

Analyse des mesures de vent pour le site du Massif du Gibloux (FR)

Analyse des mesures du vent, modélisation du vent et
estimation de productible à l'emplacement du mât de
mesure

Impressum

Mandant	Direction de l'économie, de l'emploi et de la formation professionnelle de l'Etat de Fribourg
Adresse	Boulevard de Pérolles 25 Case postale 1701 Fribourg
Date	21.08.2026
Version courante	Rapport final
Numéro de projet	mess_wind_fribourg_24
Fichier	expertise_vent_gibloux_final.docx
Créé par	Dr. Jérôme Kopp
Contrôlé par	21.08.2026 Dominik Eggli
Approuvé par	21.08.2026 Sara Koller
Garantie	Meteotest garantit à ses clients une exécution soignée et dans les règles de l'art de son mandat. Toute responsabilité, en particulier pour les dommages causés par le défaut, est exclue dans la me- sure permise par la loi.

Résumé

Le canton de Fribourg a mandaté Meteotest pour effectuer des mesures de vent ainsi qu'une expertise vent et une modélisation CFD pour le site du Massif de Gi-bloux. Une estimation des productibles est effectuée à l'emplacement du mât de mesure.

Une campagne de mesure du vent comprenant les mesures suivantes a été effectuée entre juillet 2025 et août 2026:

- **Mât:** mesures sur un mât de 100 mètres du 24 juillet 2025 au 17 août 2026 (12.5 mois).
- **LiDAR :** Mesures LiDAR effectuées à côté du mât du 10 novembre 2025 au 25 février 2026 (3.5 mois).

Les mesures de la vitesse du vent et la direction du vent effectuées avec un anémomètre à ultrasons 3D au sommet du mât à 100 mètres du sol, ainsi que les profils du vent mesurés avec le LiDAR à côté du mât, sont utilisés pour les calculs de productibles dans la présente expertise.

Après l'application d'un facteur de correction à long terme, les vitesses moyennes du vent issues des mesures à l'emplacement mât sont de :

- **4.42 m/s** à 100 mètres du sol (mesure par anémomètre au sommet du mât)
- **5.29 m/s** à 150 mètres du sol (mesure par anémomètre au sommet du mât extrapolée grâce aux profils LiDAR)

Pour obtenir ces valeurs à long terme, la vitesse du vent mesurée au mât a été corrigée avec le facteur suivant : **+9.2%**. Ce facteur est issu de la comparaison avec des stations de mesures au sol permanentes de MétéoSuisse et avec des données de réanalyse pendant les 10 dernières années.

Ces valeurs à long terme sont proches de celles données par l'Atlas des vents de la Suisse, soit 4.5 m/s à 100 m du sol et 5.1 m/s à 150 m du sol.

La ressource éolienne sur le périmètre du parc est évaluée sur la base d'une simulation CFD (Computational Fluid Dynamics) effectuée avec le logiciel Wind-Sim. Les champs de vents modélisés ont été mis à l'échelle d'après la série temporelle de la vitesse du vent mesurée au sommet du mât à 100 mètres, corrigée à long terme, puis extrapolée à 150 mètres avec les mesures LiDAR.

Les productibles sont calculés pour une éolienne de type Enercon E138 4.26 MW avec moyeux à 100 m et 150 m à l'emplacement du mât de mesure.

Les productibles nets sont estimés en tenant compte uniquement des pertes techniques. Les pertes liées à des facteurs environnementaux et à l'effet de parc ne sont pas considérées ici.

L'incertitude se monte à **9.4%** des productibles estimés pour une hauteur de moyeu à 150 m (8.6% pour une hauteur de moyeu à 100 m). Les productibles, les pertes et l'incertitude sont résumés dans le tableau ci-dessous.

Tableau A Résumé des productibles estimés pour le site du Massif du Gibloux.
La production annuelle d'électricité est abrégée ci-dessous AEP (Annual Energy Production).

Type d'éolienne :	Enercon E138	Enercon E138
Puissance nominale :	4.26 MW	4.26 MW
Nombre d'éoliennes :	1	1
Hauteur de moyeu :	100 m	150 m
Vitesse de vent moyenne au moyeu [m/s]	4.42	5.29
Production d'électricité brute AEP_{brute} [MWh/a]	5'729	8'646
Facteur de capacité moyen [%]	15.4	23.2
Heures à pleine charge en moyenne [h]	1'345	2'030
Pertes : techniques [%]	5	5
Pertes : effets de parc [%]	-	-
Pertes : facteurs environnementaux [%]	-	-
Pertes : totales [%]	5	5
Production d'électricité nette AEP_{P50} [MWh/a]	5'441	8'211
Facteur de capacité moyen [%]	14.6	22.0
Heures à pleine charge en moyenne [h]	1'277	1'927
Production d'électricité nette AEP_{P75} [MWh/a]	5'125	7'691
Facteur de capacité moyen [%]	13.7	20.6
Heures à pleine charge en moyenne [h]	1'203	1'805
Production d'électricité nette AEP_{P90} [MWh/a]	4'841	7'222
Facteur de capacité moyen [%]	13.0	19.3
Heures à pleine charge en moyenne [h]	1'136	1'695

Il convient toutefois de relever que le choix de l'emplacement retenu pour l'installation du mât n'est que partiellement représentatif du potentiel du périmètre éolien dans son ensemble en raison de sa configuration topographique relativement peu favorable. Aucune autorisation n'avait effectivement pu être obtenue pour des sites bénéficiant de meilleure exposition aux vents et n'étant pas situés en forêt ou en lisière de forêt. La modélisation spatiale des vents réalisée sur la base des mesures effectuées (voir cartes présentées à la page 42) permet néanmoins d'identifier, au sein du périmètre, d'autres secteurs présentant des conditions sensiblement plus propices à l'implantation d'éventuelles futures éoliennes.

Index

1	Introduction	7
2	Mesures du vent	8
2.1	Description du site	8
2.2	Emplacements des mesures sur site	10
2.3	Configuration des mesures	13
2.4	Protocole et nettoyage des mesures au mât	14
2.5	Protocole et nettoyage des mesures LiDAR	15
2.6	Disponibilité des mesures au mât	15
2.7	Conformité des mesures de référence selon Measnet	15
2.8	Givrage	16
2.8.1	Givrage des structures	16
2.8.2	Estimation de la fréquence de givrage	17
2.8.3	Fréquence de givrage sur le site	17
2.8.4	Discussion	19
2.8.5	Conclusions	20
3	Résultats des mesures	22
3.1	Mesures au mât	22
3.2	Mesures LiDAR	25
4	Régime des vents à long terme	27
4.1	Corrélation avec les stations météo	27
4.2	Corrélation avec les données de réanalyse	29
4.3	Choix des données de base pour la comparaison à long terme	31
4.4	Correction pour représenter les conditions à long terme	31
5	Extrapolation à hauteur de moyeu	33
6	Modélisation du vent : CFD	38
6.1	Introduction à la modélisation	38
6.2	Données d'entrée pour la modélisation	39
6.3	Domaines modélisés et conditions en bordure de domaine	39
7	Résultat de la modélisation du vent	41
8	Analyse de l'incertitude	43
9	Calculs de productibles	45
9.1	Position	45
9.2	Type d'éolienne	45
9.3	Estimations de productibles	45
10	Analyse de risque	48
11	Classes d'éoliennes	50
11.1	Standard international IEC 61400-1	50
11.2	Classification du site Massif du Gibloux	50

11.2.1	Détermination de v_{ref} d'après les mesures	50
11.2.2	Détermination de I_{ref} d'après les mesures	51
11.2.3	Classification des divers emplacements	52
A	Courbes de puissance.....	54
B	Certificats de calibration des anémomètres	57

1 Introduction

Le canton de Fribourg a mandaté Meteotest pour effectuer des mesures de vent ainsi qu'une expertise vent et une modélisation CFD pour le site du Massif de Gi-bloux.

Selon l'Atlas des vents de la Suisse¹, les vitesses moyennes du vent sur le site à 100 m et 150 m au-dessus du sol sont respectivement de 4.5 m/s et de 5.1 m/s. Ces valeurs sont toutefois des estimations et une mesure locale du vent est nécessaire.

A cet effet, une campagne de mesure par mât et une campagne de mesure par LiDAR ont été réalisées entre juillet 2025 et août 2026.

La présente expertise commence par documenter et analyser ces mesures de vent (chapitres 2 et 3).

Pour l'estimation des conditions éoliennes à long terme sur la zone du projet, les mesures du mât ont ensuite été corrélées avec les données des stations météorologiques permanentes de MétéoSuisse (chapitre 4). La climatologie a été ajustée sur le long terme à l'aide des séries de données présentant la meilleure corrélation.

Sur la base des mesures de profil LiDAR, les mesures de référence au mât sont extrapolées à une hauteur de 150 m au chapitre 5.

Le chapitre 6 présente la modélisation CFD effectuée avec le logiciel WindSim, laquelle a permis de déterminer les ressources éoliennes pour la zone du projet.

Le chapitre 7 expose les résultats de cette modélisation WindSim.

Une analyse détaillée de toutes les incertitudes liées aux paramètres intégrés dans l'expertise est présentée au chapitre 8.

Les calculs de productible présentés au chapitre 9 sont calculés pour une éolienne de type Enercon E138 4.26 MW avec moyeux à 100 m et 150 m à l'emplacement du mât de mesure. Ces prévisions prennent en compte les pertes techniques mais pas les pertes environnementales ni l'effet de parc.

L'analyse de risque au chapitre 10 indique la probabilité avec laquelle un certain rendement énergétique peut être attendu.

Enfin, le chapitre 11 présente les paramètres relatifs à la classification de l'emplacement du mât selon le standard IEC 61400-1.

¹ https://www.uvek-gis.admin.ch/BFE/storymaps/EE_Windatlas/?lang=fr, 2019.

2 Mesures du vent

2.1 Description du site

Le site éolien du Massif de Gibloux se situe entre les districts de la Glâne et de la Gruyère, à environ 950 m d'altitude pour sa partie sud et 1'200 m d'altitude pour sa partie nord. Il s'étend sur le relief le plus dominant du plateau fribourgeois et se compose de zones agricoles, de pâturages et de forêts fermées. Les alentours de l'emplacement du mât de mesure sont représentés par les photos de la Figure 1 à la Figure 4.

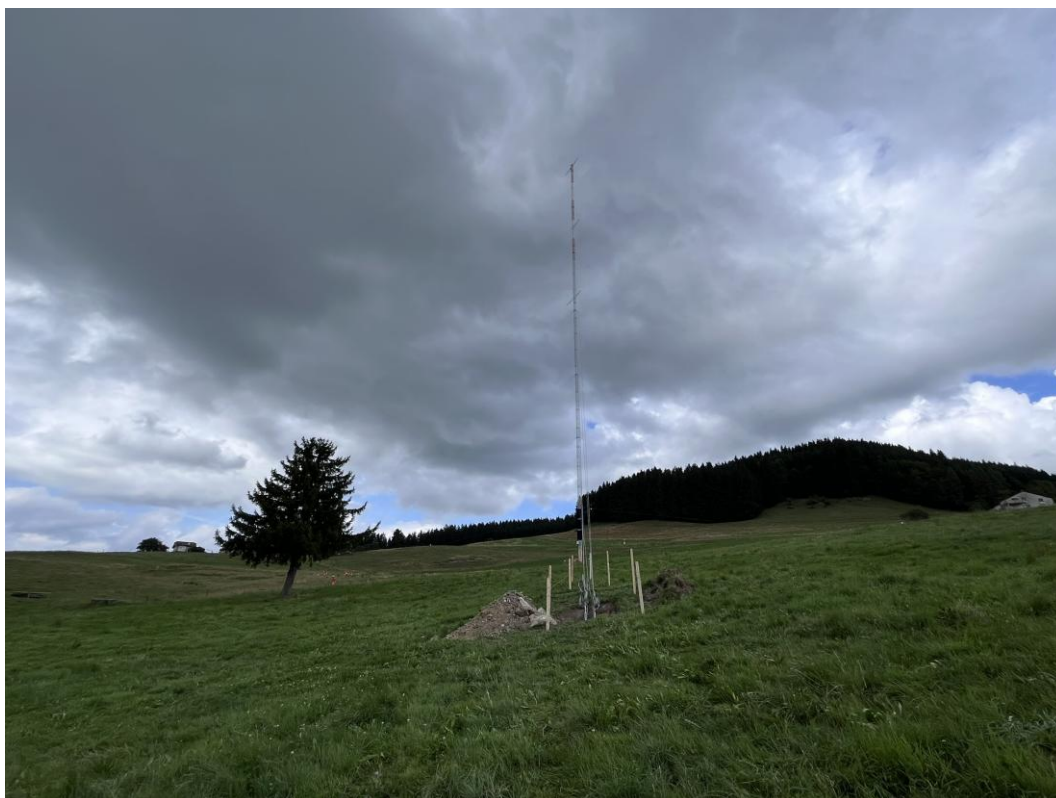


Figure 1: Vue du mât direction nord.



Figure 2: Vue du mât direction est.



Figure 3: Vue du mât direction sud.



Figure 4: Vue du mât direction ouest.

2.2 Emplacements des mesures sur site

Un mât de 100 mètres a été installé le 24 juillet 2025 et démonté le 17 août 2026. Un LiDAR de type Windcube V2.1 a été utilisé pour mesurer les profils verticaux de la vitesse et de la direction du vent à l'emplacement du mât du 10 novembre 2025 au 25 février 2026.

Les emplacements du mât et du LiDAR sont présentés dans le Tableau 1 et la Figure 5. La Figure 6 montre le mât et les instruments installés à proximité de son sommet.

La représentativité des mesures de vent pour l'ensemble du périmètre du projet n'est que partiellement assurée sur le site de ce mât. Le site est situé entre le Gibloux au nord-est et Derbali au sud. La rose des vents ainsi que la vitesse du vent sur le site sont fortement influencées par la topographie. Faute d'autorisation pour un site bénéficiant d'un écoulement libre dans le périmètre, il a fallu se rabattre sur cet emplacement.

Tableau 1: Emplacements des mesures de vent effectuées sur le site du Massif du Gibloux.

Mesures	Coordonnées (Swiss Grid MN95)	Altitude [m]	Période de mesure analysée Durée
Mât de 100 m	2'567'288 / 1'169'470	1'011	24 juillet 2025 – 17 août 2026

Mesures	Coordonnées (Swiss Grid MN95)	Altitude [m]	Période de mesure analysée Durée
			12.5 mois
LiDAR	2'567'288 / 1'169'470	1'011	10 nov. 2025 – 25 février 2026 3.5 mois

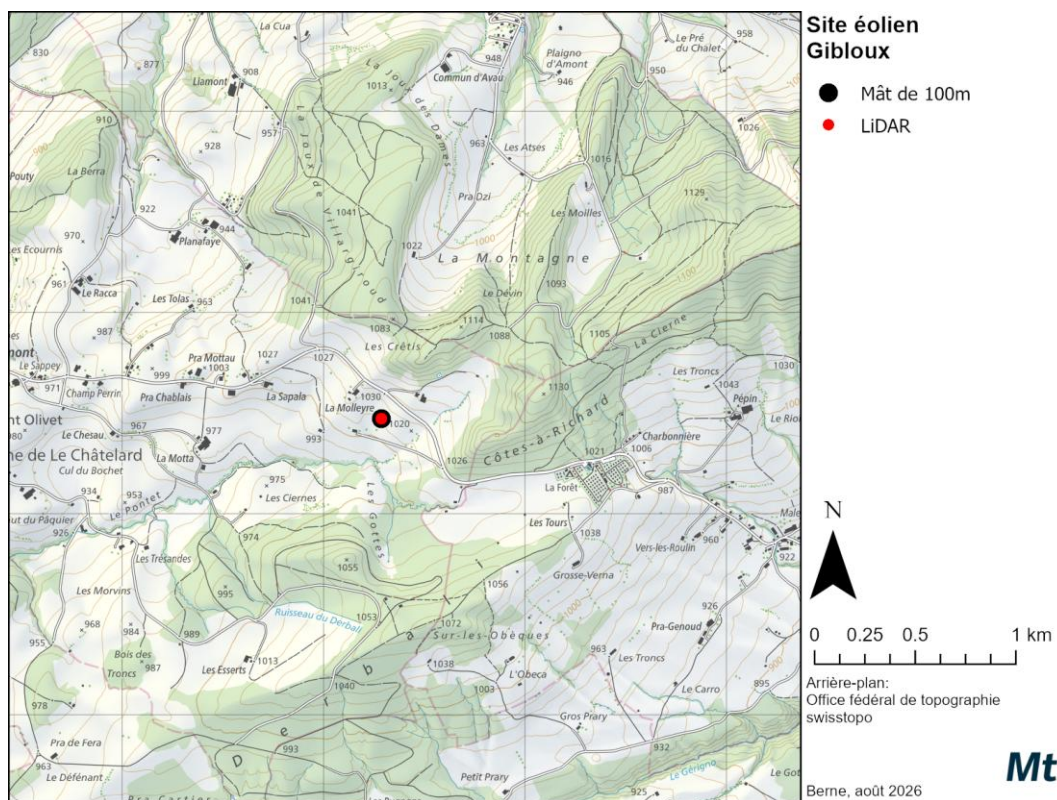


Figure 5: Emplacements des mesures du vent effectuées sur le site du Massif du Gibloux.



Figure 6: En haut : Photographie montrant le mât en intégralité (100 mètres de haut). En bas : Zoom sur les capteurs au sommet du mât. Les données du capteur Ultrasonique 3D installé au sommet du mât au milieu sur la photo sont utilisées comme référence pour le calcul des productibles.

2.3 Configuration des mesures

Les différents instruments de mesure installés sur le mât sont résumés dans le Tableau 2. Le Tableau 3 montre la configuration des mesures LiDAR.

Les mesures au mât ont été relevées et enregistrées toutes les secondes par un enregistreur de données Campbell CR 1000XE. Les valeurs moyennes, maximales, minimales et la déviation standard ont été enregistrées toutes les 10 minutes.

Tableau 2: Instruments installés sur le mât. Le capteur de référence est signalé en gras.

Instrument	Paramètres mesurés	Numéro de série	Hauteur de mesure [m]	Orientation des supports [°]	Chauf fage
Thies Ultrasonic Anemometer 3D 4.3830.22.503	Vitesse du vent direction du vent	09240415 (2511387/ 2511388/ 2511389 - 05/2025)	99.5	Monté verticalement sur la pointe sud du mât et orienté à 305°	Oui
Thies Windgeber 'First Class' Advanced II 4.3352.00.000	Vitesse du vent	01256086	99.0	150°	Non
Thies Windgeber 'First Class' Advanced II 4.3352.00.000	Vitesse du vent	12246005	80.0	150°	Non
Thies Windgeber 'First Class' Advanced II 4.3352.00.000	Vitesse du vent	12246004	60.0	150°	Non
Thies Windrichtungsgeber 'First Class' 4.3151.00.312	Direction du vent	04251246	99.0	330°	Non
Thies Windrichtungsgeber 'First Class' 4.3151.00.312	Direction du vent	04251245	60.0	330°	Non
Rotronic HC2A-S3	Température et humidité	25021438	98.0	-	-
Rotronic HC2A-S3	Température et humidité	25021314	6.0	-	-

Instrument	Paramètres mesurés	Numéro de série	Hauteur de mesure [m]	Orientation des supports [°]	Chauf fage
Vaisala Pressure Transmitter PTB110	Pression	X2119138	5.0	-	-

Tableau 3: Configuration des mesures LiDAR.

Spécification	Valeur
Type	Vaisala Windcube V2.1
Numéro de série	WLS7-1720
Hauteurs de mesure	300 m, 280 m, 260 m, 240 m, 220 m, 200 m, 180 m, 170 m, 160 m, 150 m, 140 m, 130 m, 120 m, 110 m, 100 m, 90 m, 80 m, 70 m, 60 m, 40 m
Intervalle temporel	10 min
Direction de l'appareil	4°
Fuseau horaire	UTC

2.4 Protocole et nettoyage des mesures au mât

Toutes les mesures au mât ont été nettoyées automatiquement. De plus, les mesures des anémomètres non chauffés ont également été "dégivrées", c'est-à-dire reconstituées d'après les mesures d'un anémomètre de référence en période de givrage. Au mât l'anémomètre chauffé Ultrasonic à 100 mètres a été utilisé comme référence pour reconstituer les mesures en cas de givrage. Le protocole des mesures au mât est présenté dans le tableau suivant.

Tableau 4: Protocole des mesures au mât.

Evènement	Date
Début de la mesure au mât	24 juillet 2025
Problème sur la pile à combustible. Données du capteur de référence Thies Ultrasonic manquantes pendant 8 heures.	21 novembre 2025
Episodes répétés de givrage des anémomètres et girouettes. Capteurs complètement ou partiellement figés. Données corrigées ou retirées.	novembre 2025 – mars 2026
Fin de la mesure au mât.	17 août 2026

2.5 Protocole et nettoyage des mesures LiDAR

Les mesures LiDAR ont été nettoyées automatiquement pour toutes les hauteurs de mesure. Le protocole de mesure LiDAR est présenté dans le tableau suivant.

Tableau 5: Protocole des mesures LiDAR.

Evènement	Date
Début de la mesure LiDAR	10 novembre 2025
Blocage d'une ligne de visée du LiDAR, données manquantes	10 – 15 novembre 2025
Fin de la mesure LiDAR	25 février 2026

2.6 Disponibilité des mesures au mât

Le capteur de référence pour la vitesse et la direction du vent est le capteur Thies Ultrasonic Anemometer (3D) installé au sommet du mât à 100 mètres du sol. Les données de ce capteur de référence ont été nettoyées précisément. Ce capteur est chauffé et n'est pas sensé geler.

Après nettoyage, la disponibilité conjointe de la vitesse et de la direction du vent au capteur de référence est de **98.8%**.

2.7 Conformité des mesures de référence selon Measnet

Le Tableau 6 montre l'état du respect des normes Measnet pour le site du Massif du Gibriloux. Tous les critères de la norme Measnet ne dépendant pas des types d'éoliennes et de leurs emplacements sont respectés.

Tableau 6: État du respect des normes Measnet dans le cadre du projet éolien du Massif du Gibriloux.

Critères	Exigences Measnet	Gibriloux	Etat
Hauteur du mât de mesure	2/3 hauteur moyeu	Mât de 100 m --> hauteur maximale du moyeu : 150 m Les modèles considérés restent à définir	Selon modèle
Distance au mât de mesure	Rayon de 2 km autour du mât	Les emplacements restent à définir	Selon emplacements
Durée de mesure	> 12 mois en série pour une mesure	12 mois	OK
Disponibilité de mesure	> 90% pour l'anémomètre le plus haut (incl. backup) – <i>données brutes</i>	98.8% de disponibilité pour les mesures de référence	OK

Critères	Exigences Measnet	Gibloux	Etat
	> 95% avec MCP (LT) – données long terme	98.7% de disponibilité pour les mesures de référence	OK

2.8 Givrage

2.8.1 Givrage des structures

Le givrage des structures est défini comme un dépôt de glace ou de neige sur les objets exposés aux conditions atmosphériques tels que par exemple des éoliennes, des lignes électriques, des transports à câbles, des instruments météorologiques, ou encore des mâts de télécommunication. En Suisse, le givrage sur les éoliennes est principalement dû aux nuages bas et au brouillard givrant. La pluie givrante, qui génère de la glace claire, est plus rare. Le givrage influence la planification et l'exploitation des éoliennes de diverses façons et induit une hausse des coûts d'investissement et d'exploitation^{2,3}. Concrètement :

- Le givrage des pales d'une éolienne perturbe leur aérodynamique, entraîne des pertes de production en cas de givrage léger, et l'arrêt de la turbine en cas de givrage important.
- Le givrage crée des contraintes supplémentaires, et leur répartition inégale est la cause de déséquilibres et de vibrations qui peuvent accélérer la fatigue du matériel.
- En raison de sa répartition uniforme sur les pales, la glace claire peut entraîner une surproduction et constituer ainsi une surcharge pour le générateur.
- Le givrage des instruments de mesures installés sur la nacelle de l'éolienne perturbe leur bon fonctionnement et peut même provoquer un arrêt de sécurité. Des mesures faussées par le givrage peuvent, de plus, entraîner une surcharge pour l'éolienne.
- Des pales givrées produisent des émissions sonores plus importantes, ce qui peut gêner les personnes habitant à proximité.
- La présence de givre ou de glace sur une éolienne peut représenter un risque pour la sécurité des passants et du personnel de service lorsque des morceaux tombent ou sont projetés depuis les pâles en mouvement. Le cas échéant, une éolienne doit être arrêtée pour des raisons de sécurité.

² Cattin, R., 2008 : Alpine test site Guetsch : Handbuch und Fachtagung. Schlussbericht im Auftrag des Bundesamt für Energie, Forschungsprogramm Windenergie, S. 48.

³ IEA Wind TCP Task 19 Recommended Practice 13 Ed 2 <https://iea-wind.org/task19/t19-publications/>

- Le cas échéant, l'équipement des éoliennes pour lutter contre le givre (systèmes de chauffage des pales et détecteurs de givre), de même que l'énergie utilisée pour chauffer les pales, peuvent représenter des coûts non négligeables.

2.8.2 Estimation de la fréquence de givrage

Il est important de distinguer givrage instrumental et givrage météorologique. Le givrage instrumental correspond à la durée de la perturbation technique d'un instrument ou d'une éolienne à cause de la présence de givre. En d'autres termes, c'est la période pendant laquelle de la glace ou du givre est présent sur les instruments, respectivement les éoliennes.

Le givrage météorologique correspond à la période de formation de givre.

Le givre ou la glace peuvent continuer de perturber le bon fonctionnement d'éoliennes alors même que les conditions environnementales ne sont plus propices à leur formation. Par exemple, le givre peut subsister plusieurs jours après que le brouillard givrant a disparu. Une évaluation du givrage instrumental, et pas seulement du givrage météorologique, est donc nécessaire.

2.8.3 Fréquence de givrage sur le site

L'anémomètre Ultrasonic installé au sommet du mât à 100 mètres au-dessus du sol est chauffé et bien résistant au givre. L'anémomètre à coupelles Thies First Class installé à 99 mètres du sol n'est pas chauffé. La comparaison de la vitesse du vent mesurée par ces deux anémomètres (chauffé = V_{heated} et non chauffé = V_{unheated}) permet d'identifier les périodes pendant lesquelles l'anémomètre non chauffé a été perturbé par la présence de givre. Les critères suivants ont été utilisés pour identifier les périodes de givrage :

1. Critère 1 : $V_{\text{heated}} / V_{\text{unheated}} > 1.3$
2. Critère 2 : Le critère 1 doit être rempli en continu pendant au moins deux heures

Ces critères ont été déterminés de manière empirique et itérative, puis validés par une vérification visuelle des périodes de givrage identifiées. Chacune des périodes de givrage ainsi identifiées paraît très plausible et présente une température moyenne de 0 degré Celsius ou moins.

La durée totale du givrage de l'anémomètre situé à 99 mètres du sol est montrée en fonction de la température dans la Figure 7 et en fonction du mois dans la Figure 8.

Sur une période allant du 25 juillet 2025 au 17 août 2026, soit un hiver complet, on dénombre ainsi 13 périodes de givrage totalisant **6.9 jours complets**.

Pendant les périodes de givrage identifiées, la vitesse du vent de l'anémomètre non chauffé a été perturbée par la présence de givre. La vitesse du vent a donc été reconstituée d'après les valeurs de l'anémomètre chauffé et d'après une régression linéaire entre les deux anémomètres (établie d'après les périodes sans givre).

Les données des anémomètres placés à 80 et 60 mètres ont également été reconstituées d'après cette méthode.

Le « dégivrage » est toutefois moins précis pour les anémomètres situés à 80 et 60 mètres car la vitesse du vent y est moins bien corrélée avec celle de l'anémomètre chauffé et qu'un ratio $V_{\text{heated}} / V_{\text{unheated}}$ plus important doit être utilisé. Il est ainsi possible que certaines périodes n'aient pas été identifiées et que la vitesse du vent soit par conséquent légèrement sous-estimée. Ces anémomètres ne sont toutefois pas pris en compte dans le calcul de productibles.

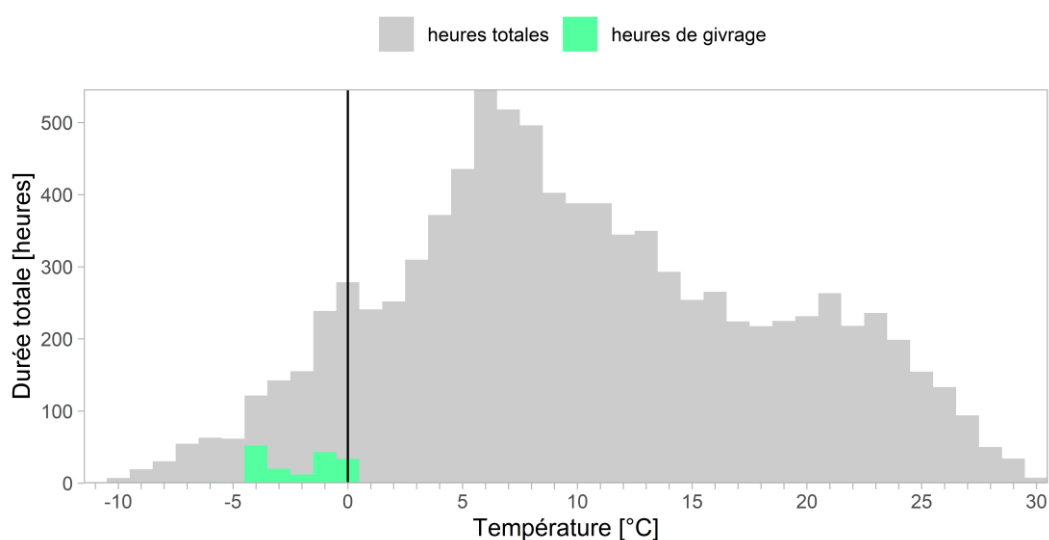


Figure 7: Fréquence de givrage instrumental à 99 mètres du sol en fonction de la température.

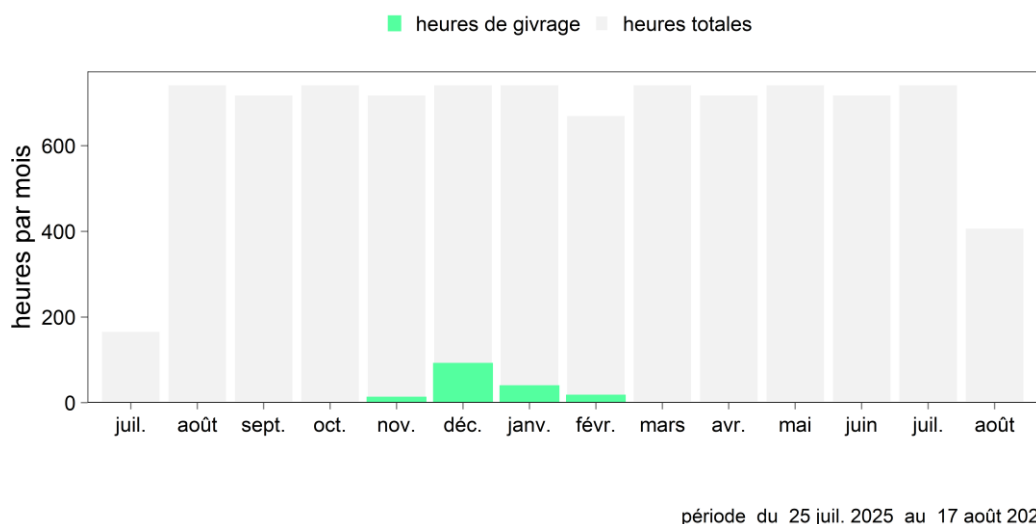


Figure 8: Durée totale de givrage instrumental à 99 mètres, en heures par mois pendant la période de mesure au mât (estimation d'après la comparaison d'anémomètres chauffé et non-chauffé).

2.8.4 Discussion

La méthode basée sur la comparaison directe d'un anémomètre chauffé et d'un anémomètre non-chauffé permet d'identifier de manière robuste et précise les périodes de givrage.

Néanmoins, l'incertitude quant à la fréquence à long terme dans la région des éoliennes prévues reste importante. En effet, la durée totale des épisodes de givrage peut varier fortement d'une année à l'autre et l'estimation de la fréquence du givrage, ne se base que sur un hiver de mesures.

De plus, l'estimation de la fréquence de givrage instrumental considère une hauteur de 99 m au-dessus du sol uniquement. Des conditions givrantes peuvent cependant être présentes dans les couches plus hautes ou plus basses, sans qu'elles soient présentes à cette hauteur. Comme les pales du rotor traversent plusieurs couches d'air, on peut s'attendre, d'une manière générale, à ce que les pales du rotor des éoliennes soient affectées plus souvent et plus fortement par le givrage que ne le laisse penser l'estimation effectuée uniquement à 99 m.

En réponse à ces incertitudes, la fréquence de givrage instrumental estimée ici a été comparée aux résultats de la carte de givrage suisse⁴. La carte de givrage est relativement grossière et comporte également de grandes incertitudes, mais elle permet une estimation indépendante de la fréquence de givrage. Pour la région du Massif du Gibloux, on peut s'attendre d'après cette carte à entre 2 et 5 jours de givrage météorologique par an (ne pas interpréter la carte pixel par pixel). Un facteur 4 a été estimé pour les sites Jurassiens entre la fréquence de givrage instrumental et celle de givrage météorologique, tandis qu'un facteur 3 a

⁴ <https://wind-data.ch/windkarte/vereisung.php>

été estimé dans les Alpes⁵. En appliquant un facteur 4, on obtient une durée de givrage instrumental entre 8 et 20 jours par an.

2.8.5 Conclusions

Malgré les incertitudes, nous retenons les chiffres suivants pour la fréquence de givrage instrumental dans la région des éoliennes prévues : environ 6.9 jours par an d'après le givrage des anémomètres pendant l'hiver 2025/26 et entre 8 et 20 jours par an d'après la carte de givrage, soit pendant environ **2 à 5% de l'année**.

Selon la classification des sites de l'IEA Task 19 "Wind Energy in Cold Climate"⁶ (voir Tableau 7), le site peut donc être placé dans la catégorie IEA Ice Class 2 (givrage léger). La perte de production due au givrage se situe selon cette classification aux alentours **de 0.5 à 5% de la production annuelle**. La perte de production effective dépendra fortement du type d'éoliennes, de leur équipement pour lutter contre le givre et de la stratégie d'exploitation. Equiper les éoliennes de systèmes de chauffage des pâles permettrait de diminuer significativement les pertes de production liées au givrage.

Tableau 7: Classification de sites IEA pour les éoliennes exposées au givrage.

Classe de givrage IEA	Givrage météorologique (formation de glace) [% de l'année]	Givrage instrumental (glace présente) [% de l'année]	Perte de production [% de la production annuelle]
5 (très important)	> 10	> 20	> 20
4 (important)	5 à 10	10 à 30	10 à 25
3 (modéré)	3 à 5	6 à 15	3 à 12
2 (léger)	0.5 à 3	1 à 9	0.5 à 5
1 (très léger)	0 à 0.5	0 à 1.5	0 à 0.5

Le givrage doit être pris en compte lors du choix des installations et de la stratégie d'exploitation du mandant. Cela concernera les domaines suivants :

- L'équipement des éoliennes (chauffage des pales, détecteurs de givre)
- L'arrêt ou la poursuite de l'exploitation des éoliennes pendant les épisodes de givrage

⁵ Dierer, S.; Cattin, R.; Steiner, Ph.; Grünwald, T.; Steinkogler, W. et Lehning, M., 2010: *Vereisungskarte der Schweiz* (Carte du givrage en Suisse). Rapport final pour le compte de l'Office fédéral de l'énergie, programme de recherche sur l'énergie éolienne.

⁶ IEA Wind TCP Recommended Practice 13 2nd Edition: Wind Energy in Cold Climates (2017) <https://iea-wind.org/task19/t19-publications/>

- Le redémarrage automatique ou manuel des éoliennes à la fin des épisodes de givrage

3 Résultats des mesures

3.1 Mesures au mât

Les séries temporelles de la vitesse du vent mesurées par tous les anémomètres du mât sont montrées dans la Figure 9. La Figure 10 montre la vitesse moyenne du vent en fonction de l'heure du jour et de la saison. La Figure 11 montre la distribution de la vitesse du vent. Les valeurs mensuelles moyennes de la vitesse du vent sont montrées dans la Figure 12. Finalement, la rose des vents est montrée dans la Figure 13.

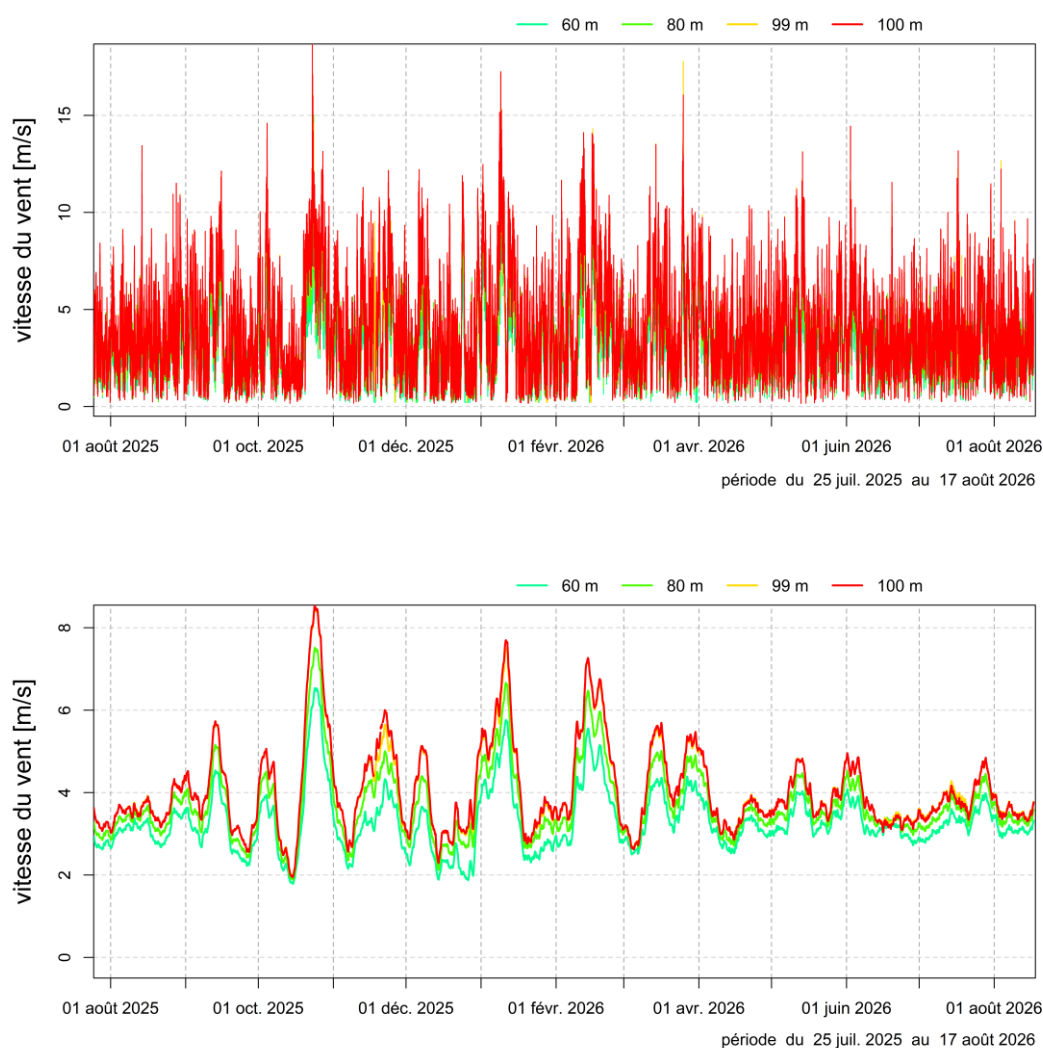


Figure 9: Séries temporelles de la vitesse du vent pour les 4 anémomètres placés à différentes hauteurs au **mât** : mesures à 10 minutes (haut) et moyennes hebdomadaires mobiles (bas). Les moyennes hebdomadaires mobiles qui contiennent certaines valeurs manquantes ne sont pas retirées du graphique. La mesure de référence est en rouge.

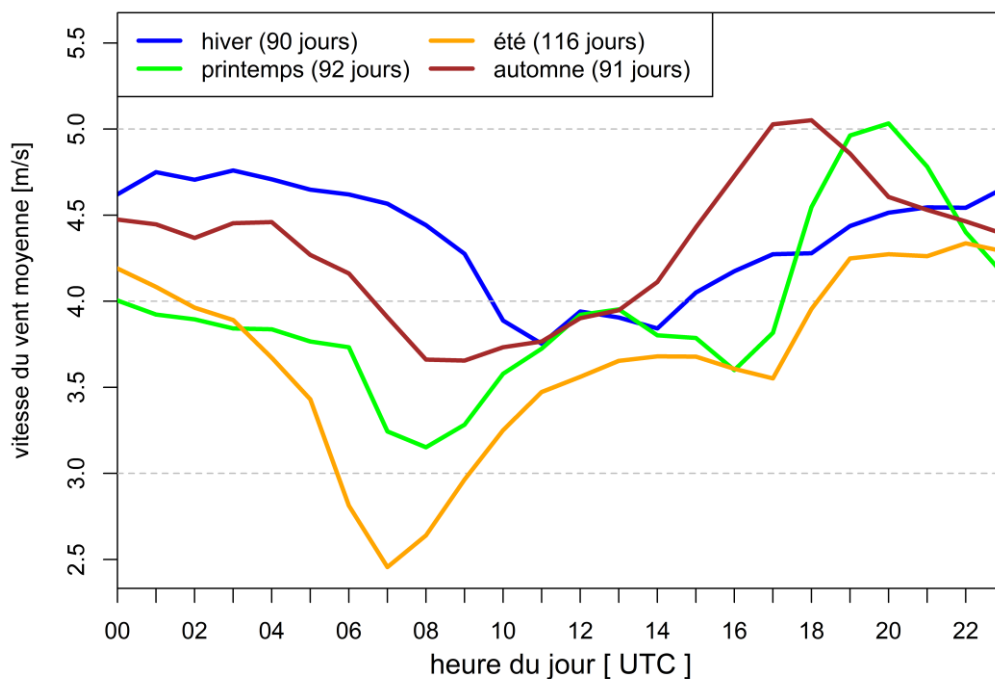


Figure 10: Vitesse moyenne du vent en fonction de l'heure du jour et de la saison à **100 mètres** du sol au **mât** (hiver = décembre à février, printemps = mars à mai, etc.). Le nombre de jours complets de mesure est indiqué pour chaque saison.

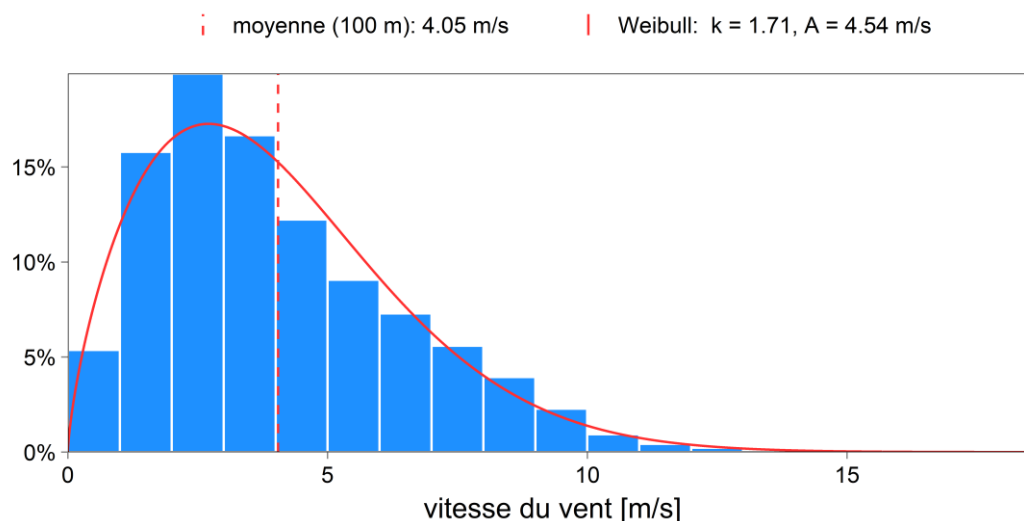


Figure 11: La distribution de la vitesse du vent mesurée à **100 mètres** du sol au **mât** est représentée par les barres bleues (histogramme). La distribution de Weibull approximée d'après ces données est indiquée par un trait continu rouge. La moyenne des mesures est marquée par le trait-tillé rouge.

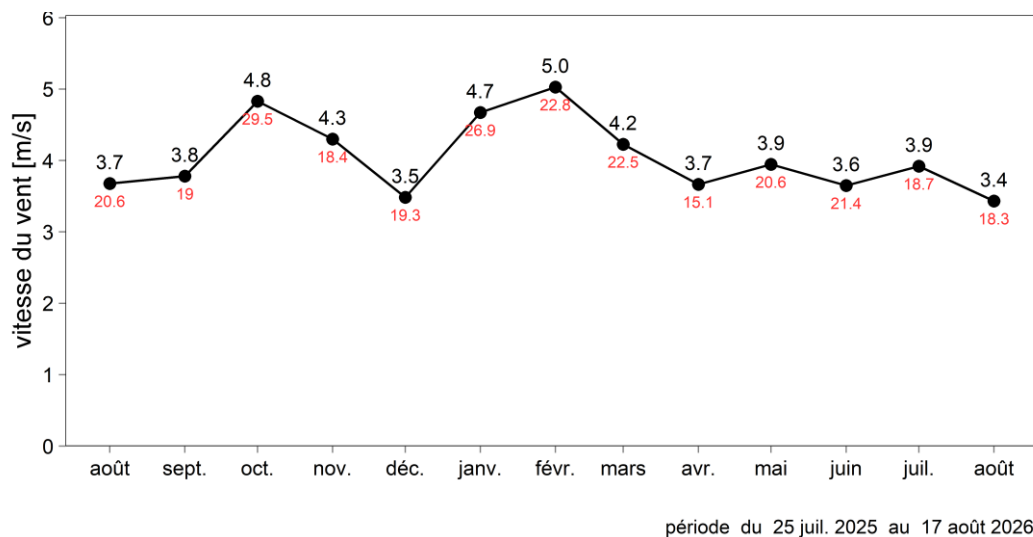


Figure 12: Les moyennes mensuelles de la vitesse du vent à **100 mètres** du sol au **mât** sont marquées en noir. Les maxima mensuels des pointes de rafales sont indiqués en rouge. Tous les mois incluant au moins deux semaines de mesure sont montrés.

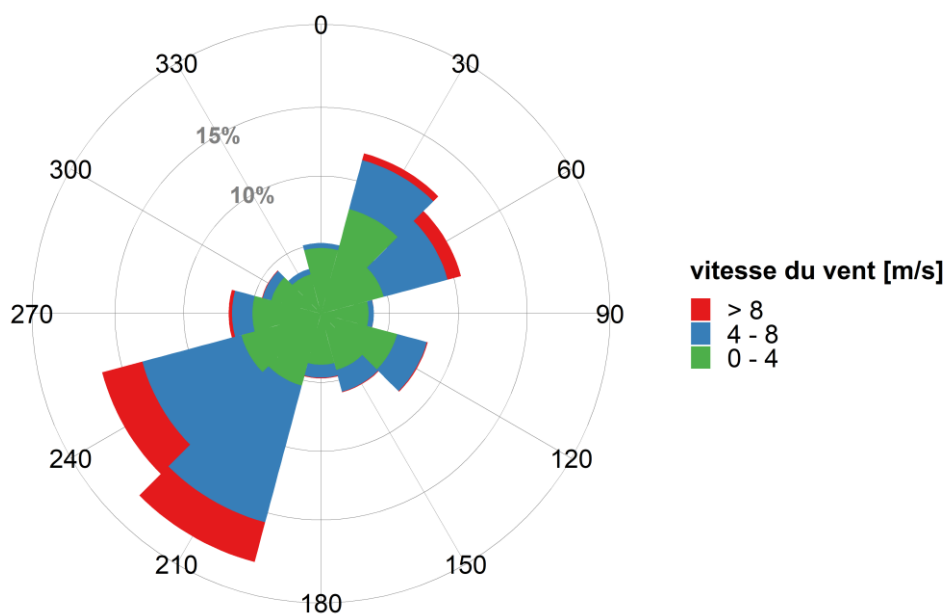


Figure 13: Rose des vents pendant toute la période de mesure d'après les données du capteur Ultrasonique à **100 mètres** du sol au **mât** (vitesse et direction du vent).

3.2 Mesures LiDAR

Les séries temporelles de la vitesse du vent mesurées par le LiDAR à l'emplacement du mât et à différentes hauteurs sont présentées dans la Figure 14 et la rose des vents est montrée dans la Figure 15.

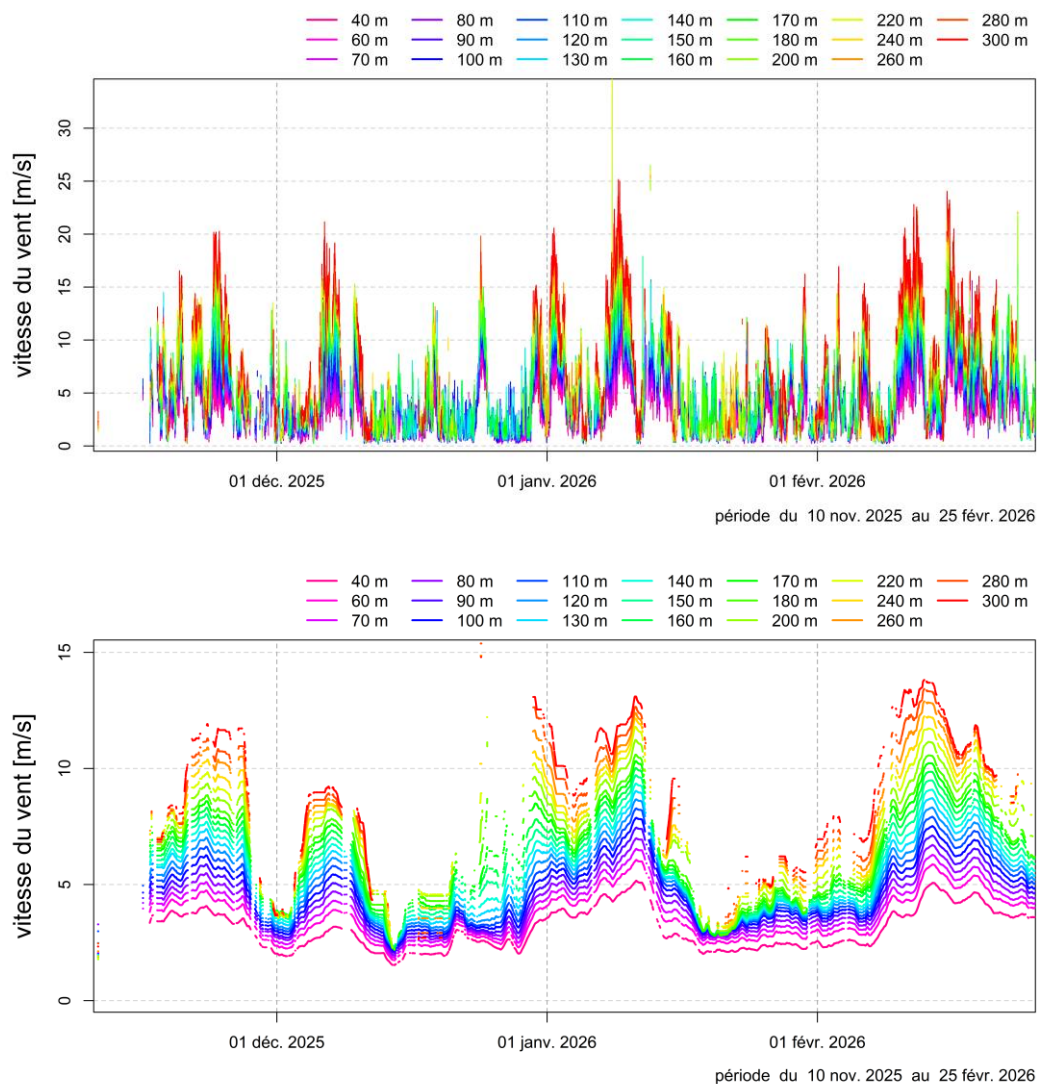


Figure 14: Séries temporelles de la vitesse du vent mesurées par le **LiDAR** à l'emplacement du mât : mesures à 10 minutes (haut) et moyennes hebdomadaires mobiles (bas). Les moyennes hebdomadaires mobiles qui contiennent certaines valeurs manquantes ne sont pas retirées du graphique.

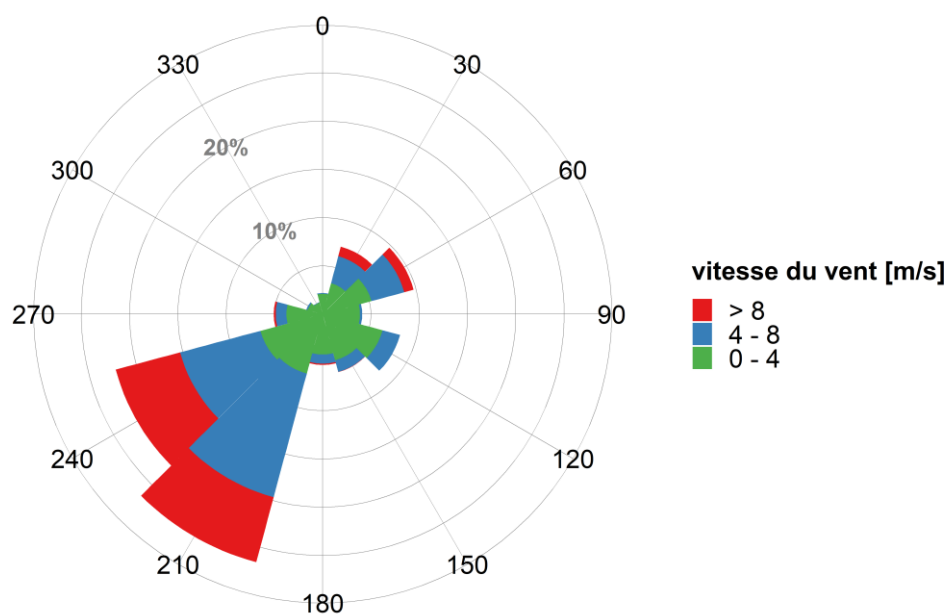


Figure 15: Rose des vents d'après les mesures LiDAR effectuées à **100 mètres** à l'emplacement du mât.

4 Régime des vents à long terme

4.1 Corrélation avec les stations météo

Idéalement, une estimation à long terme est basée sur une série de données homogène d'une station météo permanente couvrant au moins 10 années complètes. Pour chacune des stations météorologiques permanentes de MétéoSuisse, la corrélation entre la vitesse du vent mesurée au mât et la vitesse du vent mesurée par la station météorologique pendant la même période a été calculée. Le Tableau 8 montre les 5 stations de MétéoSuisse qui corréleront le mieux avec la mesure de référence au mât. En plus de la corrélation, la proximité des stations par rapport au site de mesure, leur homogénéité (éventuelles dérives instrumentales) ainsi que la continuité de leurs données sont prises en compte dans l'évaluation de la pertinence de chaque station pour la corrélation à long terme (voir Tableau 9). Les séries temporelles à long terme sont présentées dans la Figure 16.

Tableau 8: Caractéristiques des stations météorologiques permanentes qui corréleront le mieux avec la mesure de référence au mât à 100 m du sol.

Station	Numéro OMM	Coordonnées Swiss Grid MN95	Altitude [m]	Coeff. de corrélation horaire / journalière
Villars-Tiercelin	67070	2'544'198 / 1'163'650	859	0.69 / 0.84
Plaffeien	66280	2'586'808 / 1'177'400	1'042	0.68 / 0.83
Le Moléson	66090	2'567'740 / 1'155'175	1'972	0.67 / 0.83
Napf	66390	2'638'133 / 1'206'079	1'404	0.67 / 0.82
Fribourg/Posieux	66250	2'575'182 / 1'180'076	646	0.63 / 0.85

Tableau 9: Critères pour l'aptitude des stations météorologiques à servir de référence pour la correction à long terme de la vitesse du vent mesurée au mât. Les facteurs de correction à long terme sont basés sur les 10 dernières années pour autant que toute la période soit disponible.

Station	Longueur de la période homogène	Consistance	Facteur de correction long terme
Villars-Tiercelin	Août 2016 – Août 2026 (10 ans)	bonne	1.07
Plaffeien	Août 2016 – Août 2026 (10 ans)	bonne	1.12
Le Moléson	Août 2016 – Août 2026 (10 ans)	bonne	1.08
Napf	Août 2016 – Août 2026 (10 ans)	bonne	1.07
Fribourg/Posieux	Août 2016 – Août 2026 (10 ans)	bonne	1.12

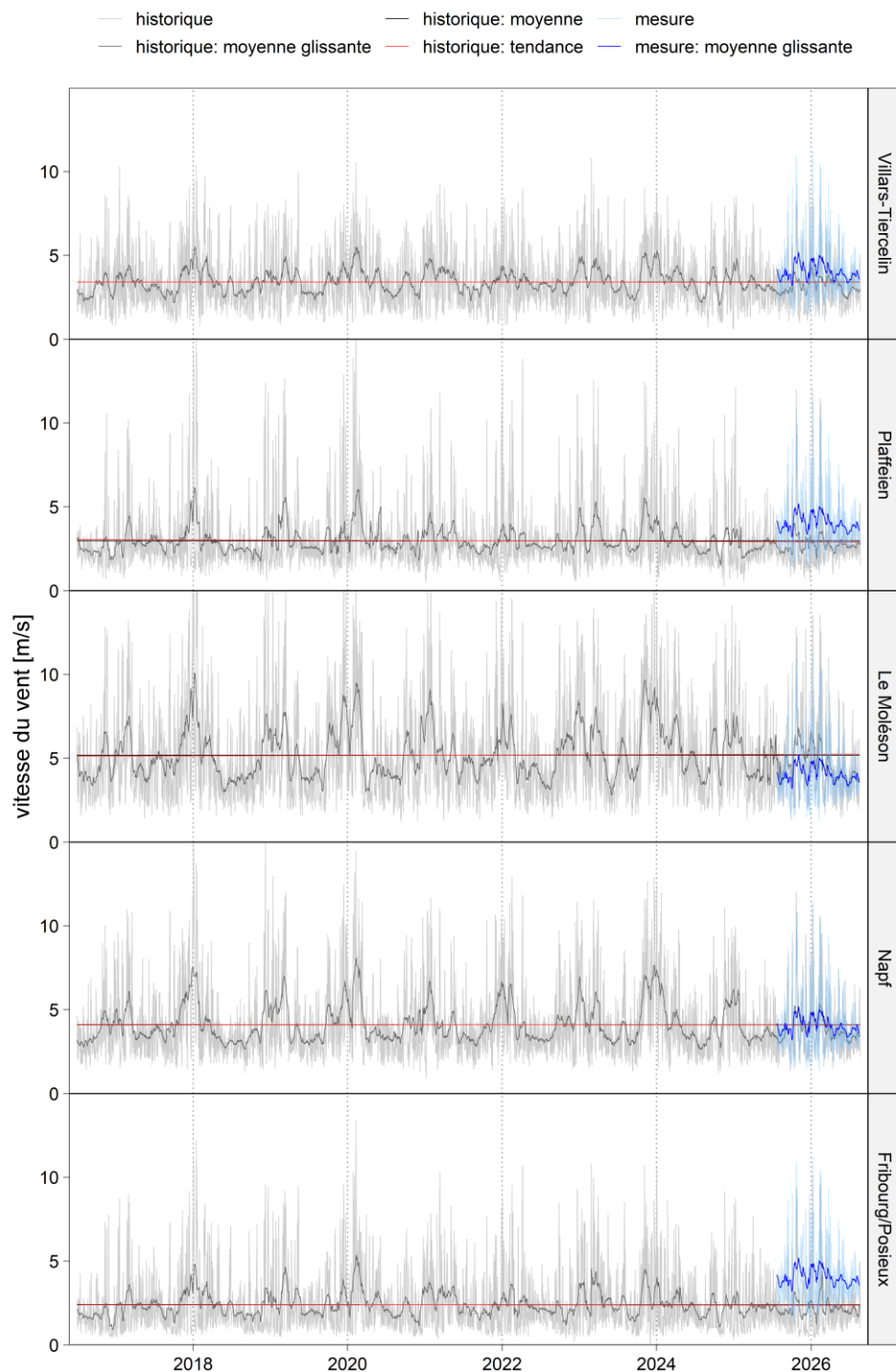


Figure 16: Séries homogènes de la vitesse du vent entre août 2016 et août 2026 aux stations qui corréleront le mieux avec la mesure de référence au mât. Les moyennes journalières sont indiquées en gris et la moyenne mensuelle mobile en noir. La ligne horizontale noire représente la valeur moyenne de la vitesse du vent pour l'ensemble de la période considérée et la droite rouge indique la tendance générale. La mesure au mât est indiquée en bleu (moyennes journalières en bleu clair et moyenne mensuelle mobile en bleu foncé).

4.2 Corrélation avec les données de réanalyse

La comparaison à long terme sur la base de données de réanalyse constitue un complément ou une alternative à la comparaison à long terme avec les mesures des stations météo permanentes.

Les réanalyses ERA5⁷, MERRA-2⁸ et NCEP⁹ sont des bases de données qui représentent l'état de l'atmosphère globale, en trois dimensions et pour chaque heure, ou chaque jour, des dernières décennies. Elles sont actualisées en continu et basées sur la combinaison d'observations météo et d'une simulation de la circulation atmosphérique globale (à la manière d'un modèle de prévision du temps). Les avantages des réanalyses utilisées sont qu'elles couvrent plusieurs décennies, qu'elles sont relativement homogènes et disponibles pour le monde entier.

Le Tableau 10 présente le résultat des corrélations. La résolution temporelle des réanalyses MERRA-2 et NCEP ne permet pas de calculer de corrélation horaire.

La Figure 17 présente les séries temporelles à long terme des différentes réanalyses considérées ici.

Tableau 10: Corrélation des réanalyses avec la mesure de référence au mât et facteur long terme/court terme par rapport à la période juillet 2016 – juillet 2026.

Réanalyse	Point de la grille extrait	Couche du modèle extraite	Coeff. de corrélation horaire / journalière	Facteur de correction à long terme
ERA5	7.00° E / 46.75° N	100 m au-dessus du sol	0.72 / 0.87	1.07
MERRA-2	6.875° E / 46.5° N	~10 hPa au-dessus du sol	- / 0.83	1.07
NCEP	7.5° E / 47.5° N	925 hPa	- / 0.68	0.95

⁷ <https://www.ecmwf.int/en/forecasts/dataset/ecmwf-reanalysis-v5>

⁸ <https://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/MERRA-2/>

⁹ <https://psl.noaa.gov/data/reanalysis/>

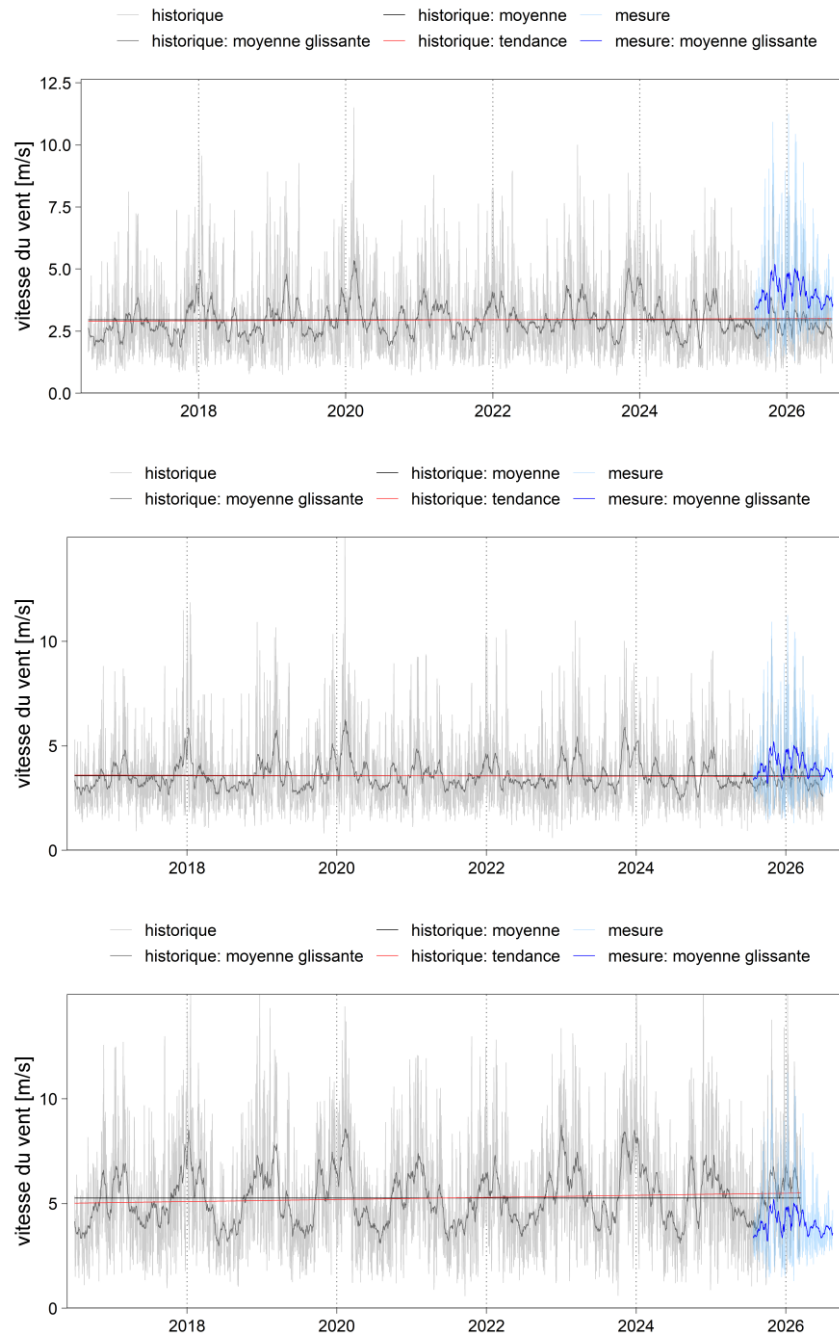


Figure 17: Vitesse du vent entre août 2016 et août 2026 dans les réanalyses **ERA5** (en haut), **MERRA-2** (au milieu) et **NCEP** (en bas). Les moyennes journalières sont indiquées en gris et la moyenne mensuelle mobile en noir. La ligne horizontale noire représente la valeur moyenne de la vitesse du vent pour l'ensemble de la période considérée et la droite rouge indique la tendance générale. La mesure au mât est indiquée en bleu (moyennes journalières en bleu clair et moyenne mensuelle mobile en bleu foncé).

4.3 Choix des données de base pour la comparaison à long terme

Parmi les cinq stations permanentes de MétéoSuisse considérées, il n'y a pas de grandes différences en ce qui concerne les corrélations avec les mesures au mât. Ces séries sont homogènes, sans grande dérive instrumentale ni changements soudains, sans lacune et couvrent au moins 10 ans (Tableau 8 et Tableau 9). Les réanalyses ERA5 et MERRA-2 sont également bien corrélées avec le mât. La réanalyse NCEP, en revanche, est nettement moins bien corrélée avec le mât.

Les facteurs de correction à long terme provenant des stations MétéoSuisse ont été considérés pour déterminer le facteur de correction à long terme finalement retenu de **1.092**. Nous déterminons l'incertitude de la correction à long terme d'après la déviation standard des facteurs de correction envisagés. Cette dernière est de **2.7%** sur la vitesse du vent (reprise plus tard au chapitre 8).

4.4 Correction pour représenter les conditions à long terme

Le potentiel éolien à long terme a été déterminé au moyen de la formule suivante :

$$v(t)_{mat_long_terme} = v(t)_{mat_mesure} * \frac{v_{mean}_{meteo_long_terme}}{v_{mean}_{meteo_periode_de_mesure}}$$

avec

- $v(t)_{mat_mesure}$: la série temporelle de la vitesse du vent mesurée au mât,
- $v(t)_{mat_long_terme}$: cette même série temporelle mais corrigée à long terme,
- $v_{mean}_{meteo_periode_de_mesure}$: la moyenne de la vitesse du vent mesurée par la station météo permanente pendant la période de mesure au mât,
- $v_{mean}_{meteo_long_terme}$: la moyenne de la vitesse du vent mesurée par la station météo permanente pendant les 10 dernières années.

Le facteur retenu de **1.092** pour la correction long terme signifie donc qu'on s'attend à ce que la vitesse moyenne du vent à long terme soit **supérieure d'environ 9.2%** à celle observée pendant la période de mesure.

La distribution de la vitesse du vent mesurée à 100 mètres du sol au sommet du mât et corrigée à long terme est présentée dans la Figure 18.

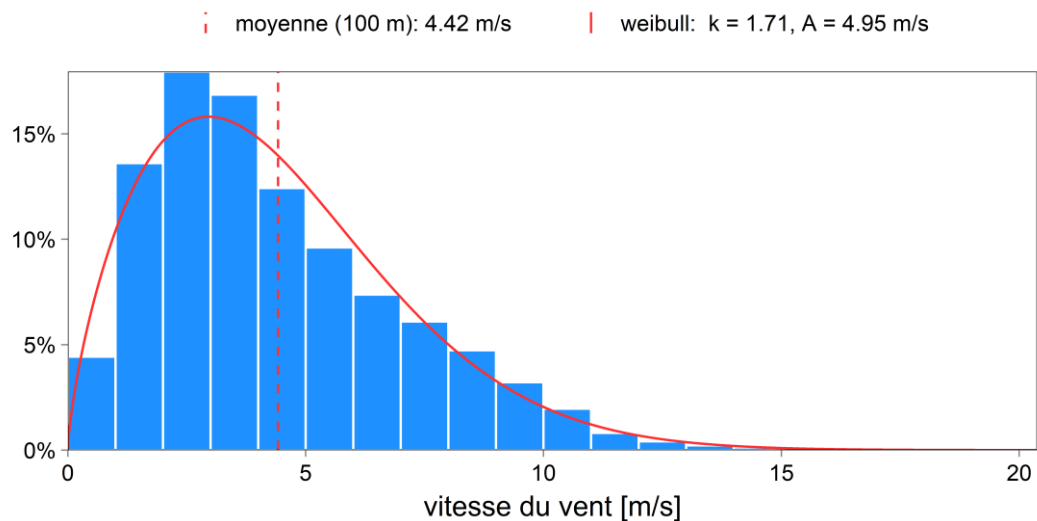


Figure 18: La distribution de la vitesse du vent **mesurée à 100 mètres** du sol au mât et corrigée à **long terme** est représentée par les barres bleues (histogramme). La distribution de Weibull approximée d'après ces données est indiquée par un trait continu rouge. La moyenne des données est marquée par le trait-tillé rouge.

5 Extrapolation à hauteur de moyeu

L'extrapolation de la vitesse du vent depuis le sommet du mât vers la hauteur de 150 m est effectuée ici d'après les profils verticaux moyens mesurés par le LiDAR à l'emplacement LiDAR. Concrètement, chaque moyenne sur 10 minutes de la vitesse du vent mesurée au sommet du mât est extrapolée par rapport au profil vertical moyen du LiDAR pour la direction du vent correspondante.

Les facteurs d'extrapolation utilisés et le nombre de mesures sur lesquelles ils se basent sont montrés dans le Tableau 11.

La direction du vent aux hauteurs extrapolées est égale à la direction du vent mesurée par le capteur de référence à 100 m au sommet du mât.

La Figure 19 montre les profils verticaux moyens de la vitesse du vent pour différentes directions du vent. Les profils moyens ont été calculés sur toute la période de mesure à l'emplacement LiDAR. Ces profils sont ici normés par rapport à leur valeur à 100 mètres. Le nombre de profils est légèrement inférieur en comparaison du Tableau 11 car seuls les profils complets entre 30 et 200 m sont pris en compte dans cette figure. En comparaison, tous les profils complets entre 100 et 150 m ont été pris en compte pour l'extrapolation de la vitesse du vent.

Le profil moyen de la vitesse du vent ainsi obtenu est montré dans la Figure 20.

Les distributions de la vitesse du vent corrigée à long terme et extrapolée à 150 mètres au-dessus du sol sont montrées dans la Figure 21.

Tableau 11: Facteurs d'extrapolation de la vitesse du vent entre 100 mètres et 150 mètres au-dessus du sol. Les facteurs sont calculés et appliqués séparément pour 12 secteurs de direction du vent. Les secteurs principaux au mât sont en gras.

Secteur [°]	Nombre de profils LiDAR disponibles (moyennes à 10 min)	Facteur d'extrapolation entre 100 m et 150 m
0 (345 – 15)	248	1.38
30 (15 – 45)	808	1.21
60 (45 – 75)	1'082	1.22
90 (75 – 105)	430	1.20
120 (105 – 135)	773	0.89
150 (135 – 165)	632	0.92
180 (165 – 195)	562	1.25
210 (195 – 225)	3'059	1.29
240 (225 – 255)	2'603	1.20
270 (255 – 285)	576	1.15
300 (285 – 315)	186	1.10
330 (315 – 345)	131	1.19

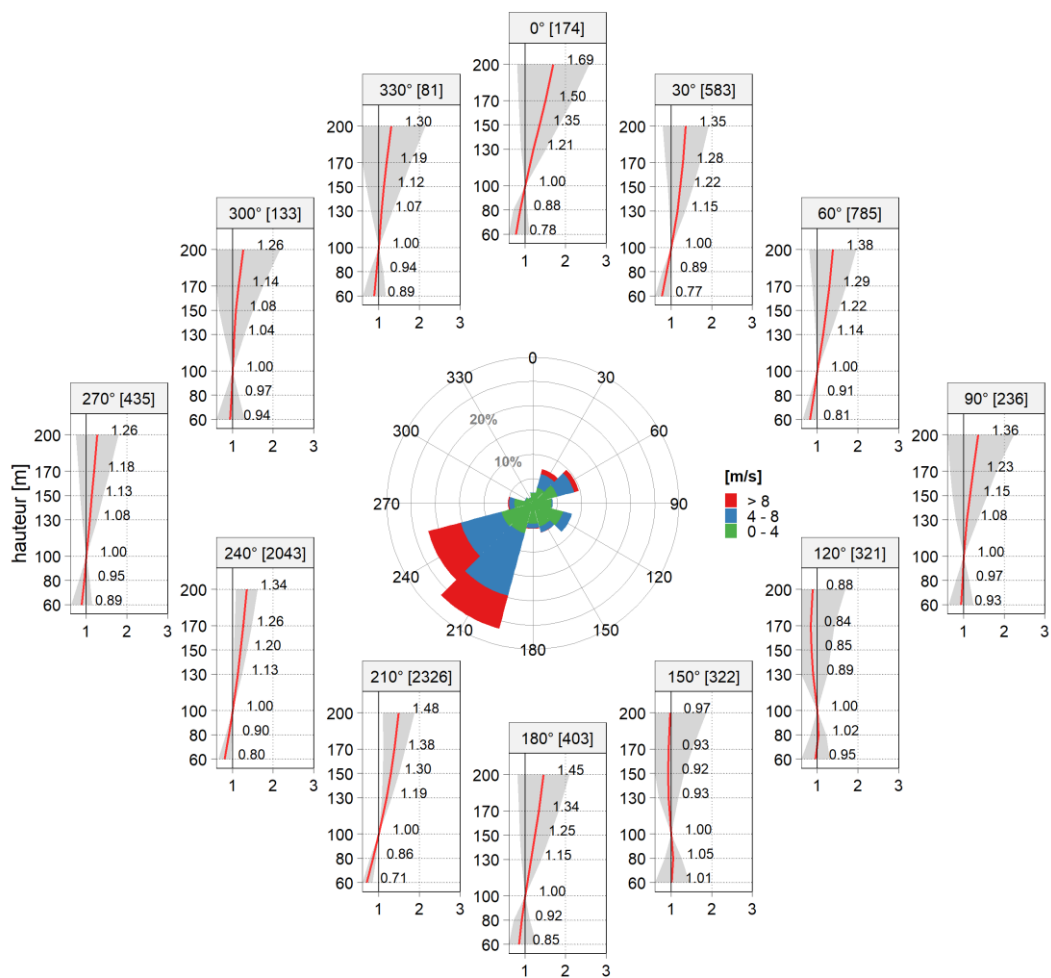


Figure 19: Profils verticaux moyens de la vitesse du vent mesurés par le LiDAR à l'emplacement du mât pour 12 secteurs de direction du vent différents. Les profils sont normalisés par rapport à leur valeur à 100 mètres. La rose des vents mesurée par le LiDAR à 100 mètres pendant toute la période de mesures est montrée au centre. Le nombre de profils verticaux complets (moyennes sur 10-minutes) mesurés pour chaque secteur est indiqué entre crochets.

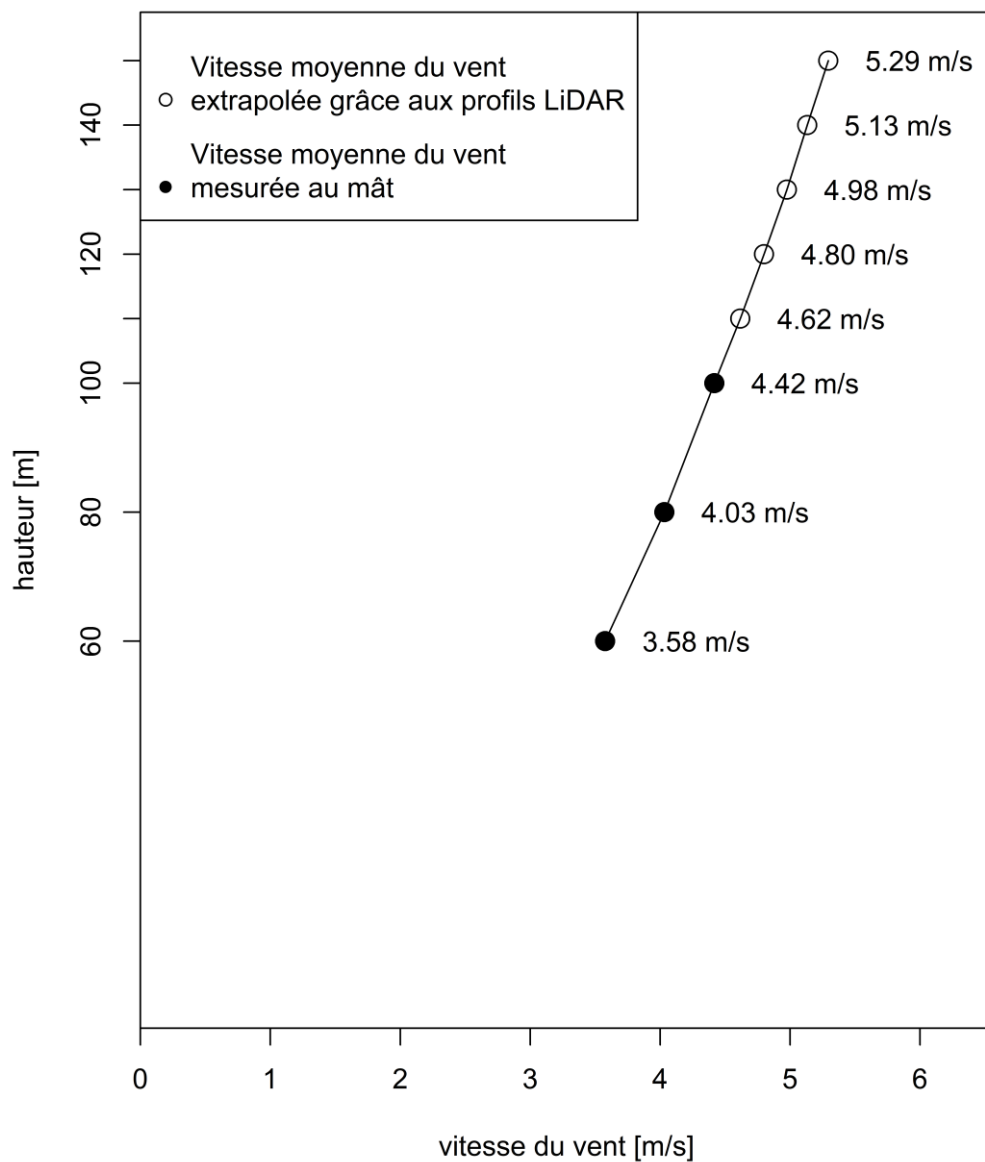


Figure 20: Profil vertical de la vitesse moyenne du vent **à long terme à l'emplacement du mât** (mât). Ce profil est obtenu en combinant les mesures des anémomètres corrigées à long terme et les profils LiDAR. Les vitesses à 80 et 60 mètres sont possiblement légèrement sous-estimés (voir chapitre sur le givrage).

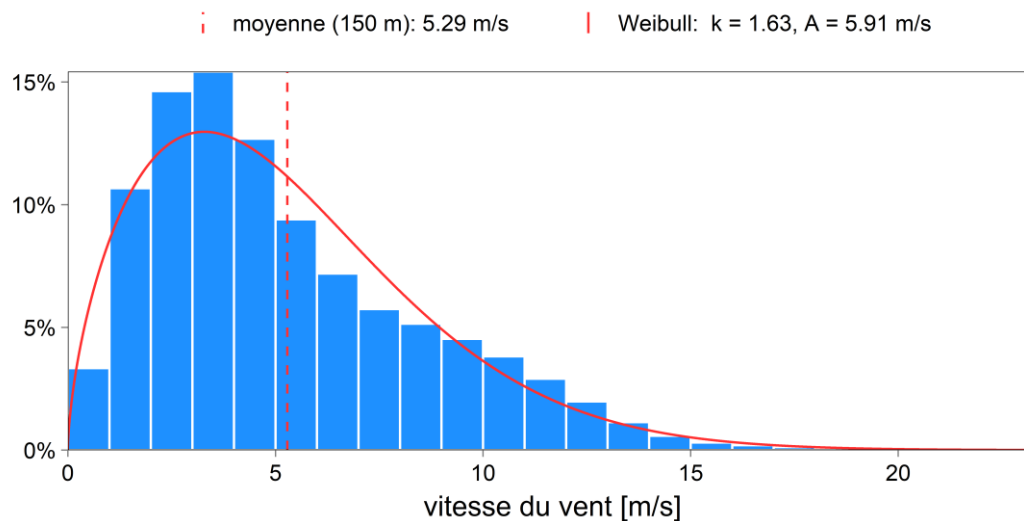


Figure 21: La distribution de la vitesse du vent **mesurée au sommet du mât**, puis corrigée à **long terme** et **extrapolée à 150 mètres** du sol grâce aux profils du LiDAR est représentée par les barres bleues (histogramme). La distribution de Weibull approximée d'après les données est indiquée par un trait continu rouge. La moyenne des données est marquée par le trait-tillé rouge.

6 Modélisation du vent : CFD

6.1 Introduction à la modélisation

La modélisation d'écoulement des flux d'air en terrain complexe est une opération délicate. Des résultats réalistes ne peuvent être obtenus qu'en tenant compte de phénomènes d'écoulement tridimensionnels et non linéaires, comme par exemple des retours de flux derrière certains obstacles ou la formation de tourbillons.

La description mathématique de l'écoulement en terrain complexe est basée sur des équations différentielles non linéaires. Ces équations doivent être simplifiées pour être résolues. Quelques modèles (p. ex. le modèle WASP¹⁰ utilisé couramment) réduisent les équations à une simplification linéaire. Si cette simplification est facile à résoudre, elle ne tient pas compte d'importants effets d'écoulement, si bien que les modèles linéaires ne conviennent pas en terrain complexe^{11,12}. Des modèles CFD (computational fluid dynamics) non linéaires doivent être utilisés. Ces derniers résolvent les équations de façon itérative ; c'est-à-dire par une succession de calculs de plus en plus précis. Ces modèles nécessitent donc un long travail de calcul et d'importantes ressources informatiques mais ils permettent d'obtenir une description relativement fidèle des conditions d'écoulement de l'air en terrain complexe.

Meteotest utilise depuis 2003 le logiciel WindSim¹³ basé sur une modélisation CFD non linéaire. WindSim a été spécifiquement développé pour déterminer les ressources régionales en vent ainsi que les ressources en énergie des parcs éoliens. Meteotest a utilisé WindSim avec succès pour de nombreux projets d'implantation d'éoliennes en plaine ainsi qu'en terrain complexe (p.ex. dans les Alpes). Depuis 2007, Meteotest participe en outre régulièrement aux réunions d'utilisateurs de WindSim, afin d'être constamment au courant des dernières évolutions en matière de modélisation.

La modélisation avec WindSim consiste à calculer les champs de vent tridimensionnels sur l'ensemble de la zone de modélisation pour douze différentes directions du vent (secteurs de 30°). Les calculs pour la zone du parc éolien planifié sont effectués à haute résolution. A l'extérieur de la zone, la résolution diminue vers les bords de la zone modélisée. Les champs de vent tridimensionnels calculés par le modèle CFD sont ensuite pondérés avec les statistiques pluriannuelles de vent issues des mesures effectuées sur le site. On obtient ainsi pour chaque

¹⁰ www.wasp.dk/

¹¹ z.B. Moreno, P.; Gravdahl, A. and Romero, M., 2003: Wind flow over complex terrain: application of linear and CFD models. (http://www.windsim.com/documentation/papers_presentations/0306_ewec/ecotecnia.doc).

¹² G. Gerdes, B. Schwenk und T. Pahlke, 1997: Ergebnisse von WASP in mässig strukturiertem Gelände. DEWI Magazin, 11, S. 39-43, 1997.

¹³ www.windsim.com

point de la grille de modélisation une statistique pluriannuelle des vents, sur la base de laquelle des estimations de production peuvent être calculées.

6.2 Données d'entrée pour la modélisation

La modélisation effectuée pour cette expertise a été réalisée avec WindSim Version 12.2.5

La topographie du modèle est tirée directement du modèle numérique de terrain swissALTI3D¹⁴ avec une résolution de 2 mètres. La base de données a été interpolée sur une grille de 10 mètres de côté.

La rugosité de surface du modèle se base sur swissTLM3D¹⁵, le modèle topographique du paysage à grande échelle de la Suisse. Cette base de données vectorielle comprend des informations sur le type de surface (différents types d'utilisation du sol). La base de données a été rasterisée sur une grille de 10 mètres de résolution et une rugosité de surface a été attribuée en fonction du type de surface.

Pour les calculs de productibles, les champs de vent CFD ont été pondérés d'après la mesure du vent de référence effectuée au sommet du mât puis corrigée à long terme et extrapolée à 150 mètres du sol selon la hauteur de moyeu.

6.3 Domaines modélisés et conditions en bordure de domaine

La modélisation CFD s'effectue ici pour un domaine central simulé à haute résolution et une zone entourant le domaine central avec une résolution variable et plus grossière. La Figure 22 montre l'étendue de ces deux domaines. Le Tableau 12 présente leurs dimensions et les résolutions horizontales de leurs grilles. Le Tableau 13 indique les hauteurs des cinq niveaux de modélisation les plus bas (cinq premières couches du modèle).

Tableau 12 : Dimensions et résolution horizontale du domaine central et de la zone étendue de la modélisation CFD.

	zone étendue	domaine central
Coordonnées (Swiss Grid MN95) [m]	x : 2'560'000 – 2'574'000 y : 1'162'000 – 1'176'000	x : 2'562'000 – 2'572'000 y : 1'164'000 – 1'174'000
Domaine modélisé [km]	14 x 14	10 x 10
Taille horizontale des cellules [m]	variable	20

¹⁴ <https://www.swisstopo.admin.ch/fr/geodata/height/alti3d.html>

¹⁵ <https://www.swisstopo.admin.ch/fr/geodata/landscape/tlm3d.html>

Tableau 13 : Hauteur moyenne des cinq premières couches du modèle.

Couches du modèle	1	2	3	4	5
Hauteur moyenne au-dessus du sol [m]	4	15	34	61	97

La vitesse du vent en bordure de la zone étendue est définie par un profil vertical de référence. Ce profil correspond à une augmentation logarithmique de la vitesse du vent avec la hauteur jusqu'à 500 m au-dessus du sol. Plus haut, la vitesse du vent est définie comme étant constante à 10 m/s.

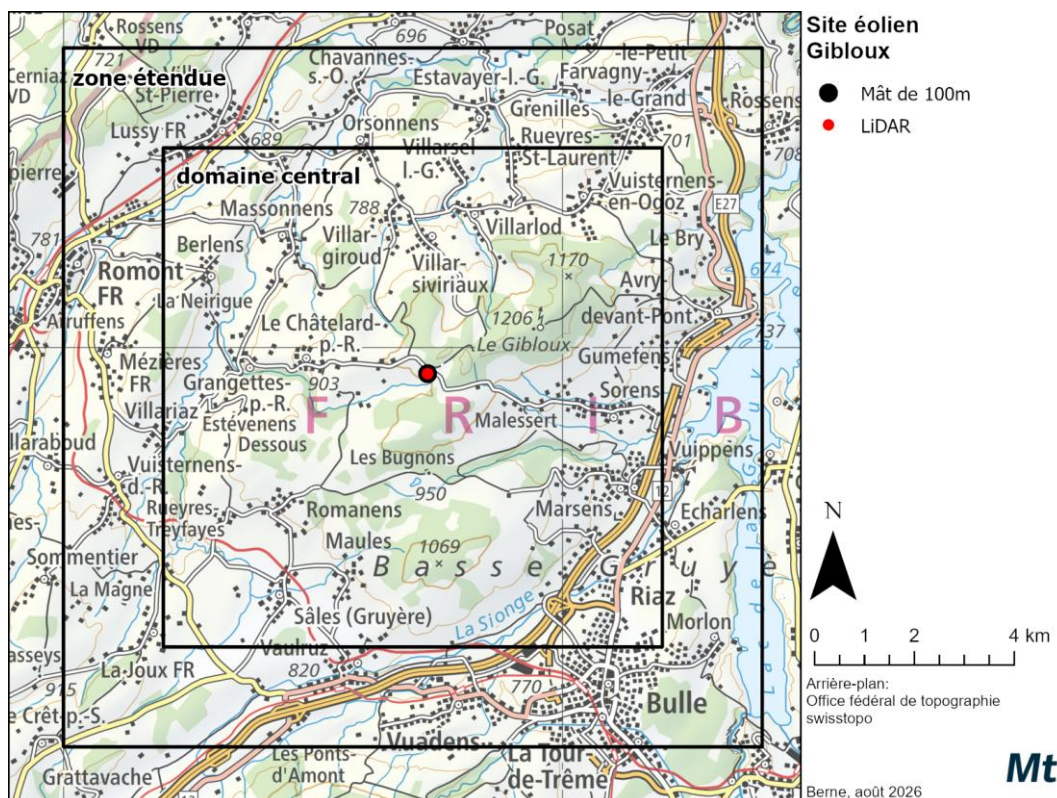


Figure 22: Domaines couverts par la modélisation CFD. Le cadre extérieur montre les limites de la zone étendue et le cadre intérieur celles du domaine central. Les ronds noir et rouge montrent l'emplacement des mesures utilisées pour la mise à l'échelle des champs de vent.

7 Résultat de la modélisation du vent

La Figure 23 montre la vitesse moyenne du vent à long terme calculée avec WindSim à une hauteur de 100 m et 150 m au-dessus du sol. Les champs de vents calculés par WindSim ont été mis à l'échelle d'après la vitesse et la direction du vent mesurées au mât par les instruments de référence, corrigées à long terme et extrapolées à 150 mètres du sol (sans extrapolation pour les champs de vent à 100 m). Les emplacements du mât et du LiDAR sont également visibles sur les cartes.

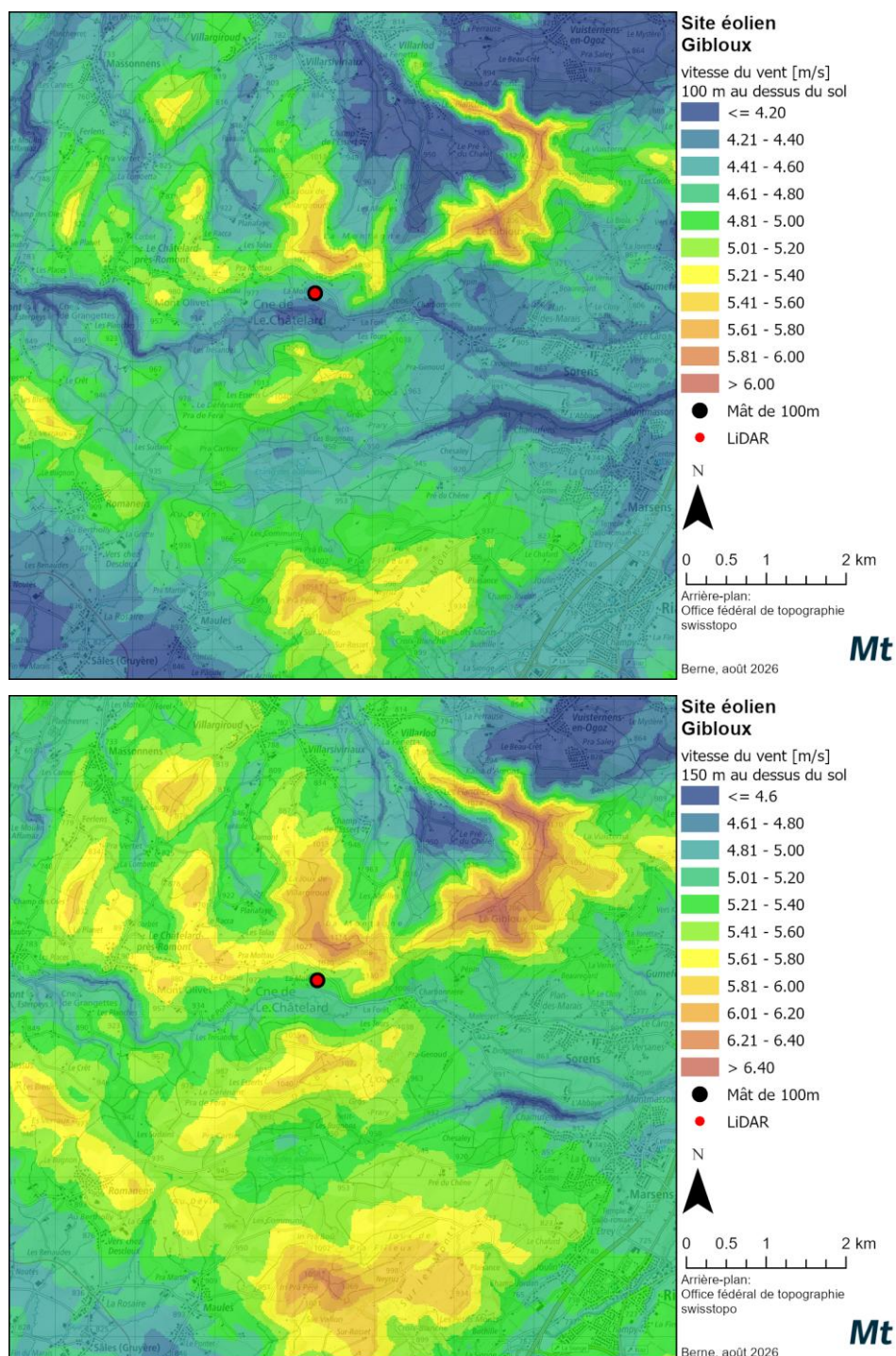


Figure 23: Vitesse moyenne pluriannuelle du vent à 100 m (haut) et 150 m (bas) au-dessus du sol¹⁶. Les ressources éoliennes sont représentatives dans un rayon d'environ 2 km autour du site de mesure. Plus la distance augmente, plus les incertitudes concernant les ressources éoliennes deviennent importantes.

¹⁶ Pour des raisons de lisibilité, les échelles de couleur des deux cartes ne sont pas identiques.

8 Analyse de l'incertitude

L'incertitude générale des estimations de productibles est établie d'après les sources suivantes d'incertitude :

- A. **Mesures au mât** : Les mesures de la vitesse du vent ont été réalisées avec des capteurs de bonne qualité et calibrés. Au moins un des capteurs a été chauffé. Cette configuration de capteurs est associée à une incertitude d'environ **5%** sur les productibles^{17,18}.
- B. **Conditions de vent à long terme** : L'incertitude liée aux conditions de vent à long terme a été calculée d'après la variabilité des facteurs de correction envisagés. L'incertitude se monte à **2.6%** de la vitesse du vent et **4.8%** des productibles.
- C. **Extrapolation verticale** : L'extrapolation verticale de la vitesse du vent depuis le sommet du mât vers les hauteurs de moyeu génère une incertitude. Ici l'extrapolation (de 100 m vers 150 m) a été effectuée à l'aide de profils verticaux de la vitesse du vent mesurés par LiDAR à l'emplacement même du mât. Nous estimons dans un tel cas une incertitude sur les productibles d'environ **4% pour l'extrapolation à 150 m**. Pour le calcul de productible à 100 m, cette incertitude ne s'applique pas.
- D. **Modélisation CFD** : Lorsque la vitesse du vent est transférée depuis l'emplacement du mât vers les emplacements des éoliennes à l'aide du modèle CFD, une incertitude associée à ce transfert est considérée. Compte tenu que la production est estimée à l'emplacement du mât seulement, cette incertitude ne s'applique pas ici.
- E. **Courbes de puissance** : L'incertitude provient surtout du fait que les courbes de puissance sont typiquement mesurées avec une densité de l'air et des valeurs de turbulence qui ne correspondent pas forcément à celles du site étudié. On estime une incertitude de **5%** sur les productibles.

Comme ces sources d'incertitude sont indépendantes les unes des autres, l'incertitude totale peut être calculée selon la formule suivante :

$$\text{Incertainitude totale } S_{tot} = \sqrt{A^2 + B^2 + C^2 + D^2 + E^2}$$

Les résultats du calcul de l'incertitude sont présentés dans le Tableau 14.

¹⁷ Albers A., 2002, Uncertainty Analysis of Energy Yield Predictions as Basis for Risk Evaluation of Wind Farm Projects, DEWEK 2002 Tagungsband.

¹⁸ Strack M., 2002, Analysis of Uncertainties of Wind Farm Projects, DEWEK 2002 Tagungsband.

Tableau 14 : Incertitudes dues à différentes sources et incertitude totale s_{tot} .

Source d'incertitude	Incertitude
A. Mesures au mât	5%
B. Conditions de vent à long terme	4.8%
C. Extrapolation verticale à 100 m / 150 m	0% / 4%
D. Modélisation CFD	0%
E. Courbe de puissance	5%
Incertitude totale s_{tot}	8.6% / 9.4%

9 Calculs de productibles

9.1 Position

On considère ici seulement l'emplacement du mât (Tableau 15).

Tableau 15 : Coordonnées et altitude de l'emplacement du mât.

Position	Coordonnées Swiss Grid MN95 [m]	Altitude [m]
Mât	2'567'288 / 1'169'470	1'011

9.2 Type d'éolienne

Le Tableau 16 présente les caractéristiques du type d'éolienne pour lequel des productibles ont été calculés. La courbe de puissance correspondante figure dans l'Annexe A.

Tableau 16 : Caractéristiques du type d'éolienne pour lequel les calculs de productibles ont été effectués.

Fabricant Modèle	Puissance nominale [MW]	Diamètre du rotor [m]	Hauteur de moyeu [m]
Enercon E138	4.26	138	100 /150

9.3 Estimations de productibles

Les calculs de productibles ont pour but d'estimer la production annuelle d'électricité (AEP) qui pourrait être obtenue en moyenne. Les calculs ont été réalisés seulement pour l'emplacement du mât de mesure. L'effet de parc (c'est-à-dire l'effet des éoliennes situées en amont sur le vent reçu par une autre éolienne située en aval) ne s'applique donc pas ici. Différents types de productibles sont calculés en tenant compte d'estimations de pertes de production, ainsi que de l'incertitude des calculs.

Les **productibles bruts** (AEP_{brute}) ont été calculés en combinant les statistiques de vent issues du modèle CFD avec la courbe de puissance du modèle d'éolienne considéré. Elles correspondent à la valeur attendue d'après les données disponibles. La courbe de puissance a été corrigée en fonction de la densité de l'air moyenne à la hauteur de son moyeu. La densité de l'air a été calculée sur la base d'une atmosphère standard (voir Tableau 17).

Tableau 17 : Densité de l'air moyenne aux altitudes de 100 et 150 m au-dessus du sol à l'emplacement du mât. Valeurs utilisées dans les calculs de productibles.

Emplacement	Densité de l'air moyenne pour des hauteurs entre 100 et 150 mètres au-dessus du sol [kg/m³]
Massif du Gibloux	1.100 / 1.094

Pour calculer **la valeur attendue du productible net (AEP_{P50})**, les pertes suivantes ont été prises en compte :

- Pertes techniques :
 - Indisponibilité technique des éoliennes : **3%**
 - Pertes électriques : **1.6%**
 - Pertes liées à la performance des turbines : **0.5%**

Un calcul de productible net standard tient normalement compte des arrêts forcés et la production réduite pour mitiger les impacts environnementaux et humains. Ces facteurs de pertes ne sont pas considérés ici.

La valeur attendue du productible net **AEP_{P50}** correspond à une AEP qui a 50% de probabilité d'être dépassée, mais également 50% de probabilité de ne pas être atteinte en moyenne sur le long terme. C'est aussi la production annuelle la plus probable. En prenant en compte l'incertitude calculée au chapitre 8, les AEP nettes avec d'autres probabilités de dépassement peuvent également être estimées. L' **AEP_{P75}** a une probabilité de dépassement de 75% et l' **AEP_{P90}** une probabilité de dépassement de 90%. Autrement dit, sur le long terme, il y a 50% de probabilité que la production d'électricité annuelle moyenne du parc atteigne au moins AEP_{P50} , 75% de probabilité qu'elle atteigne au moins AEP_{P75} et 90% de probabilité qu'elle atteigne au moins AEP_{P90} .

Les estimations de productibles sont montrées dans le Tableau 18 pour une hauteur de moyeu à 100 m et 150 m. Comme mentionné au chapitre 2.2, l'emplacement du mât n'est pas idéalement choisi. Des ressources en vent plus élevées sont à prévoir sur l'ensemble du périmètre, comme le montre les cartes de la Figure 23. Sur les sites plus exposés du périmètre, on peut s'attendre à des productibles bruts (AEP_{brut}) d'environ 9'900 MWh/a à 100 m et 11'600 MWh/a à 150 m.

Tableau 18: Estimations de productibles pour **une éolienne ENERCON E138 4.26MW** avec moyeux à **100 m et 150 m** à l'emplacement du mât. Les AEP nettes (AEP_{Pxx}) prennent en compte les pertes dues aux facteurs techniques.

Hauteur moyeu	vitesse moyenne du vent à hauteur de moyeu [m/s]	AEP_{brute} [MWh/a]	AEP_{P50} [MWh/a]	AEP_{P75} [MWh/a]	AEP_{P90} [MWh/a]	Pertes effet de parc [%]
100 m	4.42	5'729	5'441	5'125	4'841	-
150 m	5.29	8'646	8'211	7'691	7'222	-

Le cycle journalier moyen et les différences saisonnières de la production sont montrés dans la Figure 24. Les valeurs obtenues sont basées sur 12 mois de mesure. Comme il peut exister des différences importantes d'année en année, notamment au niveau des productions saisonnières, cette figure est montrée ici à titre indicatif.

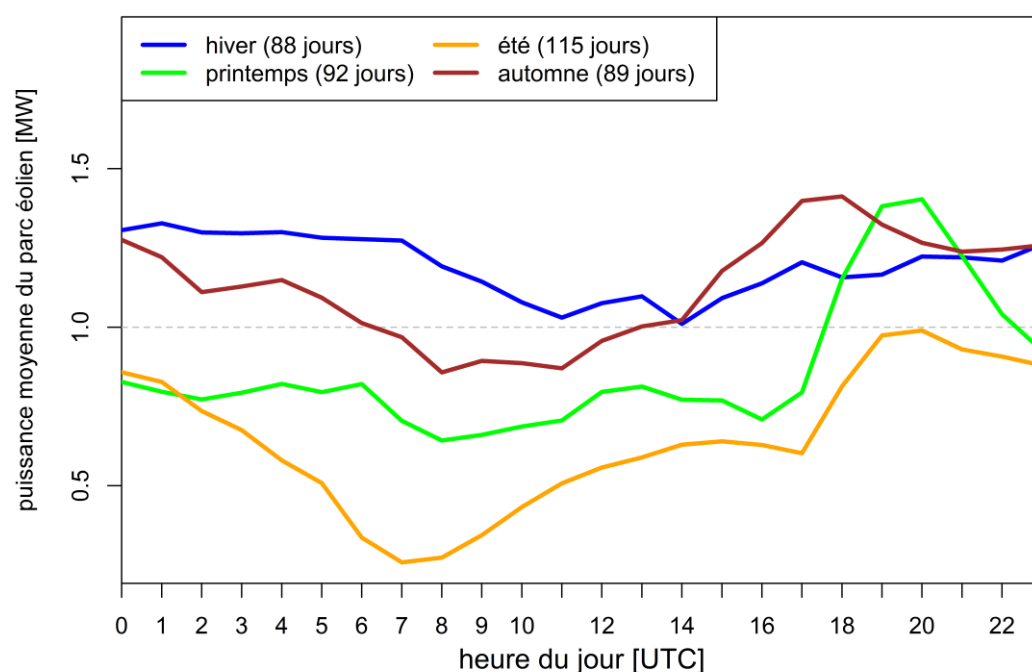


Figure 24: **Puissance moyenne de l'éolienne** en fonction de l'heure du jour et de la saison (hiver = décembre à février, printemps = mars à mai, etc.). Les données correspondent à l' AEP_{P50} pour une hauteur de moyeu à 150 m. La puissance nominale est de 4.26 MW. Pour chaque saison, le nombre de jours complets de mesure du vent est indiqué dans la légende.

10 Analyse de risque

Sur la base de l'incertitude calculée dans le chapitre 8, une analyse de risque relative aux estimations de productibles a été réalisée. En effet, la prise en compte de l'incertitude liée aux calculs de productibles est une étape importante de la planification de parcs éoliens¹⁹.

D'une manière générale, on peut estimer que la probabilité d'atteindre une certaine AEP suit une distribution normale. Les estimations AEP_{P50} du chapitre 9 correspondent au résultat le plus vraisemblable. L'incertitude totale s_{tot} calculée au chapitre 8 correspond à la largeur de la variation autour de ce résultat ainsi qu'à un écart-type. L'AEP peut ainsi être indiquée sous la forme d'une fonction représentant sa probabilité de dépassement.

Les Figure 25 et Figure 26 présentent l'AEP nette du parc en fonction de la probabilité de la dépasser. Les valeurs AEP_{P50} , AEP_{P75} , et AEP_{P90} , du Tableau 18 sont tirées des fonctions présentées dans ces figures.

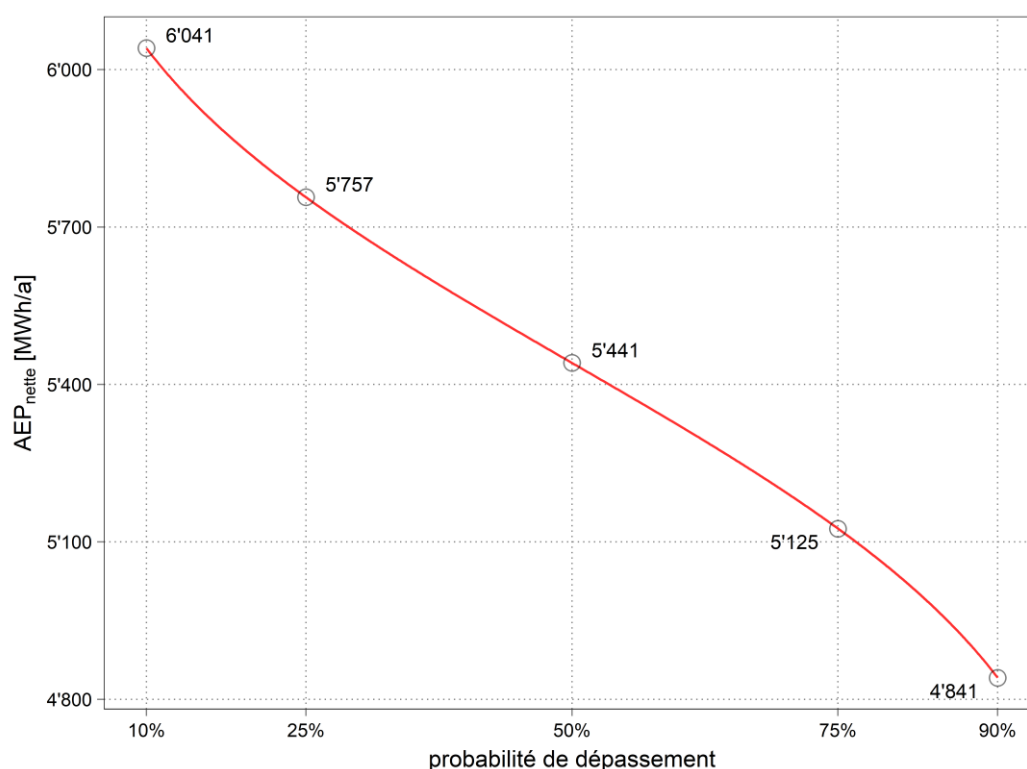


Figure 25: Production annuelle d'électricité nette (AEP nette) d'une éolienne E138 avec moyeux à 100 m à l'emplacement du mât sous forme de fonction représentant la probabilité de la dépasser en moyenne sur plusieurs années.

¹⁹ Dr. Eicher+Pauli AG, 2005 : Sicherheit von Windkraftanlagen in der Schweiz – Richtlinien und Standards.

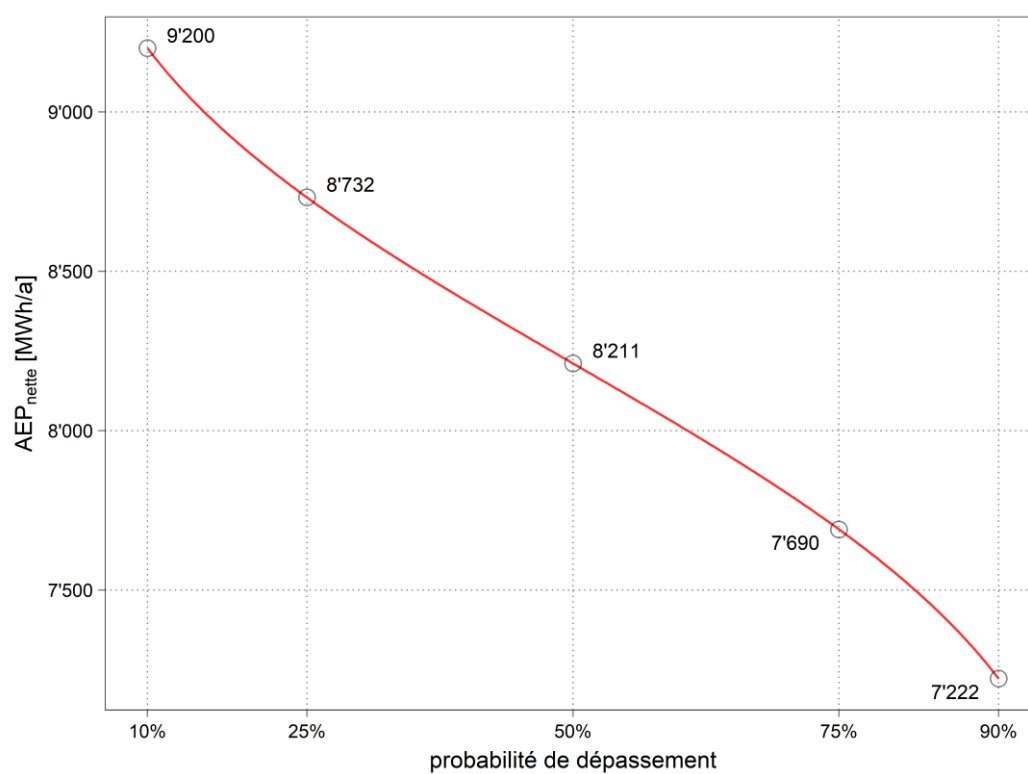


Figure 26: Production annuelle d'électricité nette (AEP nette) **d'une éolienne E138 avec moyeux à 150 m** à l'emplacement du mât sous forme de fonction représentant la probabilité de la dépasser en moyenne sur plusieurs années.

11 Classes d'éoliennes

11.1 Standard international IEC 61400-1

Le Tableau 19 montre les paramètres qui doivent être définis pour déterminer la classe d'éoliennes adéquate pour un site donné (selon IEC 61400-1, 3. Ed. 2005–08, p. 22). Les valeurs suivantes sont définies si possible à hauteur de moyeu :

- **v_{ref} : vitesse maximale de référence**, maximum des valeurs moyennes sur 10 minutes avec une période de retour de 50 ans
- **I_{ref} : Intensité de la turbulence**, pour une vitesse de vent de 15 m/s
 - A : la catégorie pour une turbulence élevée
 - B : la catégorie pour une turbulence moyenne
 - C : la catégorie pour une turbulence faible

Tableau 19: Paramètres pour la détermination des classes d'éoliennes selon IEC 61400-1 (source IEC 61400-1, 3ème édition, 2005–08).

Classe de turbine	I	II	III	S
v_{ref} (m/s)	50	42.5	37.5	Valeurs spécifiées par le fabricant
A I_{ref} (-)	0.16			
B I_{ref} (-)	0.14			
C I_{ref} (-)	0.12			

11.2 Classification du site Massif du Gibloux

A l'emplacement du mât, les valeurs de v_{ref} et I_{ref} sont ici calculées d'après les mesures de l'anémomètre de référence au sommet du mât à 100 mètres du sol.

11.2.1 Détermination de v_{ref} d'après les mesures

La vitesse de référence v_{ref} a été calculée à l'aide de la statistique des valeurs extrêmes. Tous les événements où le vent a soufflé au-dessus d'un certain seuil sont extraits de la série temporelle et servent de base pour calculer le vent maximal cinquantennal v_{ref} . La méthode qui consiste à extraire tous les pics au-dessus d'un certain seuil pour déterminer une valeur extrême porte le nom de « Peak Over Threshold, POT ». Une distribution généralisée de Pareto (GPD) est ensuite approximée d'après les pics ainsi extraits.

Les résultats de cette analyse des extrêmes sont présentés dans la Figure 27. Il est à noter que l'estimation du vent cinquantennal est incertaine, car les mesures

ne couvrent qu'une seule année. Une estimation fiable nécessiterait idéalement une série de données couvrant une période d'au moins 10 ans.

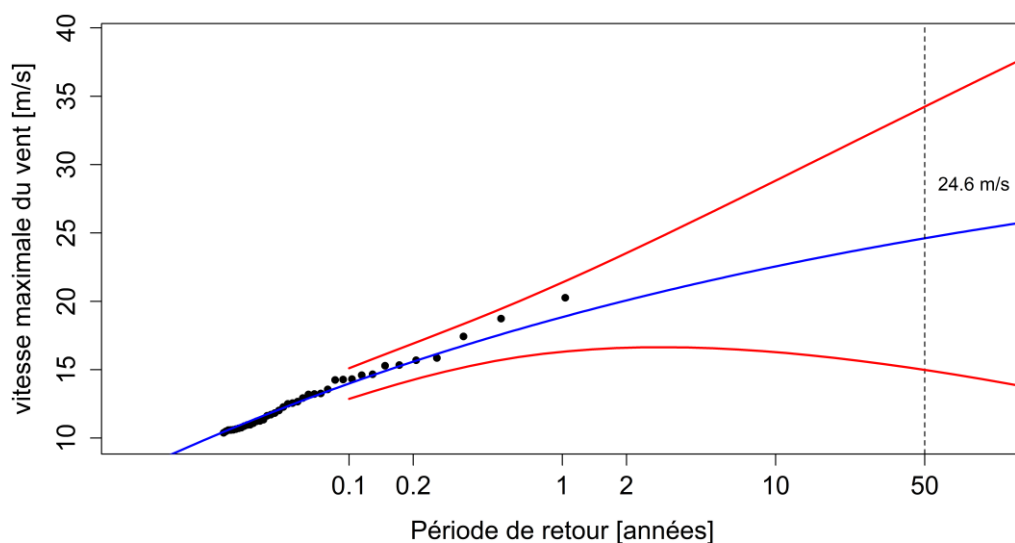


Figure 27: Résultat du calcul du vent maximal avec une période de retour de cinquante ans selon la statistique des valeurs extrêmes. Le vent cinquantennal est estimé d'après les valeurs moyennes sur 10 minutes mesurées au sommet du **mât à 100 mètres** du sol puis corrigées à long terme.

Selon IEC 61400-1, 3ème édition, 2005–08, v_{ref} peut aussi être calculé avec la formule suivante :

$$V_{ref} = 5 \cdot v_{avg}$$

V_{avg} désigne la moyenne de la vitesse du vent. Le vent cinquantennal calculé avec cette méthode se monte à $5 \cdot 4.42 \text{ m/s} = 22.1 \text{ m/s}$ pour l'emplacement du mât à 100 m.²⁰

Ces estimations de V_{ref} de 24.6 m/s et 22.1 m/s respectivement suggèrent que les éoliennes de **classe III** sont les plus adéquates pour le site éolien de Gibloux.

11.2.2 Détermination de I_{ref} d'après les mesures

La Figure 28 montre l'intensité de la turbulence en fonction de la vitesse du vent. L'intensité caractéristique de la turbulence I_{ref} est de 0.173 au mât à 100 m. Sur toute la campagne de mesure, il y a eu 32 valeurs à 10 minutes avec une vitesse de vent proche de 15 m/s (14 à 16 m/s), totalisant 0.2 jours.

²⁰ La valeur de 4.42 m/s est la valeur moyenne corrigée à long terme, voir chapitre 4.4.

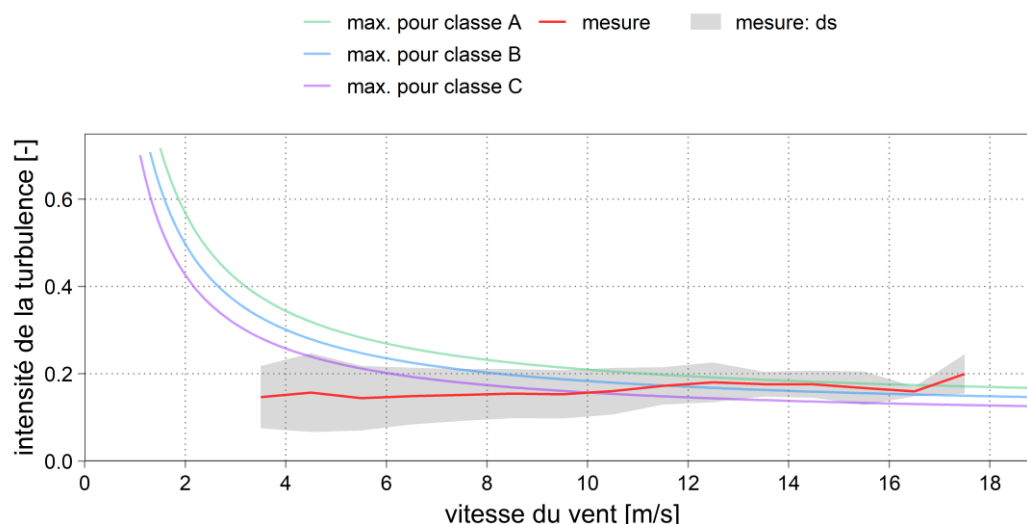


Figure 28: L'intensité moyenne de la turbulence mesurée au **mât à 100 m** pendant toute la campagne de mesure est marquée en rouge et son écart-type est délimité par la zone grise. Les valeurs limites de l'intensité de la turbulence sont marquées en vert, bleu et violet pour les classes d'éoliennes A, B et C, respectivement.

La Figure 29 montre l'intensité de la turbulence en fonction de la direction du vent.

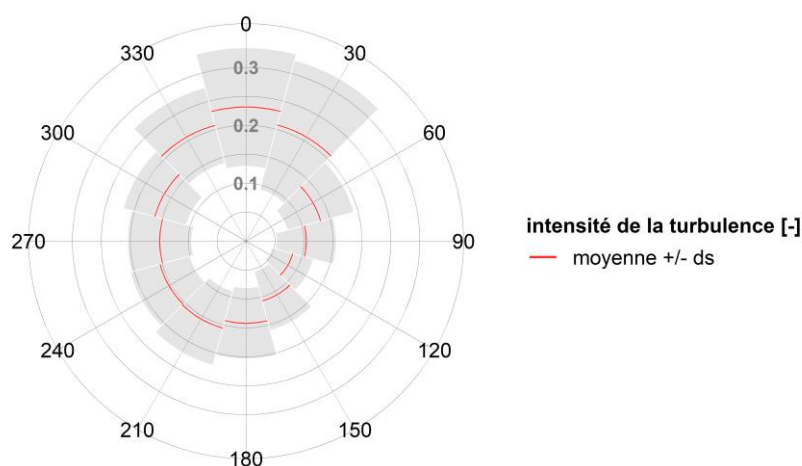


Figure 29: Intensité de la turbulence (en rouge) et son écart-type (zone grise) pour différents secteurs de direction du vent au **mât à 100 m** pendant la campagne de mesure.

11.2.3 Classification des divers emplacements

Le Tableau 20 contient les paramètres de base pour déterminer les classes d'éolienne à l'emplacement du mât. Pour l'emplacement du mât à 100 m, les données

proviennent directement des mesures. Pour l'emplacement du mât à 150 m, les données sont extraites du logiciel WindSim.

Tableau 20: Paramètres de base IEC (Tableau 19) pour déterminer la classe d'éolienne.

Emplacement	V_{avg} [m/s]	V_{ref} [m/s]	I_{ref} [-]	Classe d' éolienne
Mât à 100 m	4.42	22.1	0.173	III S
Mât à 150 m	5.29	28.7	0.123	III B

A Courbes de puissance

Les courbes de puissance et coefficients de poussée des types d'éoliennes considérés dans l'expertise sont présentés dans la Figure 30 et la Figure 31, ainsi que dans le Tableau 21. Ces courbes proviennent du WEA-explorer du logiciel WindPRO.

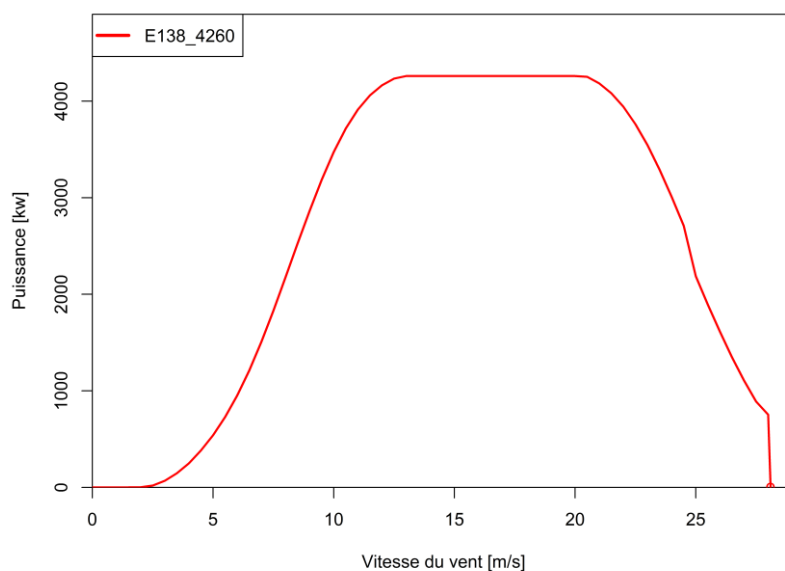


Figure 30: Courbe de puissance du type d'éolienne considéré dans cette expertise.

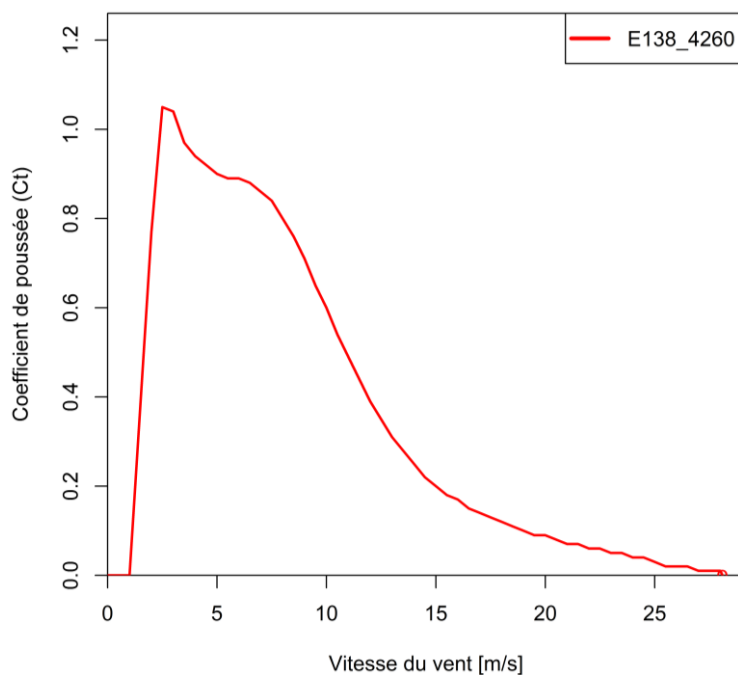


Figure 31: Coefficient de poussée du type d'éolienne considéré dans cette expertise.

Tableau 21: Courbes de puissance et coefficients de poussée (thrust coefficients) pour l'éolienne Enercon E138 EP3 considérée dans cette expertise. Les courbes correspondent à des conditions atmosphériques standard (température : 15°C, pression atmosphérique : 1'013 mbar; densité de l'air : 1.225 kg/m³). Source : WEA-explorer du logiciel WindPRO.

Vitesse du vent [m/s]	Puissance [kW]	Thrust coefficients
0.0	0	0
1.0	0	0
2.0	2	0.77
2.5	2	1.05
3.0	19	1.04
3.5	69	0.97
4.0	146	0.94
4.5	250	0.92
5.0	383	0.90
5.5	540	0.89
6.0	729	0.89
6.5	952	0.88
7.0	1'211	0.86
7.5	1'506	0.84
8.0	1'829	0.80
8.5	2'173	0.76
9.0	2'523	0.71
9.5	2'865	0.65
10.0	3'186	0.60
10.5	3'474	0.54
11.0	3'718	0.49
11.5	3'913	0.44
12.0	4'060	0.39
12.5	4'164	0.35
13.0	4'233	0.31
13.5	4'260	0.28
14.0	4'260	0.25
14.5	4'260	0.22
15.0	4'260	0.20
15.5	4'260	0.18
16.0	4'260	0.17
16.5	4'260	0.15
17.0	4'260	0.14
17.5	4'260	0.13
18.0	4'260	0.12
18.5	4'260	0.11
19.0	4'260	0.10

Vitesse du vent [m/s]	Puissance [kW]	Thrust co- efficients
19.5	4'260	0.09
20.0	4'260	0.09
20.5	4'252	0.08
21.0	4'184	0.07
21.5	4'082	0.07
22.0	3'943	0.06
22.5	3'762	0.06
23.0	3'543	0.05
23.5	3'289	0.05
24.0	3'008	0.04
24.5	2'709	0.04
25.0	2'187	0.03
25.5	1'892	0.02
26.0	1'613	0.02
26.5	1'348	0.02
27.0	1'106	0.01
27.5	889	0.01
28.0	753	0.01
28.5	0	0

B Certificats de calibration des anémomètres

Les certificats de calibration des anémomètres et girouettes sont livrés en complément de ce rapport.