



NOTE DE SYNTHÈSE

# Mesures et expertises de vent pour l'évaluation de sites d'éoliennes terrestres : méthodes et analyse

Août 2017

Auteurs : Alexander Basse, Dr. Doron Callies, Berthold Hahn,  
Fraunhofer IWES, [Doron.Callies@iwes.fraunhofer.de](mailto:Doron.Callies@iwes.fraunhofer.de),  
[alexander.basse@iwes.fraunhofer.de](mailto:alexander.basse@iwes.fraunhofer.de),  
[berthold.hahn@iwes.fraunhofer.de](mailto:berthold.hahn@iwes.fraunhofer.de)

Contact : Daniela Niethammer, OFATE  
[daniela.niethammer.extern@bmwi.bund.de](mailto:daniela.niethammer.extern@bmwi.bund.de)

Soutenu par :

Soutenu par :



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages





## Disclaimer

Le présent texte a été rédigé par l'Office franco-allemand pour la transition énergétique (OFATE). La rédaction a été effectuée avec le plus grand soin. L'OFATE décline toute responsabilité quant à l'exactitude et l'exhaustivité des informations contenues dans ce document.

Tous les éléments de texte et les éléments graphiques sont soumis à la loi sur le droit d'auteur et/ou d'autres droits de protection. Ces éléments ne peuvent être reproduits, en partie ou entièrement, que suite à l'autorisation écrite de l'auteur ou de l'éditeur. Ceci vaut en particulier pour la reproduction, l'édition, la traduction, le traitement, l'enregistrement et la lecture au sein de banques de données ou autres médias et systèmes électroniques.

L'OFATE n'a aucun contrôle sur les sites vers lesquels les liens qui se trouvent dans ce document peuvent vous mener. Un lien vers un site externe ne peut engager la responsabilité de l'OFATE concernant le contenu du site, son utilisation ou ses effets.



## Contenu

Disclaimer	2
<b>I. Introduction</b>	<b>4</b>
<b>II. Méthode de détermination du potentiel éolien</b>	<b>5</b>
II.1. Exigences générales pour les mesures du vent	5
II.2. Choix de la technologie de mesure	6
II.2.1. Mesures du vent par mât de mesure	6
II.2.2. Mesures du vent par appareil de mesure à distance	7
II.2.3. Comparaison des systèmes de mesure	9
II.2.4. Dispositions des normes et directives relatives au système de mesure	11
II.3. Prévisions de longue durée	12
II.3.1. Méthode de corrélation de longue durée	13
II.3.2. Application des données de longue durée	13
II.4. Modélisation des conditions de vent	14
II.5. Calcul des rendements et des facteurs de perte énergétique	14
<b>III. Précision des expertises</b>	<b>15</b>
III.1. Erreurs systématiques	15
III.2. Incertitudes	16
<b>IV. Evolutions récentes et perspectives futures</b>	<b>18</b>
<b>V. Bibliographie</b>	<b>20</b>



## I. Introduction

Pour garantir la rentabilité d'un projet éolien, il est primordial d'en évaluer précisément le rendement par la détermination du potentiel éolien [[5]].

En vue d'une première évaluation du gisement éolien, il est utile de recourir à des cartes de potentiel éolien fournissant des informations sur les conditions existantes dans une région donnée. Si ces cartes permettent une évaluation simple et rapide des différents sites sur la base de leur potentiel éolien respectif, [[6]] leur précision est toutefois limitée et sera insuffisante dans le cadre d'une planification concrète de parc éolien. Les conditions de vent peuvent, comparativement, présenter de fortes variations à l'échelle locale ; les modèles de simulation actuels ne rendent compte qu'imparfaitement de ces variations. Des imprécisions apparaissent notamment dans les zones boisées ou dans le cas d'autres sites de nature complexe, sur lesquels on peut constater une influence du relief sur le gisement éolien en raison d'inégalités topographiques importantes (colline ou montagne, par exemple). Sur terrain plat, en revanche, les atlas éoliens permettent d'obtenir une précision élevée, au moins partiellement.

Par conséquent, en vue d'une évaluation précise du rendement, il est indispensable de disposer de données locales relatives au potentiel éolien et aux mesures de vent, obtenues sur un site donné ou à faible distance des éoliennes envisagées. Afin de garantir une évaluation du rendement de qualité élevée, des « expertises éoliennes » ou « expertises de rendement » sont réalisées conformément aux normes en vigueur. Ces expertises constituent une importante base décisionnelle en vue de déterminer si l'exploitation des éoliennes sera économiquement rentable et s'il est pertinent de construire un parc éolien. En général, les expertises de rendement sont réalisées en plusieurs étapes ou niveaux [[12]].

La première étape est celle de la **collecte ou de l'acquisition de la base de données de vent**. En général, internationalement, cette base de donnée est formée à l'aide de mesures de vent. Toutefois, surtout en Allemagne, il est courant d'avoir recours aux données de rendement d'éoliennes voisines représentatives. Les données de mesure (ou de rendement) n'étant habituellement disponibles que pour une courte période, une correction longue durée est également nécessaire. Cette correction est effectuée par la mise en corrélation des données de mesure à court terme avec les données collectées au cours des années antérieures, et qui sont issues de modèles météorologiques, de stations de mesures ou de parcs éoliens de référence dans la région. Ceci est particulièrement important afin de pouvoir identifier les variations interannuelles (évolutions du gisement éolien sur le site considéré d'une année sur l'autre) et de les prendre en compte lors de la détermination des conditions de vent prévisibles à long terme.

La deuxième étape concerne la **modélisation du potentiel éolien sur le site** à l'aide de modèles de flux. À cette fin, le champ de vent déterminé pour un point représentatif est extrapolé spatialement par un report vertical, puis horizontal sur les différents sites prévus.

L'étape suivante est celle des **prévisions de rendement**, indiquant l'énergie électrique moyenne qui sera injectée dans le réseau par la ou les future(s) éolienne(s). À l'aide d'une courbe de puissance, il est possible de calculer le rendement des éoliennes envisagées en s'appuyant sur la répartition des fréquences des vitesses de vent constatées. À cet égard, le paramètre décisif est la prévision de **production énergétique annuelle** d'une éolienne ou de l'ensemble du parc éolien (**Annual Energy Production** ou **AEP**). Lors de la détermination de la production énergétique annuelle, les pertes se produisant doivent être prises en compte. Parmi les principaux facteurs de perte, on peut citer les effets d'ombrage aérodynamiques réciproques des éoliennes du parc, les défauts techniques, les influences environnementales telles que le gel, ou encore les exigences relatives aux autorisations (réduction de puissance imposée temporairement, par exemple, pour réduire les nuisances sonores), ainsi que les pertes dues au raccordement au réseau.

Outre l'estimation du rendement prévisible, la détermination des incertitudes comprises par cette estimation revêt une grande importance : en général, elles s'élèvent à 10 à 15 %, pouvant toutefois atteindre jusqu'à 20 % dans certains cas. Ces incertitudes sont une composante essentielle des risques financiers d'un parc éolien ; elles représentent donc une grandeur significative dans le cadre de son financement.



## II. Méthode de détermination du potentiel éolien

Le gisement éolien est essentiellement caractérisé par **la vitesse et la direction du vent** : ce sont les deux grandeurs les plus importantes d'une campagne de mesures du vent. Par ailleurs, la pression, la température et l'humidité de l'air sont mesurées afin de déterminer la **densité de l'air**. En vue de l'évaluation du potentiel éolien, cette mesure peut être remplacée dans certains cas par l'utilisation de données de rendement d'éoliennes déjà construites à proximité du site considéré.

Pour la détermination du potentiel de rendement et du potentiel éolien, la mise en œuvre d'une telle mesure de vent fait face à des exigences multiples. Le chapitre suivant en présente les enjeux les plus importants ainsi que les incertitudes associées.

### II.1. Exigences générales pour les mesures du vent

Les normes et directives en vigueur pour la mise en œuvre de mesures du vent requièrent principalement une qualité et une disponibilité élevées des données. Une partie des erreurs de mesure peut être détectée grâce à une vérification systématique de la plausibilité des données de mesure. Ceci est possible lorsqu'on dispose d'un moyen de mesure de référence sur place (comme un mât de mesure avec plusieurs anémomètres à coupelles, par exemple). Un contrôle de la qualité des données établi sur des bases solides est donc un élément important de l'estimation du potentiel éolien.

Outre la précision des mesures qui dépend, entre autres, de l'instrument choisi, la **représentativité temporelle et spatiale** des données joue un rôle important [\[12\]](#).

Lors de mesures du vent dans le cadre de la conception d'un parc éolien, le site choisi doit, autant que possible, être représentatif de l'ensemble de la superficie du parc ; sur terrain complexe, par exemple, il peut s'avérer souhaitable d'effectuer des mesures à plusieurs endroits. L'influence de la topographie locale sur le gisement éolien du site concerné est cruciale.

La **représentativité de la hauteur de mesure** pour les conditions de vent au niveau du moyeu de l'éolienne envisagée est également importante lorsqu'il n'est pas possible de mesurer directement à cette hauteur. Cette hauteur doit représenter au minimum deux tiers de la future hauteur de moyeu afin de pouvoir procéder à une extrapolation verticale, ce qui est nécessaire dans ce cas. Toutefois, ceci n'est requis que pour une mesure à l'aide d'un mât ; lors de l'utilisation d'un appareil de mesure à distance, l'extrapolation verticale n'est pas nécessaire, puisque, en général, il est possible de mesurer directement à hauteur de moyeu (voir au point II.2.1).

Tout comme la représentativité spatiale, la représentativité temporelle d'une campagne de mesures est primordiale. La période de mesures doit couvrir toutes les variations saisonnières sur le gisement éolien. Pour cette raison, une durée minimum de 12 mois par campagne est en général exigée [\[12, 20\]](#).

En outre, la **disponibilité des données de mesure doit être élevée** : une valeur minimum de 80 % est souvent requise [\[12\]](#). Toutefois, il faut tenir compte du fait que même une disponibilité des données élevée sur la période de mesure peut se révéler problématique lorsqu'une panne d'appareil entraîne une interruption dans la continuité des mesures sur une longue période, par exemple, et que, par conséquent, une part appréciable en termes de caractéristique saisonnière fait défaut au jeu de données.

Lorsque les mesures du vent sont effectuées sur une année entière, les variations saisonnières sont enregistrées dans leur totalité et un modèle saisonnier est établi pour le gisement éolien du site. Toutefois, les variations interannuelles ne sont pas couvertes par la campagne de mesures. Pour cela, une correction de longue durée est requise (voir au point II.3).

## II.2. Choix de la technologie de mesure

Les systèmes de mesure utilisés pour l'évaluation d'un gisement éolien sont essentiellement de deux types. Le plus courant, qui prévaut depuis plusieurs décennies dans le cadre de campagnes de mesures du vent, est le **mât de mesure avec anémomètres à coupelles**. Cette technique est reconnue comme étant un moyen fiable pour la collecte des données de vent lorsque les normes habituelles sont respectées (par exemple [12, 13, 20]). Puis on a assisté au cours des dernières années au développement croissant des **appareils de mesure à distance** : capable de compléter les mâts de mesure, ce système peut même se présenter comme une alternative fiable. Les appareils de mesure à distance sont considérés comme présentant un énorme potentiel lors de campagnes de mesures, notamment en raison de leur évolution technique récente ; on prévoit qu'à l'avenir, ces appareils remplaceront complètement les systèmes de mesures à l'aide de mâts dans certains domaines [9]. Depuis 2014, par exemple, la révision 9 de la directive technique 6 (FGW-TR6 Rev. 9) de la Société allemande de promotion de l'éolien et d'autres énergies de sources renouvelables (FGW e. V. – Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien) permet le recours exclusif à un appareil de mesure à distance pour la détermination du potentiel éolien et du potentiel de rendement. En Allemagne, cette directive est la norme principale dans la réalisation d'expertises de gisements et de potentiels éoliens [15] ; elle trouve également une application à l'étranger.

### II.2.1. Mesures du vent par mât de mesure

En général, les mâts de mesures du vent pour les éoliennes d'une hauteur de moyeu supérieure à 100 m sont des mâts en treillis. À titre d'exemple, on peut voir ci-dessous une photographie du mât de recherche de l'institut Fraunhofer IWES de Cassel au mont Rödeser (Figure 1).

Comme, en général, les coûts et le travail nécessaires à la construction d'un mât dépendent fortement de sa hauteur, celle-ci est souvent inférieure à la hauteur de moyeu de la future éolienne. La détermination des conditions de vent



Figure 1: Mât de mesure de 200 m de l'institut Fraunhofer IWES de Cassel, avec consoles, capteurs et haubans.

au niveau du moyeu est alors effectuée au moyen d'une **extrapolation verticale des données de mesure**. La précision de calcul de l'extrapolation dépend fortement de la différence entre la hauteur à laquelle est effectuée la mesure et la hauteur de moyeu de la future éolienne : plus cette différence est importante, plus l'incertitude augmente en comparaison à une mesure effectuée à hauteur de moyeu. .

La plupart du temps, la vitesse et la direction du vent sont déterminées à l'aide d'anémomètres à coupelles et de girouettes. Dans certains cas, on utilise également des anémomètres à ultrasons, capables de mesurer simultanément direction et vitesse du vent. Les capteurs doivent être installés à une distance suffisante du corps du mât pour garantir un écoulement aussi libre et dépourvu d'obstacles que possible (cf. [13]). Ceci est réalisé

grâce à des consoles de longueur appropriée et par un tube vertical (cf. Figure 1), ainsi que par la pose de plusieurs consoles à la même hauteur, orientées selon différents points cardinaux ([13]).

Le modèle d'anémomètre généralement employé lors de mesures du vent (voir Figure 2) fonctionne selon le principe d'un capteur à traînée. La vitesse du vent absolue est déterminée à partir de la vitesse de rotation détectée.

Des incertitudes peuvent apparaître sur les anémomètres à coupelles, liées à leur calibrage et à leur classification (relativement aux conditions environnementales, par exemple). L'écoulement d'air oblique et les effets d'inertie au démarrage et de sillage (du fait de l'inertie du corps rotatif) revêtent ici une grande importance. Lors d'une modification brusque, la vitesse du vent ne peut être mesurée de façon adéquate qu'après un certain laps de temps, dans la mesure où le mouvement du corps rotatif doit d'abord s'adapter aux nouvelles conditions de vent [11]. Ce type de retard intervenant au cours du processus de mesure est appelé « inertie au démarrage » et a pour conséquence une sous-estimation de la vitesse du vent. Cet effet est particulièrement marqué après un arrêt du corps rotatif ; en effet, dans une telle situation, l'adhérence joue un rôle important. Les effets de sillage, en revanche, sont dus la plupart du temps à une turbulence élevée et ont pour conséquence une surestimation de la vitesse du vent (*overspeeding*). L'erreur de mesure découlant des effets d'inertie au démarrage et de sillage est particulièrement significative lorsque la vitesse du vent est faible ; elle peut représenter jusqu'à 10 % de la vitesse réelle [11]. Dans le but de tenir compte de ces erreurs, une classification des anémomètres pour le domaine de mesures concernant l'éolien a été développée [8].



Figure 2: Un anémomètre à coupelles monté sur la console d'un mât de mesure.

Dans les régions froides, le dépôt de givre ou le gel (*icing*) sur les anémomètres à coupelles et les girouettes peuvent biaiser les résultats de mesure ou entraîner un arrêt des mesures sur une longue période. Une solution efficace pour lutter contre le gel consiste à chauffer les instruments de mesure. Toutefois, les besoins en énergie pour produire la chaleur sont importants et représentent un budget considérable.

## II.2.2. Mesures du vent par appareil de mesure à distance

Pour les mesures à distance de la vitesse du vent, on a recours aux techniques **sodar** (**S**ound **D**etection **A**nd **R**anging) et **lidar** (**L**ight **D**etection **A**nd **R**anging) (voir Figure 3). Un sodar envoie des ondes sonores et détermine les conditions de vent sur la base des signaux rétrodiffusés par les turbulences et les différences de température des couches d'air ; avec le lidar, par contre, ce sont des faisceaux lumineux ou lasers qui sont émis et réfléchis par les particules dans l'air (les « aérosols ») [25]. Sur les types d'appareils les plus fréquemment employés (lidar Doppler), la vitesse de ces particules est déterminée à l'aide de l'effet Doppler des longueurs d'onde (ou fréquences) des faisceaux lasers émis. Cette vitesse peut être considérée comme égale à la vitesse de l'air environnant, et donc de la vitesse du vent.



Figure 3: Appareil lidar modèle WindCube V2 de l'institut Fraunhofer IWES Kassel.

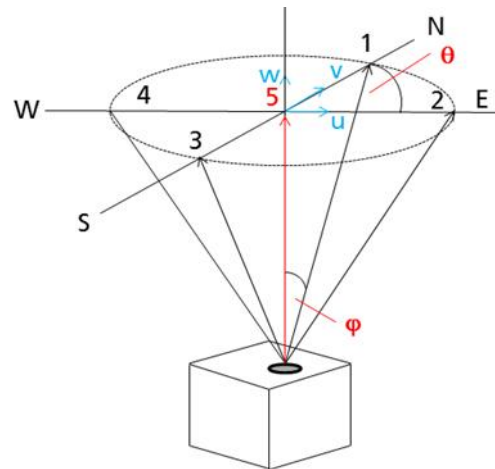


Figure 4: Représentation schématique de la mesure sur un appareil lidar.

En Europe centrale, les appareils lidar sont davantage utilisés que les appareils sodar car ils sont généralement moins sensibles aux perturbations et présentent par conséquent une plus grande précision [[19, 23, 25]]. Ce chapitre se penchera ainsi principalement sur la mesure de vent à l'aide d'appareils lidar et fournira une description détaillée du fonctionnement des sodar [[25]].

Lors d'une mesure à distance et contrairement aux anémomètres à coupelles, aucune « mesure ponctuelle » de la vitesse du vent horizontale n'est effectuée (c'est-à-dire une mesure des conditions de vent dans une zone quasi ponctuelle). Les lidar Doppler mesurent la vitesse radiale le long du rayon laser. Par conséquent, avec un seul faisceau laser, la vitesse du vent ne peut être mesurée que dans une seule direction. Pour un vecteur de vent tridimensionnel complet, il faut alors procéder à une mesure à l'aide d'au moins trois faisceaux lasers séparés dans l'espace. Les faisceaux partant d'un point unique, les composantes du vecteur de vent sont nécessairement déterminées dans des volumes de mesure différents. Ce n'est qu'en partant de l'hypothèse que les conditions de vent sont identiques pour tous ces volumes de mesure qu'il est possible de réunir les différentes composantes afin de former un vecteur de vent complet. Sur les appareils actuels, plus de trois composantes de vecteur sont mesurées pour réduire les erreurs de mesure. Un principe de mesure fréquemment utilisé est illustré par la Figure 4. La composante verticale  $w$  de la vitesse du vent est mesurée directement par un faisceau laser en direction verticale (faisceau 5) ; quatre autres faisceaux de mesure (faisceaux 1 à 4) forment un angle d'ouverture  $\phi$  par rapport à la verticale et présentent respectivement un autre angle d'azimut fixe  $\theta$  avec la direction nord interne de l'appareil (sur la Figure 4, ces angles sont de  $0^\circ$ ,  $90^\circ$ ,  $180^\circ$  et  $270^\circ$ ). Ils forment ainsi un « cône de mesure » qui permet de déterminer les composantes horizontales  $u$  et  $v$  du vecteur de vitesse du vent.

Ce principe de mesure présuppose des conditions de vent identiques pour les différents volumes de mesure, ce qui entraîne de possibles erreurs lorsque les conditions réelles de vent dans ces volumes diffèrent. Sur terrain complexe en particulier, les conditions de flux ne sont pas homogènes. Les conditions permettant des mesures lidar correctes n'étant ainsi plus remplies, des erreurs systématiques telles qu'illustrées par la figure 5 peuvent se produire. Les vitesses du vent mesurées lorsque l'écoulement s'effectue en direction de la plus forte pente de la colline sont systématiquement plus faibles (flèches de couleur).

Il est possible de procéder à une correction de cette erreur en s'appuyant sur des modèles de flux à trois dimensions permettant une estimation des erreurs de mesure à distance dues au terrain [[12]]. Cette correction est effectuée avec un modèle CFD RANS dont la précision du paramétrage est essentielle. Néanmoins, cette correction peut constituer une source d'erreurs supplémentaire et se traduire par une augmentation de l'incertitude des résultats de mesure [[16]].



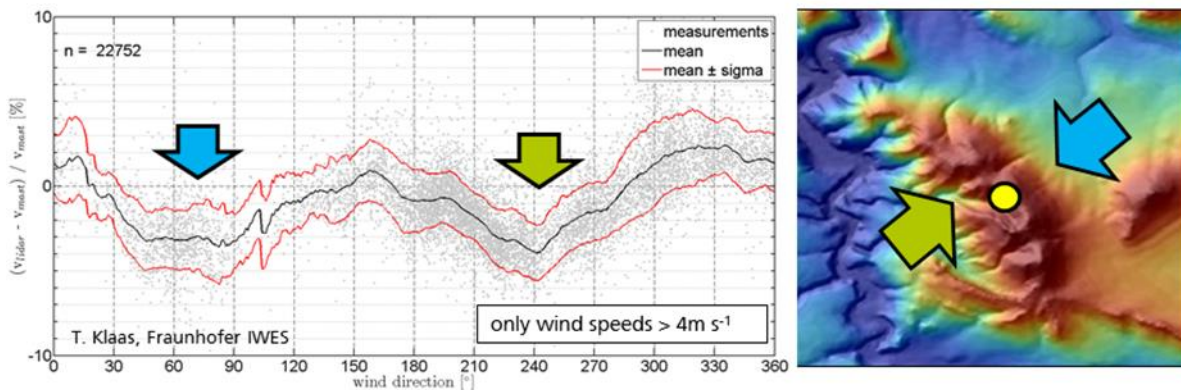


Figure 5: Représentation de l'erreur de mesure (systématique) d'un lidar sur un terrain complexe.

Par ailleurs, il est nécessaire de tenir compte des limites techniques de ces appareils dans certaines conditions météorologiques qui rendent les mesures impossibles à réaliser ou seulement à une hauteur réduite. En Allemagne, des nuages bas ou le brouillard peuvent entraîner des interruptions dans l'enregistrement des mesures lidar en absorbant ou en réfléchissant les signaux de mesure. Cela a pour conséquence de réduire la disponibilité des données. Cette situation peut également apparaître lorsque la concentration en aérosols est trop faible, notamment le cas dans des conditions climatiques froides, à distance des villes [30].

### II.2.3. Comparaison des systèmes de mesure

Les appareils de mesure à distance ont la capacité de mesurer la vitesse et la direction du vent directement à hauteur de moyeu, ce qui présente plusieurs avantages. Contrairement au système avec mât sur lequel les mesures sont effectuées à hauteur inférieure, les mesures des appareils à distance ne nécessitent donc pas de procéder à une extrapolation. L'installation et le démontage de ces appareils peuvent être effectués facilement et rapidement, ce qui permet une plus grande flexibilité dans le choix des sites et des durées des mesures [16].

Par ailleurs, les lidar offrent la possibilité de mesurer la totalité du profil de vent, de l'extrémité la plus basse à l'extrémité la plus haute des pales d'une éolienne. Une vitesse de vent « équivalente à la vitesse au niveau du rotor » peut ainsi être déterminée et permettre de prendre en compte les effets du cisaillement du vent sur le rendement [31].

Il est néanmoins important de rappeler ici les imprécisions de mesure des turbulences liées aux caractéristiques techniques du lidar et qui peuvent entraîner des incertitudes quant à l'utilisation du lidar dans le cadre des expertises de turbulence pour décider de l'emplacement d'une éolienne. Dans ce cas, le mât de mesures est plus approprié pour effectuer ces mesures.

De nombreuses études et analyses comparant les mesures réalisées avec lidar et avec mât examinent également la précision respective des deux systèmes (voir par exemple [3, 16, 27]). Dans la plupart des cas, ces études relèvent une concordance élevée entre les données de mesures effectuées avec un mât et celles effectuées avec un appareil lidar ; **en terrain plat, notamment, la précision des mesures obtenues par des lidar modernes peut être considérée aujourd'hui comme équivalente à celle avec un mât de mesure.** En matière de précision, les erreurs systématiques des procédés de mesure à distance sur des terrains complexes décrites précédemment constituent un inconvénient majeur de ces appareils par rapport au système avec mât. À l'inverse, un système de mesure à distance ne nécessitant ni structure de mât ni consoles, il ne présente aucun risque d'erreur de mesure due à l'ombrage aérodynamique.

Contrairement à un mât de mesure, pour lequel le contrôle qualité intervient sur plusieurs capteurs indépendants, le contrôle de la qualité d'une mesure lidar n'est possible que de façon très limitée. Une classification du modèle employé et une vérification ou un calibrage réguliers de chaque appareil de mesure lidar sont néanmoins nécessaires pour leur utilisation [12, 20]. Ce calibrage représente un coût élevé et nécessite plus de temps que le calibrage



d'anémomètres à coupelles. Pour autant, ces procédés de classification, de vérification et de qualibrages sont indispensables pour s'assurer de la pertinence du choix d'un lidar sans mât pour effectuer les mesures liées à l'évaluation d'un site.

Face aux inconvénients décrits ci-dessus, les appareils lidar ont toutefois l'avantage de disposer de capteurs qui ne gèlent pas dans certaines conditions météorologiques.

De même que le niveau de disponibilité des données et du degré d'incertitudes des mesures, le coût est un élément essentiel du choix du système de mesure employé. Pour un mât de mesure, ces coûts dépendent principalement de la taille du mât. Dans le cas du lidar, la durée des mesures est le facteur principal de coût. Par conséquent, toute comparaison directe des coûts de mesure entre les systèmes de mât de mesure du vent et lidar nécessite de prendre en compte la hauteur et la durée des mesures.

En général, pour une période de mesure d'une année (durée couramment observée), on peut considérer que, sur les sites actuels se trouvant à l'intérieur des terres, des mesures avec mât à la hauteur des moyeux (à environ 120 à 150 m [[26]]) entraînent des coûts plus élevés que lors du recours à un appareil de mesure à distance. En revanche, une diminution de la hauteur du mât et une détermination des conditions de vent à hauteur de moyeu par extrapolation verticale peut avoir un effet avantageux sur les coûts, en comparaison des mesures effectuées avec lidar. Dans tous les cas, le système de mesure à distance ne requérant pas de permis de construire, il présente des avantages tant au niveau des coûts que de la durée d'utilisation de l'appareil pour effectuer les mesures.

Le tableau 1 présente les différences entre les systèmes de mesure avec mât et avec lidar sur six critères majeurs de comparaison :

	<b>Mât de mesure du vent</b>	<b>Lidar</b>
<b>Précision</b>	Précision de mesure élevée ; classification et calibrage nécessaires ; incertitude supplémentaire lorsque l'extrapolation est nécessaire	Précision de mesure sur terrain plat égale à celle du mât de mesure ; sur d'autres terrains, dépend de leur complexité ; classification et calibrage nécessaires
<b>Sensibilité aux pertes de données et erreurs de mesure dues à l'environnement</b>	Le gel peut entraîner des erreurs de mesure ; sensibilité aux dommages dus aux éclairs	Dépend de la concentration en aérosols, interruption des mesures par couche nuageuse basse et brouillard ; en général, baisse de la disponibilité en fonction de la hauteur de mesure
<b>Panne de l'appareil de mesure</b>	En général, il est possible d'avoir recours à des capteurs redondants ; des composants individuels peuvent également être remplacés	Réparations de l'appareil de mesure partiellement nécessaires, ne pouvant être effectuées que par le fabricant ; interruption de l'ensemble des mesures sur une longue période
<b>Coûts</b>	Augmentent fortement avec la hauteur du mât	Dépendent de la durée des mesures
<b>Charge de travail liée aux mesures</b>	Charge de travail élevée lors du montage et du démontage	Faible charge de travail, puisque flexible et mobile ; charge plus élevée en cas de calibrage ou de vérification
<b>Acceptation en tant que partie intégrante d'une expertise des vents</b>	Acceptation élevée dans le domaine des normes et directives	Différences entre certaines normes et directives, augmentation actuelle de l'acceptation

**Tableau 1 :** Comparaison des principaux avantages et inconvénients des mesures de vent à l'aide de mâts ou de lidars.



## II.2.4. Dispositions des normes et directives relatives au système de mesure

Pour que les investisseurs et les bailleurs de fonds reconnaissent la validité des mesures effectuées, il est important qu'elles se conforment aux normes en vigueur.

- À cet égard, les dispositions actuelles les plus importantes pour l'Allemagne sont établies par la **révision 9 de la directive 6 de la FGW** [[12]].
- Au niveau international, les directives *Evaluation of site-specific wind conditions* (**MEASNET**, [[20]]) publiées par le *Measuring Network of Wind Energy Institutes* sont d'importance.
- Par ailleurs, l'*International Electrotechnical Commission* définit des normes relatives aux mesures du vent dans le document *IEC 61400-12-1* (CEI, [[13]]), notamment pour les courbes de puissance, auxquelles se rapportent les directives sur l'évaluation des sites.

Toutes les directives ou normes reconnaissent la validité des mesures avec mât de mesure ; cette technique constitue le standard dans le domaine des mesures du vent. En ce qui concerne l'emploi d'un appareil de mesure à distance, en revanche, on relève des différences parfois significatives.

D'après la directive **FGW-TR6 Rev. 9**, rend possible les mesures du vent à l'aide des seuls procédés de mesure à distance sur terrain plat. Sur terrain modérément complexe, ces dernières sont également acceptées. Dans ce cas, toutefois, il faut corriger l'erreur de mesure due au terrain et intégrer une plus grande marge d'erreur. Pour les mesures lidar, la directive rappelle que les mesures peuvent présenter le risque d'une faible disponibilité des données par temps de brouillard ou lorsque la concentration d'aérosols est peu élevée [[12]].

Par ailleurs, un appareil de mesure à distance peut non seulement être utilisé pour déterminer le profil de vent vertical, mais également pour une « meilleure couverture spatiale de la zone du parc éolien » [[12]]. L'objectif est ainsi de déterminer les conditions de vent locales à différents endroits du parc éolien (tel qu'envisagé pour la future construction) et d'en représenter l'évolution dans l'espace avec une plus grande précision en prenant notamment en compte les variations topographiques.

La directive FGW-TR6 Rev. 9 prévoit la possibilité de combiner mât et appareil de mesure à distance pour réduire la part d'incertitude lors de l'extrapolation verticale. Les incertitudes de mesure apparaissant alors dans ce cadre doivent faire l'objet d'un examen particulier.

La version en vigueur de la norme **IEC** est une norme essentielle de mesure du vent, bien qu'elle vise en premier lieu la définition des courbes de puissance d'éoliennes [[2, 12]]. A la différence de la directive FGW-TR6 Rev. 9, la norme IEC est très restrictive vis-à-vis des mesures à distance. L'emploi d'un lidar y est uniquement autorisé en combinaison avec des mesures avec mât. Ainsi par exemple, les erreurs peuvent être détectées en comparant les données de mesures effectuées simultanément avec les deux systèmes et être rectifiées par des dispositions appropriées. Par ailleurs, l'utilisation d'un appareil de mesure à distance est par principe limitée aux terrains plats.

La nouvelle norme *IEC 61400-15* publiée prochainement fera une plus grande place à la détermination du potentiel éolien [[2]]. La place accordée par cette nouvelle version de la norme à l'emploi d'appareils de mesure à distance pour la mesure de vent est cependant encore incertaine.

La norme **MEASNET** renvoie en de nombreux points aux directives de la norme IEC 61400-12. Toutefois, elle se montre progressiste par de nombreux aspects : elle autorise les mesures lidar sur terrain complexe ou modérément complexe dans la condition où un mât soit à disposition pour les valider. la norme MEASNET considère en effet que les dernières évolutions technologiques des systèmes de mesure permettent la correction des erreurs lidar sur terrain complexe. Sur terrain plat, les appareils de mesure à distance sont considérés comme une alternative aux

mesures avec mât. Selon cette norme, leur utilisation nécessite la réalisation préalable de tests de vérification avant et après le processus de mesure.

### II.3. Prévisions de longue durée

La quantité d'énergie éolienne disponible ainsi que les rendements éoliens varient d'une année sur l'autre. À titre d'exemple, la Figure 6 représente les écarts des moyennes annuelles de vitesses de vent, ainsi que les rendements éoliens théoriques<sup>1</sup> à une hauteur de 140 m à Cabauw aux Pays-Bas par rapport aux moyennes de longue durée (sur la période de 2001 à 2015). Les variations interannuelles du potentiel éolien sont particulièrement visibles pour les années 2010 et 2015.

L'estimation du rendement s'appuie ainsi sur les conditions de vent moyennes prévisibles sur l'ensemble de la période d'exploitation de l'éolienne (une durée de 20 ans, en général).

Une **comparaison de longue durée** est alors réalisée par comparaison des données de mesure sur une période courte et des données de vent ou de rendement collectées antérieurement sur une période longue (voir au point II.3.2). Pour assurer la fiabilité de cette comparaison, les données de longue durée doivent comprendre les mesures effectuées sur la période courte (période de comparaison). À partir des valeurs des vitesses du vent des deux séries de mesures sur la période de comparaison, une relation statistique entre les deux séries temporelles est dérivée à l'aide de laquelle les données des mesures sur la période courte seront « corrigées ». Cette relation statistique est utilisée pour effectuer des projections climatiques à long terme en s'appuyant sur les données de longue durée, ce qui présuppose que les données soient représentatives pour le futur. L'hypothèse de cette corrélation est valide si les conditions de vent des années précédentes doivent se reproduire à peu près similairement dans le futur (« hypothèse de persistance ») [12]. Cela suppose qu'aucun changement de longue durée ne se produise et que les conditions de vent restent en moyenne stables.



**Figure 6:** Écarts relatifs entre les moyennes annuelles des vitesses de vent et des rendements énergétiques théoriques, et leurs moyennes sur 15 ans au site de Cabauw (Pays-Bas).

<sup>1</sup> Les rendements énergétiques indiqués correspondent à l'énergie théoriquement soutirable par une éolienne (sans prise en compte des pertes). Ces rendements sont basés ici sur la courbe caractéristique d'une éolienne Enercon (E115 – 3,2 MW (TES)) représentative d'une construction éolienne sur site peu venté et situé à l'intérieur des terres [14].

### II.3.1. Méthode de corrélation de longue durée

Les données de mesure et les données historiques de longue durée font l'objet d'une comparaison statistique. Il existe deux types de méthodes distinctes de corrélation de longue durée. Dans le cas où les données de longue durée sont disponibles avec une résolution temporelle élevée (moyennes horaires, la plupart du temps), c'est la méthode **MCP (Measure – Correlate – Predict)** qui est utilisée. La méthode MCP peut autant s'appuyer sur des analyses de régression ou sur des méthodes matricielles que sur des méthodes non linéaires (réseaux neuronaux, etc.) (voir par exemple ([12])). Ceci rend la méthode polyvalente puisque les relations statistiques s'appuient autant sur des séries temporelles que sur des répartitions de fréquences. Une illustration de la méthode MCP est fournie en Figure 7.

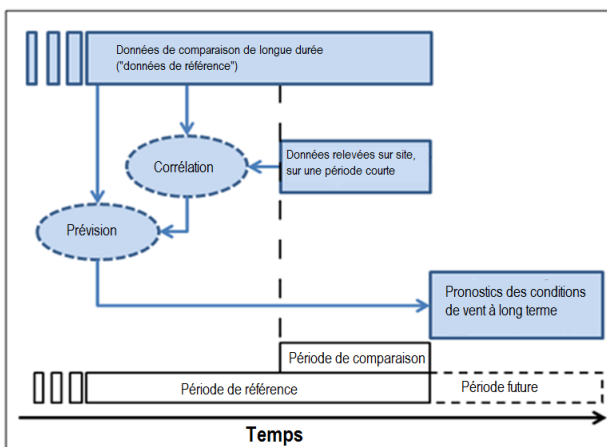


Figure 7: Représentation en diagramme de la méthode MCP (réalisée en se basant sur [20]).

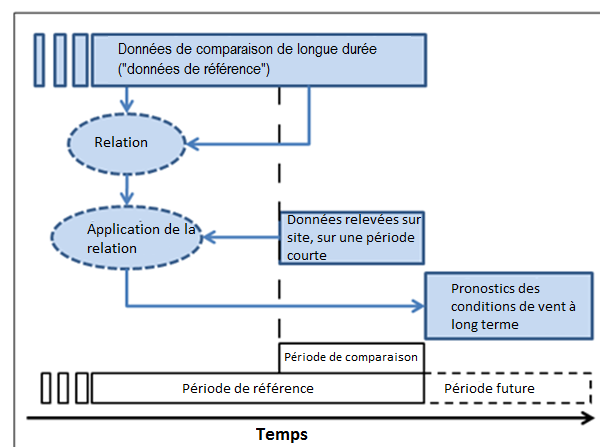


Figure 8: Représentation en diagramme de la méthode de mise à l'échelle sur une perspective à long terme (réalisée en se basant sur [20]).

La **mise à l'échelle d'une prévision de longue durée** constitue une méthode alternative (voir Figure 8). Cette méthode effectue une mise à l'échelle simple fondée sur les conditions de vent mesurées ou sur les rendements calculés à partir des conditions de vent mesurées, avec les conditions de vent à long terme (des paramètres de Weibull, par exemple), ou de rendements éoliens disponibles sur une longue durée, ou encore avec un index de rendement (voir au point II.3.2). Cette alternative a l'avantage d'être moins complexe que la méthode MCP. Pour exemple, elle ne requiert pas une résolution temporelle élevée des données tout en permettant de mettre en relation entre eux des paramètres intégraux (moyennes mensuelles ou paramètres de Weibull).

### II.3.2. Application des données de longue durée

Les données de longue durée ne sont en général pas disponibles pour un site donné. Il faut alors recourir à d'autres sources de données. Les sources possibles sont les **données de vent de longue durée des services météorologiques**, les **données de réanalyse** globales ou à **méso-échelle** (c'est-à-dire des données de longue durée provenant de modèles météorologiques), les **données de rendement de longue durée d'éoliennes de référence** ou un **index de rendement régional**.

Sur des sites complexes notamment, une distance élevée entre le lieu d'origine des données de longue durée et le site de construction envisagé diminue la précision des projections de longue durée puisque les conditions locale de vent peuvent fortement différer. Afin de garantir la représentativité spatiale de la corrélation de longue durée, il est souhaitable que cette distance soit aussi faible que possible (pas plus de quelques kilomètres).



L'étendue de la période de **mesures de longue durée** joue également un grand rôle : plus la période considérée choisie est longue, moins la correction de longue durée sera sensible aux variations pluriannuelles. Sur une période trop longue, toutefois, il existe un risque de données de mesure incohérentes ayant pour conséquence de former une tendance non réaliste ou, dans le cas de données de réanalyse, d'incohérences dans la base de données d'entrée. En général, il est souhaitable de définir une période de données supérieure à dix ans [[12]] ; dans les publications spécialisées, des périodes de 20 à 30 ans sont même parfois indiquées comme étant appropriées [[17]]. Enfin, la comparaison de plusieurs jeux de données de longue durée permet de réduire les risques d'une corrélation erronée. Les données de référence présentent également des incertitudes. Il arrive souvent que des erreurs de données ne soient pas détectées, ce qui rend difficile la détermination de la marge d'erreur; ceci doit être pris en compte par l'indication de plages de tolérance ou de régions de confiance.

## II.4. Modélisation des conditions de vent

Pour la réalisation d'une expertise de rendement, les données de vent doivent être reportées avec exactitude sur les sites précis des différentes éoliennes du parc – le cas échéant, à hauteur de moyeu. Cet exercice prend principalement la forme d'une modélisation des conditions de vent à l'aide de modèles numériques sur l'emplacement prévu du parc éolien. Pour le report spatial des données de vent mesurées, on utilise des **modèles à micro-échelle**. Aujourd'hui, les développeurs éoliens utilisent principalement des modèles linéaires (Wind Atlas Analysis and Application Program – WAsP) ou CFD (**Computational Fluid Dynamics**), tels que **RANS (Reynolds-Averaged Navier-Stokes)**. Le choix du modèle approprié est effectué en premier lieu sur la base de la structure des données d'entrée, ainsi qu'en fonction de la complexité du terrain [[12]].

La grandeur d'entrée la plus importante pour le modèle est la **topographie du site** et de ses environs qui détermine la déviation ou l'atténuation du vent. Outre l'orographie, elle comprend la rugosité de la surface du terrain ou de la végétation, ainsi que d'autres obstacles au flux éventuels (grands bâtiments, par exemple) [[20]]. Des effets de flux sont simulés en s'appuyant sur l'orographie et la rugosité de surface, permettant une modélisation du champ de vent sur toute l'étendue du parc éolien. Il est ainsi possible d'estimer le **potentiel éolien** disponible pour les différentes éoliennes en plusieurs endroits du parc, par l'entrée des informations obtenues antérieurement et relatives aux conditions de vent sur le site de mesure.

Dans le cas où des données de mesure sont disponibles en différents points du parc éolien prévu, une validation du modèle est recommandée [[20]].

## II.5. Calcul des rendements et des facteurs de perte énergétique

Le **rendement énergétique brut** annuel est déterminé sur la base de comparaison de vitesses de vent mesurées avec des données historiques de longue durée, ainsi que des courbes de puissance avec correction de la densité de l'air. Cette valeur présente le rendement énergétique théoriquement prévisible des éoliennes dans l'hypothèse d'une exploitation qui ne produit aucune perte. Les pertes se produisant durant l'exploitation du parc éolien sont déduites du rendement brut afin de déterminer le rendement net (AEP).

Par ailleurs, les parcs éoliens comprenant plus d'une éolienne créent un effet d'**ombrage aérodynamique**. Les pertes engendrées dépendent de la taille du parc éolien, ainsi que du positionnement spatial des éoliennes les unes par rapport aux autres ; en général, elles représentent entre 3 et 15 % [[5]]. Elles sont particulièrement importantes lorsque les éoliennes sont disposées les unes derrière les autres à une distance inférieure à dix fois leur diamètre. Les éoliennes doivent être installées pour garantir un écoulement aussi fluide que possible pour la majorité d'entre elles. C'est en particulier pour cette raison que la mesure de la direction du vent est importante.

Le risque d'ombrage par des parcs éoliens voisins – qu'ils soient déjà existants ou simplement prévus – doit également être pris en compte dans le calcul du rendement [[12]]. Des **défaillances techniques ou des travaux de maintenance** sur les éoliennes peuvent les rendre inopérables ; les pertes estimées liées s'élèvent à 3 % environ



du rendement. L'infrastructure du réseau électrique est aussi sujette à des perturbations ou à des pannes dans le cadre de l'exploitation, engendrant des indisponibilités ponctuelles. En Europe centrale, ces pertes peuvent être considérées comme négligeables, même si elles peuvent être problématiques dans de nombreuses régions.

Outre la disponibilité technique, les **exigences réglementaires relatives à une réduction de puissance temporaire** pour réduire les émissions sonores ou la projection d'ombre périodique, ou encore les mesures pour la protection des chauves-souris ou d'autres espèces menacées représentent une limitation importante de l'exploitation des éoliennes [[12, 7]]. Le volume de ces pertes est estimé à partir du calendrier indiqué dans le permis de construire.

Des **pertes électriques** importantes se produisent entre les raccordements basse tension de l'éolienne et le point de raccordement au réseau. En outre, les pertes des consommateurs électriques (transformateurs, par exemple) doivent être prises en compte [[12]]. Au total, les pertes électriques typiques s'élèvent donc à environ 2 à 3 % [[5]].

Parmi les facteurs de pertes des éoliennes figurent les **conditions environnementales** comme le gel ou l'encrassement des pales du rotor qui entraînent une baisse du rendement énergétique : ces aléas réduisent la performance aérodynamique des éoliennes – tout comme la dégradation de la surface des pales du rotor après une longue exploitation. En outre, la croissance éventuelle d'arbres à proximité des éoliennes doit également être prise en compte, dans la mesure où ils représentent des obstacles au flux en freinant fortement les vents au niveau du sol, ce qui impacte également les conditions de vent à hauteur de rotor.

Seule la prise en compte de l'ensemble des facteurs de perte permet une estimation précise de la production énergétique annuelle prévisible des éoliennes ou du parc éolien (AEP, voir l'Introduction).

Prise isolément, la valeur de l'AEP obtenue par ce moyen présente néanmoins une utilité limitée. La marge d'erreur associée au calcul de cette valeur est essentielle à prendre en compte pour l'estimation des risques lors de la planification du projet.

### III. Précision des expertises

On constate généralement des écarts entre l'AEP estimée et les rendements réels. Outre la valeur de rendement de l'AEP, une évaluation de la précision de cette valeur se révèle par conséquent nécessaire.

La « précision » est une mesure qui qualifie à la fois de la justesse et la précision. La justesse est élevée lorsqu'aucune erreur systématique ne se produit ; la précision est élevée lorsque la dispersion des résultats est faible. Dans les expertises de vent, la largeur de la dispersion (précision) est décrite par la marge d'erreur.

Si les différentes marges d'erreur se compensent statistiquement en moyenne sur un grand nombre d'expertises de vent, ce n'est néanmoins pas le cas lors d'erreurs systématiques.

Le chapitre suivant comporte à titre d'exemple une présentation des erreurs systématiques et des incertitudes liées aux expertises de vent qui représentent la principale cause de l'écart entre les rendements anticipés et les rendements réels.

#### III.1. Erreurs systématiques

Lors de la détermination du potentiel éolien, il est important qu'aucune erreur systématique ne doit se produire ; le cas échéant, ces erreurs doivent être corrigées.

Un exemple d'erreur systématique qui peut et doit être corrigée ou minimisée est l'erreur de mesure lidar sur terrain complexe. Une telle correction s'accompagne d'une incertitude supplémentaire dans la mesure où elle représente elle-même une source d'erreur. Par conséquent, la directive FGW-TR6 Rev. 9 prévoit que la moitié de la valeur de correction doit être définie comme incertitude [[12]].

Par ailleurs, il faut également prendre en compte les pertes liées aux défaillances techniques qui se traduisent sans exception par des pertes de rendement et entraînent une sous-estimation des rendements prévisibles. Dans la pratique, ceci n'est pas toujours immédiatement possible puisque les exigences définies par le permis de construire



ne sont pas encore connues lors de la réalisation de l'expertise (comme les mises à l'arrêt dues à des raisons liées à la protection des espèces).

Les erreurs systématiques peuvent avoir des conséquences particulièrement négatives lorsqu'elles n'ont pas été identifiées ; il est alors impossible de les corriger.

## III.2. Incertitudes

Les « incertitudes » sont une mesure qui qualifie la fiabilité des valeurs (mesurées) individuelles ; elles représentent la probabilité d'écart entre la valeur anticipée et une valeur supérieure ou inférieure. L'analyse d'incertitude revêt par conséquent une grande importance dans le cadre d'une expertise du rendement. Le calcul du rendement énergétique moyen n'a de pertinence que lorsqu'il est associé à une incertitude connue. Sur la moyenne à long terme, les incertitudes fondées sur des écarts aléatoires par rapport à la valeur moyenne se compensent statistiquement. Ceci réduit le risque de surestimations et de sous-estimations notables des ressources éoliennes ou du rendement énergétique.

Les sources d'erreurs et d'incertitudes possibles pouvant apparaître dans les différentes parties d'une expertise du rendement ont déjà été évoquées dans les sections précédentes. Dans le cadre d'une « analyse d'incertitude », ces sources doivent être quantifiées et prises en compte sous la forme d'une incertitude globale du rendement énergétique. L'estimation des différentes incertitudes est souvent difficile et nécessite une certaine expérience.

**L'incertitude globale du rendement représente une zone de probabilité autour de la valeur attendue de l'AEP.** Une valeur de rendement qui sera atteinte avec une certaine probabilité (en général de 75 % ou de 90 %) peut être déterminée à l'aide de « **probabilités de dépassement** ». Ces probabilités de dépassement sont essentielles pour fournir une estimation du risque financier du projet. En effet, la preuve établie d'un risque faible permet d'assurer des ratios d'endettement plus élevés et des taux d'intérêt plus faibles pour les capitaux étrangers.

En vue du calcul de l'incertitude totale, les différentes incertitudes sont fréquemment considérées comme étant normalement distribuées et indépendantes ([12]). Sur la base de cette hypothèse, l'incertitude totale  $\sigma_{ges}$  de l'expertise de rendement est obtenue par la racine carrée de la somme des carrés des différentes incertitudes  $\sigma_i$  ([13]) :

$$\sigma_{ges} = \sqrt{\sigma_1^2 + \sigma_2^2 + \sigma_3^2 + \dots}$$

Il faut noter ici que l'incertitude individuelle la plus élevée est prépondérante pour l'incertitude totale. Le tableau 2 présente des valeurs typiques de différentes incertitudes pour déterminer la vitesse du vent à hauteur de moyeu sur les sites éoliens, avec correction longue durée. Les différentes incertitudes dépendant fortement de certains paramètres (type d'appareil utilisé, par exemple), une plage est indiquée pour chacune d'entre elles ainsi que les grandeurs d'influence les plus importantes pour la source d'incertitude considérée. Toutefois, des incertitudes beaucoup plus élevées peuvent apparaître en fonction du site considéré.





	Incertitude	Importantes grandeurs d'influence pour l'incertitude considérée
Mesure avec mât (anémomètres à coupelles)	1,0 – 2,5 %	Type de capteur, conditions de vent, pose des capteurs, calibrage, classification, complexité du flux de vent ( turbulences, vents verticaux, ...)
Extrapolation verticale	1,1 – 6,3 %	Hauteur et méthodologie d'extrapolation, durée de mesure, orographie
Lidar	1 - 5 %	Type d'appareil, orographie, vérification, classification, orientation
Corrélation de longue durée	1,6 – 4,0 %	Sources de données de longue durée, représentativité des données, qualité de la corrélation des données de longue durée et des données de site
Modélisation de champ de vent horizontale	2 – 10 %	Modèle utilisé, qualité des données d'entrée, distance de la modélisation, complexité du flux de vent (en raison de la complexité du terrain, de la végétation, d'effets thermiques, par exemple)

**Tableau 2 :** Ordre de grandeur des incertitudes les plus importantes lors de la détermination de la vitesse du vent avec correction de longue durée et à hauteur de moyeu sur les sites éoliens (d'après [5]).

Les différentes incertitudes intervenant dans la détermination de la vitesse du vent à hauteur de moyeu doivent être converties en incertitudes dans la détermination du rendement énergétique annuel prévisible. Le **facteur AEP** requis ici et par lequel l'incertitude de vitesse du vent est multipliée pour cette conversion, dépend de différentes grandeurs d'influence telles que les conditions de vent sur le site et le type d'éoliennes [[5]] ; dans la majorité des cas, l'expérience montre que ce facteur se situe entre 1,5 et 2,5.

Outre les valeurs représentées dans le tableau 2, les incertitudes des pertes énergétiques ainsi que celles de la courbe de puissance utilisée entrent également en jeu. Ces incertitudes se rapportent directement à la puissance électrique produite par les éoliennes et ne nécessitent pas par conséquent de conversion à l'aide du facteur AEP. Les incertitudes concernant l'estimation de la perte énergétique dépendent fortement des différents facteurs liés aux pertes énergétiques (voir au point II.4) ; souvent, ils ne sont pas encore connues lors de la phase de conception du projet de parc éolien, rendant ainsi leur intégration à l'analyse de l'incertitude plus difficile.

La **courbe de puissance** est un facteur d'incertitude important. Rapportée au rendement [[29]], son pourcentage d'incertitude se situe entre 6 et 8 % ; dans le cas d'une mesure précise, des valeurs plus faibles peuvent également être obtenues. Cette incertitude est due avant tout au fait que la puissance d'une éolienne ne dépend pas uniquement de la vitesse du vent, mais également du cisaillement du vent et de l'intensité de la turbulence (et donc notamment de grandeurs spécifiques au site) [[1]]. Les courbes de puissance sont mesurées habituellement en terrain plat, avec peu d'obstacles et une rugosité de paysage faible à proximité des côtes. L'intensité de la turbulence et le cisaillement du vent y sont en général plus faibles. Les conditions de vent sur le site du parc éolien sont souvent beaucoup plus complexes.

En principe, il est possible de vérifier la courbe de puissance sur le site après construction des éoliennes en comparant les mesures du vent avec des données de rendement. Sur un terrain complexe, cet exercice réclame un calibrage du site préalable à la construction des éoliennes [[13]].

En général, la vérification de la courbe de puissance est effectuée uniquement au cours de la première année suivant la mise en service du parc [[1]]. La réduction de la puissance au cours des années d'exploitation due aux processus de vieillissement (dégradation de la surface des pales du rotor, par exemple), n'est donc pas prise en compte. En définitive, s'il n'est pas pris en compte comme perte à l'origine, il se traduit par une surestimation de la production de puissance des éoliennes par rapport aux rendements réels.

Habituellement, l'incertitude absolue liée à l'expertise du rendement sur terrain complexe est plus élevée que sur terrain plat. Sur terrain complexe, outre la courbe de puissance, la modélisation de champ de vent horizontale, la corrélation de longue durée, la mesure des anémomètres à coupelles et les appareils lidar sont sujets à des incertitudes plus importantes. Alors que, sur terrain plat, des incertitudes absolues du rendement énergétique de 10 à 15 % sont courantes, elles peuvent atteindre 15 à 20 % avec une structure topographique complexe.



## IV. Evolutions récentes et perspectives futures

L'évolution fulgurante de la filière éolienne des dernières années a permis un retour d'expérience important, notamment dans le domaine de l'analyse du potentiel éolien. Ce retour d'expérience s'est avéré utile pour réduire les marges d'erreur et les incertitudes.

Dans certains cas, l'erreur d'estimation des rendements est due à une sous-estimation de l'incertitude. Par le passé – notamment en Allemagne –, l'incertitude d'extrapolation de vent horizontale a parfois été sous-estimée ; aucune mesure n'ayant été effectuée sur place par la suite. Ceci a certes eu pour effet de réduire les coûts associés lors de la planification mais également d'augmenter les risques économiques liés à ces projets pour les investisseurs. Pour éviter de reproduire cette situation, des valeurs indicatives pour la représentativité spatiale de données de mesure ont été explicitement définies par les directives MEASNET et FGW-TR6 Rev. 9 (10 km sur terrain plat et 2 km sur terrain complexe [[12, 20]]). Ainsi, des mesures sur le site sont plus fréquemment requises, ce qui a pour effet une amélioration de la base de données initiale.

Le développement technique des instruments de mesure contribue également de façon importante à l'amélioration de la précision des mesures. Des classifications et des exigences de calibrage relatives aux anémomètres à coupelles particulières au secteur éolien ont été développées pour différentes conditions d'écoulement.

Les progrès technologiques des mesures lidar permettent aujourd'hui d'assurer la rentabilité de la mesure de conditions de vent à hauteur de moyeu sur de grandes éoliennes. Ces progrès ont permis de résoudre la plupart des inconvénients liés à la technologie lidar initiale. Pour exemple, des algorithmes de correction de nuages ont été développés pour certains types de lidar, réduisant les imprécisions de mesure de ces appareils lorsque la couverture nuageuse est basse. Un procédé de correction de l'erreur de mesure sur terrain complexe a également été développé : aujourd'hui, il existe des **programmes de simulation de flux** avec modules pour la correction de ces erreurs [[16, 18]] pour estimer et corriger l'erreur de mesure sur terrain modérément complexe. Il y a aujourd'hui un besoin important de nouvelles stratégies exploitant la flexibilité élevée des appareils lidar pour contribuer à réduire l'incertitude totale par des mesures complémentaires en différents emplacements du parc éolien, sur une durée de mesure aussi courte que possible aux coûts les plus faibles possibles.

Les appareils lidar de type récent, avec optique à balayage, permettent de mesurer la zone du champ de vent sur de grandes distances et les parcs éoliens de grande taille [[24]], bien que leur méthode d'utilisation nécessitent encore des recherches approfondies.

A l'avenir, les appareils de mesure à distance remplaceront très probablement les systèmes de mesure avec mât pour les campagnes de mesures de vent à grande hauteur [[9]]. La question reste seulement de savoir à quel moment et dans quelle mesure cette transition aura lieu. Ceci dépendra de l'évolution des coûts et du développement technique des appareils de mesure à distance. De même, la détermination précise de l'intensité de la turbulence, ainsi que la réduction des erreurs de mesure sur terrain complexe doivent encore faire l'objet de recherches approfondies.

Des progrès appréciables ont pu être réalisés dans les domaines de la simulation et de la modélisation. Le recours à des **programmes informatiques modernes de mécanique des fluides numérique** s'appuyant sur RANS (*Reynolds-Averaged Navier-Stokes*) représente un progrès certain par rapport au logiciel WAsP (*Wind Atlas Analysis and Application Programme*), notamment dans les zones boisées ou sur terrain modérément complexe. Cependant, sur terrain très complexe, les incertitudes liées aux simulations du flux restent élevées. Les travaux de recherche s'efforcent par conséquent de façon croissante d'améliorer la simulation de champs de vent turbulents à l'aide de modèles « LES » (*Large Eddy Simulations*). Ces simulations sont nécessitent des temps de calcul très longs et présupposent un degré de connaissances spécialisées élevé. Le projet de recherche NEWA (Neuer Europäischer Windatlas [*Nouvel Atlas des Vents Européen*] [[22]]) utilise notamment des LES.



Dans le domaine des prévisions à long terme, l'accès à de nouveaux **modèles météorologiques** ou au développement de **modèles météorologiques** existants a permis de mettre en place un corpus de données qui présente une cohérence en matière de données d'entrée plus élevée (MERRA 2, COSMO REA 6, atlas des vents anemos [[21]]). Les essais circulaires organisés à l'initiative de l'association professionnelle allemande de l'éolien (*Bundesverband Windenergie – BWE*) illustrent cette évolution de façon exemplaire. En 2008, dans le cadre de ces essais, 25 experts éoliens allemands ont procédé à une corrélation de longue durée des données de six sites fictifs distincts répartis dans toute l'Allemagne ; les résultats des différents participants ont ensuite été comparés [[10]]. Des divergences parfois importantes des prévisions de la valeur de rendement annuel moyenne ont été constatées. Par ailleurs, de grandes différences sont apparues quant à la détermination des incertitudes se produisant.

Cinq ans plus tard, un essai comparatif très semblable a été réalisé avec les mêmes données d'entrée ; cette fois, les écarts moyens des prévisions étaient beaucoup plus faibles qu'en 2008 [[4]]. Cette évolution s'explique avant tout par la disponibilité d'un nombre plus élevé de sources de données de longue durée de très bonne qualité. En 2013, presque tous les participants se sont appuyés sur au moins deux jeux de données de longue durée, alors que cinq ans auparavant, dans la grande majorité des cas, un seul jeu de données de longue durée avait été utilisé.

Les dispositions ou directives relatives aux mesures de vent ou aux expertises de rendement (telles que la directive FGW-TR6, notamment) se sont adaptées à ces évolutions ; elles ont été précisées et complétées dans le cadre de nouvelles révisions [[28]]. Il en est résulté une description plus étendue et plus détaillée des dispositions ayant trait aux expertises éoliennes en Allemagne. Par ailleurs, une différenciation plus précise des pertes d'énergie ainsi d'une définition claire des incertitudes sont désormais exigées. Ceci a permis d'améliorer dans un premier temps la qualité des expertises de vent et donc leur cohérence.

Grâce à l'amélioration de la qualité des données d'entrée par l'utilisation de systèmes de mesure plus efficaces, d'un traitement haut de gamme de ces données à l'aide de logiciels plus performants et de l'application de critères clairement définis, il est désormais possible de constater une amélioration qualitative des expertises de rendement au cours des dernières années. Cette amélioration devrait se poursuivre à l'avenir. Le besoin en développement croît notamment en ce qui concerne l'objectivité et l'uniformité des procédés de détermination des incertitudes liées à ces mesures et estimations.



## V. Bibliographie

- [1] *Albers A.* Critical Limitations of Wind Turbine Power Curve Warranties. Deutsche WindGuard Consulting GmbH. 2012.
- [2] *Ammonit Measurement GmbH.* Windmessung für die Standortanalyse (page Internet). [Mesure de vent pour l'analyse de site] Consulté en mai 2017. <http://www.ammonit.com/de/wind-solar-messsysteme/windmessung>.
- [3] *Bingoel F.* Complex Terrain and Wind Lidars. Risø National Laboratory for Sustainable Energy, Technical University of Denmark. 2010.
- [4] *Breckner K., Dix S.* Ergebnisbericht der Arbeitsgruppe Langzeitbezug des BWE - Windgutachterbeirates. Windgutachter nähern Ergebnisse beim Langzeitbezug einander an. [Rapport du groupe de travail Perspective de longue durée du BWE – Conseil des experts éoliens. Les experts éoliens rapprochent entre eux les résultats de la perspective de longue durée.] 2013.
- [5] *Brower M.* Wind resource assessment. A practical guide to developing a wind project. Hoboken, N.J. : Wiley ; 2012.
- [6] *BWE-Windgutachterbeirat.* Empfehlungen zur Bewertung und Anwendung von Windpotenzialkarten. [Recommandations pour l'évaluation et l'utilisation de cartes de potentiels éoliens.] 2014.
- [7] *Callies D.* Analyse des Potenzials der Onshore-Windenergie in Deutschland unter Berücksichtigung von technischen und planerischen Randbedingungen. [Analyse du potentiel de l'éolien terrestre en Allemagne, en tenant compte des contraintes techniques et liées à la planification.] Thèse soutenue à l'université de Cassel. 2014.
- [8] *Dahlberg J.-A., Pedersen T. F., Busche P.* ACCUWIND - Methods for classification of cup anemometers. Roskilde : Risø National Laboratory ; 2006.
- [9] *Emeis S.* Wind Energy Meteorology. Atmospheric Physics for Wind Power Generation. Berlin, Heidelberg : Springer ; 2013.
- [10] *Fiedler S., Krebs H., Müller S., Theunert S.* Ringvergleich Windgutachten des BWE-Windgutachterbeirates - Ablauf und Ergebnisse [Comparaison circulaire d'expertises éoliennes du conseil des experts éoliens du BWE – Déroulement et résultats] ; 17.12.2015.
- [11] *Foken T.* Angewandte Meteorologie. Mikrometeorologische Methoden [Météorologie appliquée. Méthodes micrométéorologiques], 3<sup>e</sup> édition, Berlin, Heidelberg : Springer Spektrum ; 2016.
- [12] *Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien e. V. (FGW).* Technische Richtlinie für Windenergieanlagen (TR6). Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen. 2014. [Directive technique pour les éoliennes (TR6). Détermination du potentiel éolien et des rendements énergétiques.]
- [13] *International Electrotechnical Commission.* IEC 61400-12-1 - Wind turbines - Part 12-1 : Power performance measurements of electricity producing wind turbines. 2013.
- [14] Site Internet de la société ENERCON GmbH. Consulté le 26 mai 2017. <http://www.enercon.de/produkte/ep-3/e-115/>.
- [15] Site Internet de la Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energien FGW e.V. Consulté le 17 juillet 2017. <http://www.wind-fgw.de/produkt/bestimmung-von-windpotenzial-und-energieertraegen/>.
- [16] *Klaas T., Pauscher L., Callies D.* LiDAR-mast deviations in complex terrain and their simulation using CFD. Meteorologische Zeitschrift. 2015 ; 24 : 591–603.
- [17] *Lackner M., Rogers A., Manwell J.* Uncertainty Analysis in Wind Resource Assessment and Wind Energy Production Estimation. 45th AIAA Aerospace Sciences Meeting and Exhibit.
- [18] *Leosphere.* Leosphere's FCR technology validated by DTU for greater LiDAR wind measurement accuracy in complex terrain. (Communiqué de presse de Leosphere du 1<sup>er</sup> juillet 2014).
- [19] *Lindelöw-Marsden P.* UpWind D1. Uncertainties in wind assessment with LIDAR ; 2009.
- [20] *MEASNET Site Assessment Expert Group, Coordinator: Martin Strack.* MEASNET Site Assessment Procedure V2.0.



- [21] *Mengelkamp H.-T.* Windenergie an Land - Erarbeitung einer Roadmap zur Erstellung eines Windatlanten. [L'éolien terrestre – Établissement d'une feuille de route pour la réalisation d'un atlas des vents.] Disponible en ligne à : [http://archiv.windenergetage.de/WT25/25WT0911\\_F15\\_1220\\_anemos.pdf](http://archiv.windenergetage.de/WT25/25WT0911_F15_1220_anemos.pdf).
- [22] *New European Wind Atlas* (page Internet). Consulté en juin 2017. <http://www.neweuropeanwindatlas.eu/>.
- [23] *Nicole Weinhold.* Rapport sur la 8<sup>e</sup> journée du secteur éolien en Rhénanie-du-Nord-Westphalie ; consultable en ligne à <http://www.erneuerbareenergien.de/ueber-chancen-schlupfwinkel-und-gefahren-im-eeg-2016/150/434/96030/>.
- [24] *Pauscher L., Vasiljevic N., Callies D., Lea G., Mann J., Klaas T., Hieronimus J., Gottschall J., Schwesig A., Kühn M., Courtney M.* An Inter-Comparison Study of Multi- and DBS Lidar Measurements in Complex Terrain. Remote Sensing. 2016 ; 8 : 782.
- [25] *Pena A. e. a.* Remote Sensing for Wind Energy. DTU Wind Energy Report ; 11.07.2015.
- [26] *Rohrig, K. Prof. Dr. (Hrsg.) Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES).* Windenergie Report Deutschland 2016. [Rapport éolien Allemagne 2016.] 2017.
- [27] *Schneemann J., Trabucchi D., Trujillo J. J., Kühn M.* Comparing measurements of the horizontal wind speed of a 2D Multi-Lidar and a cup anemometer. Journal of Physics: Conference Series. 2014 ; 555 : 12091.
- [28] *Schwartz H., anemos-jacob GmbH.* Zur Revision 9 der Technischen Richtlinie TR 6 der FGW (Windgutachten). [Au sujet de la révision 9 de la directive technique TR6 de la FGW (expertise éolienne).]
- [29] *Strack M., Winkler W.* Analyse der Unsicherheiten bei der Ertragsberechnung von Windparks. [Analyse des incertitudes lors du calcul du rendement de parcs éoliens.] DEWI Magazin ; Février 2003 : 52-62.
- [30] *Verkaik J. W., Holtslag A. A. M.* Wind profiles, momentum fluxes and roughness lengths at Cabauw revisited. Boundary-Layer Meteorology. 2007 ; 122 : 701-719.
- [31] *Wagner R., Antoniou I., Pedersen S. M., Courtney M. S., Jørgensen H. E.* The influence of the wind speed profile on wind turbine performance measurements. Wind Energy. 2009 ; 12 : 348-362.