

3.5

terrain complexe

terrain entourant le site d'essai présentant des variations significatives de topographie et des obstacles de terrain pouvant produire une distorsion de l'écoulement

3.6

ensemble de données

collection de données échantillonnées pendant une période contiguë

3.7

documentation

toute information concernant l'essai, conservée dans des fichiers et/ou des données, mais pouvant ne pas être nécessairement présentée dans le rapport final

3.8

courbe de puissance extrapolée

extension de la courbe de puissance mesurée en estimant la puissance de sortie depuis la vitesse maximale mesurée du vent jusqu'à la vitesse du vent à la coupure

3.9

distorsion de l'écoulement

modification de l'écoulement de l'air provoquée par des obstacles, des variations topographiques, le rotor de la turbine, la nacelle de la turbine ou d'autres éoliennes, produisant un écart significatif de la vitesse mesurée du vent par rapport à la vitesse du vent en écoulement libre

3.10

vitesse du vent en écoulement libre

vitesse horizontale du vent mesurée en amont du rotor de l'aérogénérateur, ne subissant pas l'influence de l'aérodynamique du rotor

3.11

intensité de turbulence

rapport de l'écart-type de la vitesse du vent à la vitesse moyenne du vent, déterminé à partir du même ensemble d'échantillons de données mesurées de la vitesse horizontale du vent et pris pendant une période de temps spécifique

3.12

hauteur du moyeu (éoliennes)

hauteur du centre de la surface balayée du rotor de l'éolienne au-dessus du niveau du sol dans la base de la tour

3.13

modification de configuration de la machine

modification sur la turbine ou intervention dans l'exploitation de la turbine, produisant une modification significative de la performance de puissance de la turbine et ne constituant pas une maintenance normale

EXEMPLE Remplacement de composants matériels, en particulier de la pale du rotor, de la boîte de vitesses ou du générateur; modification ou mise à jour du logiciel de la turbine ou de ses paramètres, lavage des pales non prévu.

3.14

courbe de puissance mesurée

tableau et graphique représentant la puissance nette de sortie mesurée, corrigée et , normalisée d'une éolienne en fonction de la vitesse mesurée du vent en écoulement libre, mesurée selon un mode opératoire de mesure bien défini

3.15**période de mesure**

période pendant laquelle une base de données statistiquement significative a été recueillie pour l'essai de performance de puissance

3.16**secteur de mesure**

secteur de directions du vent à partir duquel des données sont sélectionnées pour la courbe de puissance mesurée ou pendant la détermination de la fonction de transfert de la nacelle

3.17**incertitude de mesure**

paramètre associé au résultat d'une mesure, qui caractérise la dispersion des valeurs pouvant être raisonnablement attribuées au mesurande

3.18**méthode des tranches**

mode opératoire de réduction des données regroupant en intervalles (tranches) les données d'essai pour un certain paramètre. Normalement utilisée pour des tranches de vitesses du vent mais également applicable à d'autres paramètres

Note 1 à l'article: Pour chaque tranche, le nombre d'ensembles de données ou d'échantillons et leur somme sont enregistrés et la valeur moyenne du paramètre de chaque tranche est calculée.

3.19**nacelle**

logement contenant la transmission et d'autres éléments en haut d'un aérogénérateur à axe horizontal

3.20**courbe de puissance de la nacelle (NPC)**

performance de puissance mesurée d'une éolienne, exprimé en puissance de sortie électrique active nette de l'éolienne en fonction de la vitesse du vent en écoulement libre; pour la courbe de puissance de la nacelle, la vitesse du vent en écoulement libre n'est pas mesurée directement mais on mesure plutôt la vitesse du vent à la nacelle et on applique une fonction de transfert de nacelle pour parvenir à la vitesse du vent en écoulement libre

3.21**vitesse du vent à la nacelle**

vitesse horizontale du vent mesurée en haut de la nacelle d'une éolienne ou devant celle-ci

3.22**puissance électrique active nette**

mesure de la puissance de sortie électrique de l'éolienne fournie au réseau électrique

3.23**maintenance normale**

toute intervention effectuée en conformité avec un programme de maintenance régulière définie, indépendant du fait qu'un essai de performance de puissance est effectué, par exemple changement d'huile, lavage des pales (s'il est nécessaire, indépendamment de l'essai de performance de puissance)

3.24**obstacles**

objets faisant obstacle au vent et créant une distorsion de l'écoulement, tels que des bâtiments et des arbres

3.25

angle d'inclinaison

angle entre la corde à un emplacement radial défini d'une pale (généralement 100 % du rayon de la pale) et le plan de rotation du rotor

3.26

coefficient de puissance

rapport de la puissance électrique nette de sortie d'une éolienne à la puissance disponible dans le vent non perturbé sur la surface balayée du rotor

3.27

performance de puissance

mesure de la capacité d'une éolienne à produire de la puissance et de l'énergie électriques

3.28

puissance nominale

quantité de puissance assignée, généralement par un fabricant, pour une condition d'exploitation spécifiée d'un composant, d'un dispositif ou d'un matériel

3.29

rapport

toute information concernant l'essai, consignée dans le rapport final

3.30

longueur de rugosité

hauteur extrapolée à laquelle la vitesse moyenne devient nulle si on suppose que le profil vertical du vent présente une variation logarithmique avec la hauteur

3.31

indice de robustesse

RIX_{xx}

mesure du terrain, l'indice de robustesse est calculé comme le pourcentage des différences d'altitude dans un secteur de direction donné dépassant une différence d'altitude de $xx \times (D+H)$

3.32

calibration du site

mode opératoire quantifiant et réduisant potentiellement les effets du terrain et des obstacles en mesurant la corrélation en fonction de la direction du vent entre la vitesse du vent mesurée sur un mât météorologique de référence et la vitesse du vent mesurée dans la position de l'éolienne

3.33

incertitude-type

incertitude du résultat d'une mesure exprimée sous la forme d'un écart-type

3.34

surface balayée

pour une turbine à axe horizontal, surface projetée du rotor mobile sur un plan normal par rapport à l'axe de rotation; pour des rotors à balancier, il convient de faire l'hypothèse que le rotor reste normal par rapport à l'arbre à faible vitesse

3.35

site d'essai

emplacement de l'éolienne à l'essai et son environnement

3.36**turbine en ligne**

état de l'éolienne en fonctionnement normal, sauf au démarrage ou à la coupure, mais incluant toute exploitation à la vitesse du rotor dans la plage normale d'exploitation où la turbine est brièvement déconnectée du réseau électrique, par exemple pour une commutation entre générateurs, étages du générateur, étoile/triangle ou similaire

3.37**cisaillement du vent**

variations de la vitesse du vent sur un plan perpendiculaire à la direction du vent

4 Symboles et unités

Symbole	Description	Unité
A	surface balayée du rotor de l'éolienne	[m ²]
AEP	production annuelle d'énergie	[Wh]
AEP_m	production annuelle d'énergie mesurée sur la turbine m	[Wh]
AEP_s	Somme de la production annuelle d'énergie	[Wh]
ASL	Altitude au-dessus du niveau de la mer	[m]
B	pression atmosphérique	[Pa]
B_{10min}	moyenne sur 10 minutes de la pression atmosphérique mesurée	[Pa]
C_p	coefficient de puissance	
$C_{p,i}$	coefficient de puissance dans la tranche i	
c	facteur de sensibilité sur un paramètre (différence partielle)	
$c_{B,i}$	facteur de sensibilité de la pression de l'air dans la tranche i	[W/Pa]
$c_{d,i}$	facteur de sensibilité du système d'acquisition de données dans la tranche i	
$c_{k,i}$	facteur de sensibilité de la composante k dans la tranche i	
$c_{l,j}$	facteur de sensibilité de la composante l dans la tranche j	
$c_{m,i}$	facteur de sensibilité de la correction de la masse volumique de l'air dans la tranche i	[W/m ³ kg]
$c_{m,k,i}$	facteur de sensibilité de la composante k dans la tranche i sur la turbine m	
$c_{T,i}$	facteur de sensibilité de la température de l'air dans la tranche i	[W/K]
$c_{V,i}$	facteur de sensibilité de la vitesse du vent dans la tranche i	[W / ms ⁻¹]
D	diamètre du rotor	[m]
D_e	diamètre équivalent du rotor	[m]
D_n	diamètre du rotor de l'éolienne voisine en exploitation	[m]
D_r	diamètre pales-rotor	[m]
Δz_i	Distance verticale entre des points d'élévation adjacents	[m]
<i>elevation</i>	élévation au-dessus du niveau de la mer	[m]
$F(V)$	fonction de distribution de probabilité cumulative de Rayleigh pour la vitesse du vent	
H	hauteur du moyeu de l'éolienne	[m]
h	hauteur d'un obstacle moins un déplacement nul	[m]
K	constante de von Karman, 0,4	

Symbole	Description	Unité
NT	nombre de turbines	
L	distance entre la turbine et le mât permanent (2,5D) en termes de diamètres de rotor	
Le	distance entre l'éolienne ou le mât météorologique et un obstacle	[m]
Ln	distance effective avec une éolienne voisine en exploitation ou entre le mât météorologique et une éolienne voisine en exploitation	[m]
Lh	hauteur effective entre deux obstacles	[m]
Lw	distance entre l'éolienne ou le mât météorologique et une éolienne voisine en exploitation	[m]
M	nombre de composantes d'incertitude de chaque tranche	
MA	nombre de composantes d'incertitude de catégorie A	
MB	nombre de composantes d'incertitude de catégorie B	
N	nombre de tranches	
Nh	nombre d'heures dans une année ≈ 8760	
N_i	nombre d'ensembles de données de 10 minutes dans la tranche i de l'éolienne	
N_j	nombre d'ensembles de données de 10 minutes dans la tranche j de direction du vent	
N_m	nombre de tranches sur la turbine m	
N_n	nombre de tranches sur la turbine n	
N	nombre d'échantillons dans un intervalle d'échantillonnage	
n_{Test}	nombre de turbines soumises à essai	
n	exposant du profil de vitesse ($n = 0,14$)	
NPC	courbe de puissance de la nacelle	
NTF	fonction de transfert de la nacelle	
P_i	puissance de sortie normalisée et moyennée dans la tranche i	[W]
P_0	porosité d'un obstacle (0: plein, 1: pas d'obstacle)	
P_n	puissance de sortie normalisée	[W]
$P_{n,i,j}$	puissance de sortie normalisée de l'ensemble de données j dans la tranche i	[W]
P_{10min}	moyenne sur 10 minutes de la puissance mesurée	[W]
P_w	pression de vapeur d'eau	[Pa]
R	distance jusqu'au centre du pylône	[m]
R_0	constante des gaz parfaits ($= 287,05$)	[J/(kg \times K)]
R_w	constante de gaz de la vapeur d'eau ($= 461,5$)	[J/(kg \times K)]
RIX_{20}	pourcentage des pentes calculées dans un secteur de direction donné dépassant 20 %	
$S_{sc,i}$	écart-type des rapports de vitesse du vent dans la tranche i	
S	composante d'incertitude de catégorie A	[W]
$S_{AEP,k}$	incertitude sur la production annuelle d'énergie de la composante k de catégorie A	[W]

Symbole	Description	Unité
$s_{AEP,m,k}$	incertitude sur la production annuelle d'énergie de la composante k de catégorie A sur la turbine m	[W]
$s_{k,i}$	incertitude-type de catégorie A de la composante k dans la tranche i	[W]
s_i	incertitudes composées de catégorie A dans la tranche i	[W]
$s_{P,i}$	incertitude-type de catégorie A sur la puissance dans la tranche i	[W]
$s_{\alpha,j}$	incertitude-type de catégorie A sur les rapports de vitesse du vent dans la tranche j	[W]
se_{AEP}	erreur-type de la production annuelle d'énergie moyenne de l'échantillon	[Wh]
$slope_i$	pente entre des points d'élévation adjacents	[°]
T	température absolue	[K]
TI	intensité de turbulence	
T_{10min}	moyenne sur 10 minutes de la température absolue mesurée de l'air	[K]
T	temps	[s]
U	composante horizontale de la vitesse du vent	[m/s]
U	composante d'incertitude de catégorie B	
u_{AEP}	incertitude-type composée sur la production annuelle d'énergie estimée	[Wh]
$u_{AEP,AVG}$	incertitude sur la production annuelle d'énergie moyenne	[Wh]
$u_{AEP,k}$	incertitude de catégorie B sur la production annuelle d'énergie de la composante k	[Wh]
$u_{AEP,m,k}$	incertitude de catégorie B sur la production annuelle d'énergie de la composante k sur la turbine m	[Wh]
$u_{AEP,RATIO}$	incertitude relative sur la production annuelle d'énergie	[Wh]
u_{ano_class}	incertitude associée à la classe d'anémomètre	[m/s]
$u_{B,i}$	incertitude-type de catégorie B sur la pression d'air dans la tranche i	[Pa]
$u_{c,i}$	incertitude-type composée sur la puissance dans la tranche i	[W]
u_{FS}	composante d'incertitude sur la vitesse du vent en écoulement libre	[m/s]
u_i	incertitudes composées de catégorie B dans la tranche i	
$u_{k,i}$	incertitude-type de catégorie B de la composante k dans la tranche i	
$u_{m,k,i}$	incertitude-type de catégorie B de la composante k dans la tranche i sur la turbine m	
$u_{l,j}$	incertitude-type de la composante l dans la tranche j	[W]
$u_{m,i}$	incertitude-type de catégorie B sur la correction de masse volumique de l'air dans la tranche i	[kg/m ³]
u_N	composante d'incertitude sur la vitesse du vent à la nacelle	[m/s]
$u_{NTFM,i}$	prévision approximative de l'amplitude de la variation des résultats d'une fonction de transfert de la nacelle (fonction de transfert de la nacelle) mesurée à différents moments de l'année en utilisant le même matériel	[W] [m/s]

Symbole	Description	Unité
$u_{\text{wind farm_AEP}}$	incertitude totale sur la production annuelle d'énergie du parc éolien	[Wh]
$u_{P,i}$	incertitude-type de catégorie B sur la puissance dans la tranche i	[W]
$u_{\text{sc},i,j}$	Composante d'incertitude sur la calibration du site dans la tranche i de vitesse du vent et la tranche j de direction du vent	[W]
$u_{V,i}$	incertitude-type de catégorie B sur la vitesse du vent dans la tranche i	[m/s]
u_{WD}	Incertitude sur la direction du vent	[°]
$u_{\text{WD,SENSOR}}$	incertitude sur la direction du vent mesurée à la nacelle	[°]
u_{YAW}	composante de lacet de l'incertitude sur la direction du vent	[°]
$u_{T,i}$	incertitude-type de catégorie B sur la température de l'air dans la tranche i	[K]
$u_{\alpha,i,j}$	Composante de l'incertitude-type sur la calibration du site dans la tranche i de vitesse du vent et la tranche j de direction du vent	[m/s]
$u_{c,m,i}$	Composante de l'incertitude sur la puissance dans la tranche i sur la turbine m	[W]
V	vitesse du vent	[m/s]
V_{ave}	moyenne annuelle de la vitesse du vent à la hauteur du moyeu	[m/s]
V_{free}	vitesse du vent mesurée à la nacelle, corrigée de la fonction de transfert de la nacelle (vitesse libre)	[m/s]
V_i	vitesse du vent normalisée et moyennée dans la tranche i	[m/s]
V_n	vitesse normalisée du vent	[m/s]
$V_{n,i,j}$	vitesse normalisée du vent de l'ensemble de données j dans la tranche i	[m/s]
$V_{\text{met},i}$	moyennes des tranches de vitesses du vent sur le mât dans la tranche i , vitesse du vent déterminée avec l'anémomètre de la nacelle	[m/s]
V_{nacelle}	valeur mesurée de l'anémomètre de la nacelle pour laquelle on souhaite estimer la vitesse du vent en écoulement libre	[m/s]
$V_{\text{nacelle},i}$	valeur moyenne de tranche de l'anémomètre pour la tranche i	[m/s]
$V_{10\text{min}}$	moyenne sur 10 minutes de la vitesse du vent mesurée	[m/s]
v_P	vitesse du vent évaluée d'après la puissance de sortie	[m/s]
x	distance en aval d'un obstacle jusqu'au mât météorologique ou à l'éolienne	[m]
Z	hauteur au-dessus du sol	[m]
z_0	longueur de rugosité	[m]
α	secteur perturbé	[°]
α_j	rapport des vitesses du vent dans la tranche j de direction du vent (position de l'éolienne par rapport à la position du mât météorologique)	
ΔU_z	influence d'un obstacle sur la différence de vitesse du vent	[m/s]
ρ	coefficient de corrélation	

Symbole	Description	Unité
$\rho_{k,l,i,j}$	coefficient de corrélation entre la composante d'incertitude k dans la tranche i et la composante d'incertitude l dans la tranche j	
$\rho_{k,m,n}$	coefficient de corrélation entre la turbine m et la turbine n pour la composante k	
$\rho_{k,m,i,l,j,n}$	coefficient de corrélation entre la composante d'incertitude k dans la tranche i sur la turbine m et la composante d'incertitude l dans la tranche j sur la turbine n	
ρ_0	masse volumique de référence de l'air	[kg/m ³]
$\rho_{10\text{min}}$	moyenne sur 10 minutes de la masse volumique de l'air dérivée	[kg/m ³]
$\rho_{\text{ubi},m,n}$	coefficient de corrélation de pression	
$\rho_{\text{umi},m,n}$	coefficient de corrélation de méthode	
$\rho_{\text{upi},m,n}$	coefficient de corrélation de puissance électrique	
$\rho_{\text{sp},m,n}$	coefficient de corrélation statistique	
$\rho_{\text{uti},m,n}$	coefficient de corrélation de température	
$\rho_{\text{uvi},m,n}$	coefficient de corrélation de vitesse du vent	
$\sigma_{P,i}$	écart-type des données de puissance normalisées dans la tranche i	[W]
$\sigma_{10\text{min}}$	'Ecart-type sur le paramètre moyenné sur 10 minutes	
$\sigma_u/\sigma_v/\sigma_w$	écarts-types des vitesses de vent longitudinal/transversal/vertical	[m/s]
Φ	humidité relative (plage de 0 à 1)	
Ω	vitesse angulaire	[s ⁻¹]

5 Vue d'ensemble de la méthode d'essai

Cette méthode de mesure de performance de puissance par «anémométrie de nacelle» est similaire à la méthode normale décrite dans la CEI 61400-12-1:2005 en ce que des données sont obtenues pour caractériser une courbe de puissance de l'éolienne, c'est-à-dire la puissance en fonction de la vitesse du vent en écoulement libre. Dans les deux méthodes, la vitesse du vent en écoulement libre est la composante horizontale du vent non perturbé qui existerait dans la position du centre du rotor de la turbine si la turbine n'était pas présente pour faire obstacle au vent. Dans la méthode de la CEI 61400-12-1:2005, un anémomètre est placé sur un mât météorologique à une distance de la turbine comprise entre 2 et 4 fois le diamètre du rotor. En terrain plat, cette position fournit une estimation relativement bonne de la vitesse du vent telle qu'elle serait au niveau de la turbine si la turbine n'était pas présente. En terrain complexe, un étalonnage du site corrige la distorsion de vitesse du vent entre le mât météorologique et la position au centre du rotor de la turbine.

Dans cette méthode par «anémométrie de nacelle», le vent est mesuré en utilisant un anémomètre monté sur la nacelle de la turbine ou devant celle-ci. Cette position est relativement proche du centre du rotor de la turbine, de sorte que le terrain et les obstacles environnants sont moins susceptibles de déformer le vent entre les positions de mesure désirée et réelle. Toutefois, le rotor et la nacelle de la turbine déforment le vent d'une manière significative. Il est donc nécessaire de quantifier cette distorsion et d'en tenir compte dans le mode opératoire d'essai. Cette méthode décrit cette distorsion en termes de Fonction de transfert de la nacelle (NTF), obtenue expérimentalement comme décrit à l'Annexe D et définit également des critères permettant de déterminer si une fonction de transfert est valable pour une certaine turbine.

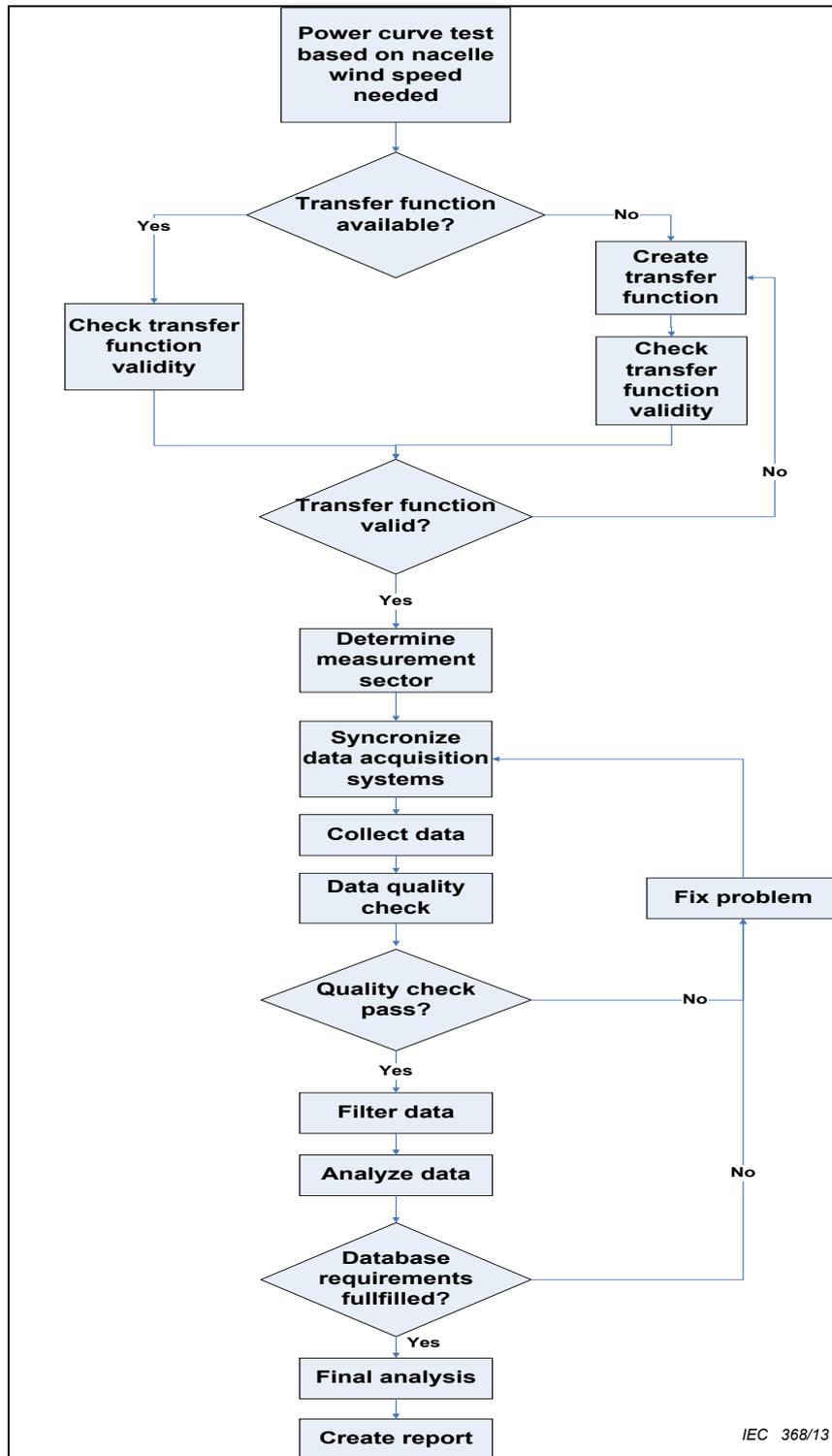
Lorsque la fonction de transfert est obtenue, la méthode par «anémométrie de nacelle» pour déterminer une courbe de puissance (la courbe de puissance de la nacelle) est similaire à la méthode de la CEI 61400-12-1:2005. Dans ce document, cette partie de la méthode est appelée «Essai de performance». Des données similaires à celles qui sont requises par l'essai de la CEI 61400-12-1:2005 sont obtenues sur la vitesse du vent (vitesses du vent basées sur la nacelle plutôt que vitesses du vent sur une tour météorologique), la direction du vent (par l'orientation de la turbine et d'une girouette plutôt que l'utilisation d'une girouette sur un pylône météorologique), la puissance électrique, la température de l'air, la pression de l'air et d'autres conditions. La fonction de transfert est appliquée à la vitesse du vent mesurée d'une manière analogue à celle qui est utilisée pour les corrections de calibration du site. Des données valables sont choisies et classées par tranche et la courbe de puissance de la nacelle est présentée au moyen de formats tabulaires et graphiques. La production annuelle d'énergie et les incertitudes de mesure sont déterminées et consignées.

Les points suivants doivent être notés comme il convient lorsqu'on utilise la méthode décrite dans la présente norme. La définition de la courbe de puissance résultante n'est pas identique à celle de la CEI 61400-12-1:2005, car la fonction de transfert ne peut être déterminée et appliquée que lorsque le rotor extrait de l'énergie du vent (c'est-à-dire, la turbine en ligne). En conséquence, la courbe de puissance déterminée conformément à la présente norme n'envisage pas des cas pendant lesquels l'éolienne n'est pas en ligne alors qu'elle est disponible (démarrage, arrêt pour contrôle interne, effets d'hystérésis, etc.). À cet égard, la courbe de puissance est similaire à la courbe de puissance B de la CEI 61400-12-1:2005 sans coïncider avec celle-ci. Dans les cas extrêmes, la puissance moyenne de sortie donnée par la courbe de puissance déterminée selon la présente norme peut être significativement plus grande et la production annuelle d'énergie surestimée, par rapport à la CEI 61400-12-1:2005.

De plus, cette méthode est basée sur l'hypothèse selon laquelle les effets du terrain peuvent être séparés des effets du rotor, c'est-à-dire que les effets du terrain sont pris en compte lors de l'étalonnage du site, tandis que les effets du rotor sont pris en compte dans la fonction de transfert. L'hypothèse selon laquelle tous les effets du terrain sont pris en compte lors de l'étalonnage du site est également sous-jacent dans la CEI 61400-12-1:2005. Toutefois, la validité de cette hypothèse a une plus grande influence sur la méthodologie de la CEI 61400-12-2. Pour cette raison, les contributions d'incertitude supplémentaires dues aux effets du terrain sont prises en compte. Cette méthode est finalement basée sur l'hypothèse selon laquelle la fonction de transfert et la courbe de puissance résultante ne dépendent pas de la saison. Il existe suffisamment de preuves pour douter de cette hypothèse. L'évaluation de l'incertitude représente donc la dépendance par rapport à la saison. Il est recommandé à l'utilisateur de la présente norme d'être informé de ces questions lorsqu'il applique cette norme dans la pratique.

Noter qu'une calibration du site n'est pas appropriée à la mesure d'une courbe de puissance de nacelle. Toutefois, une calibration de site peut être requise pour déterminer la fonction de transfert de la nacelle.

Une représentation graphique de la méthode d'essai de la courbe de puissance globale de la nacelle peut être consultée à la Figure 1 et de plus amples détails peuvent être consultés à l'Annexe L.



Légende

Anglais	Français
Power curve test based on nacelle wind speed needed	Essai de courbe de puissance basé sur la vitesse du vent à la nacelle nécessaire
Transfer function available?	Fonction de transfert disponible ?
Yes	Oui
No	Non
Check transfer function validity	Contrôle de la validité de la fonction de transfert
Create transfer function	Création de la fonction de transfert

This is a preview. [Click here to purchase the full publication.](#)

Anglais	Français
Check transfer function validity	Contrôle de la validité de la fonction de transfert
Transfer function valid?	Fonction de transfert valide ?
Yes	Oui
No	Non
Determine measurement sector	Détermination du secteur de mesure
Synchronize data acquisition systems	Synchronisation des systèmes d'acquisition de données
Collect data	Collecte des données
Data quality check	Contrôle de la qualité des données
Fix problem	Traitement du problème
Quality check pass?	Contrôle de la qualité réussi ?
Yes	Oui
No	Non
Filter data	Filtrage des données
Analyze data	Analyse des données
Database requirements fulfilled?	Exigences de la base de données satisfaites ?
Yes	Oui
No	Non
Final analysis	Analyse finale
Create report	Création du rapport

Figure 1 – Vue d'ensemble du mode opératoire

6 Préparation de l'essai de performance

6.1 Généralités

Les conditions d'essai spécifiques concernant la mesure de performance de puissance de l'éolienne doivent être bien documentées et consignées, comme détaillé à l'Article 10.

6.2 Eoliennes

Comme détaillé à l'Article 10, l'éolienne doit être évaluée, décrite et consignée pour identifier de manière unique la configuration spécifique de la machine soumise à essai.

La configuration de la turbine a une influence significative sur la courbe de puissance mesurée de la nacelle de l'éolienne. En particulier, les effets de distorsion de l'écoulement au niveau de la nacelle et du rotor font que la vitesse du vent mesurée à la nacelle de la turbine est différente de la vitesse du vent en écoulement libre, bien qu'elles soient corrélées.

Les sources d'influence sur la fonction de transfert de la nacelle de la configuration de la turbine doivent être évaluées pour:

- déterminer la validité d'une fonction de transfert de nacelle définie précédemment (Annexe C);
- déterminer une fonction de transfert de nacelle appropriée (Annexe D); et
- évaluer l'incertitude due à la distorsion de l'écoulement du vent (Annexes E, F et G).

Tous les contrôles de l'Annexe C doivent être réalisés dans le cadre de l'évaluation de l'éolienne.

La configuration de la turbine doit être consignée comme détaillé à l'Article 10.