turbulence du vent, le problème fondamental est que toutes les échelles pertinentes ne peuvent pas être représentées et que l'on doit s'appuyer sur des méthodes permettant d'établir des ponts entre les échelles.

## Conclusion

Bien que les éoliennes soient construites depuis des siècles, il reste encore des défis physiques à relever, comme le souligne cette contribution. Trois défis principaux doivent être énoncés ici, une opinion personnelle des auteurs :

- 1) les éoliennes, qui sont les plus grandes machines en écoulement turbulent existantes, ont à gérer des conditions de fonctionnement inconnues dans les détails ;
- 2) la construction des éoliennes doit être faite dans l'esprit d'une production de masse (milliers d'unités), une nouveauté pour de si grandes machines ;
- 3) la transition vers un nouveau système énergétique fera appel à l'énergie éolienne ; mais les éoliennes, comme tout autre système électrique, doivent être construites par consensus avec la participation de la communauté.

Enfin, pour une description beaucoup plus large des défis de la recherche sur l'énergie éolienne, nous renvoyons aux études de G.A.M. Van Kuik *et al.* [11] et de P. Veers *et al.* [12]. ■



**5. Exemple d'évolution temporelle de la fréquence du réseau électrique mesurée en Allemagne du Nord sur une durée d'une heure, avec une résolution de 200 ms.** L'extraction de l'évolution tendancielle permet d'isoler le comportement du signal aux petites échelles de temps. Le pic initial observé à l'origine est causé par une réaction aux appels en énergie. Le signal original de fréquence est représenté en bleu, la ligne orange est obtenue après un lissage par moyenne pondérée sur une fenêtre glissante de largeur typique 30 s. En médaillon : le signal obtenu après soustraction de la tendance [8].

1  
2  
3

- 1• J.F. Manwell *et al.*, *Wind energy explained: theory, design and application*, 2<sup>e</sup> édition, Wiley (2009).
- 2• J. Beurskens et A. Brand, "Wind Energy", dans *The World Scientific Handbook of Energy*, ed. G.M. Crawley (2013), pp. 307-341, World Scientific (Singapour). D.A. Spera (ed.), *Wind Turbine Technology*, ASME Press, New York (1995).
- 3• P. Milan *et al.*, "Turbulent character of wind energy", *Phys. Rev. Lett.* **110** (2013) 138701. Film supplémentaire : [https://cutt.ly/turbines\\_turbulence](https://cutt.ly/turbines_turbulence)
- 4• IEC, International Standard 61400 : "Wind Turbines", International Electrotechnical Commission (2005).
- 5• B. Castaing *et al.*, "Velocity probability density functions of high Reynolds number turbulence", *Physica D* **46** (1990) 177-200.
- 6• P. Tavner *et al.*, "The correlation between wind turbine turbulence and pitch failure", *Proceedings of EWEA 2011*, p. 149.
- 7• J. Friedrich *et al.*, "Superstatistical wind fields from point-wise atmospheric turbulence measurements", *PRX Energy* **1** (2022) 023006.
- 8• H. Haehne *et al.*, "The footprint of atmospheric turbulence in power grid frequency measurements", *Europhysics Letters* **121** (2018) 30001.
- 9• M. Anvari *et al.*, "Short term fluctuations of wind and solar power systems", *New Journal of Physics* **18** (2016) 063027.
- 10• Voir par exemple P.J. Menck *et al.* "How dead ends undermine power grid stability", *Nature Communications* **5** (2014) 3969. B. Schäfer *et al.*, "Non-Gaussian power grid frequency fluctuations characterized by Lévy-stable laws and superstatistics", *Nature Energy* **3** (2018), 119-126.
- 11• G.A.M. Van Kuik, J. Peinke *et al.*, "Long-term research challenges in wind energy – a research agenda by the European Academy of Wind Energy", *Wind Energy Science* **1** (2016) 1-39.
- 12• P. Veers *et al.*, "Grand challenges in the science of wind energy", *Science* **366** (2019) 6464.