

ÉTUDE ANÉMOMÉTRIQUE

EOLTECH Wind resource experts



Projet de Beaune-Barville-Batilly

(Département du Loiret)

Evaluation de potentiel éolien

Novembre 2020

Version	Résumé des modifications	Document	Date
1	Initial	Rapport complet	31/10/2018
2	Prise en compte de 12 mois de mesures à proximité du site	Rapport complet	20/07/2020
2.1	Correction de la puissance nominale indiquée dans les tableaux du § IV (erreur d'affichage)	Rapport complet	19/11/2020

Client : SICAP / Imagin'Ere

3, rue du Moulin de la Canne

45300 Pithiviers - France

Eoltech

8 Rue du Colonel Driant - 31 400 Toulouse - France

Tel +33 5 61 15 44 13

SARL au capital de 17 050 euros – RCS Toulouse : B 444 164 651 – APE 7112B

Sommaire

CONTEXTE ET PRINCIPAUX RESULTATS	4
CONCLUSIONS GENERALES	5
I PRESENTATION DU PROJET ET OBJET DE L'ETUDE	7
II LES MESURES DE VENT SUR SITE	9
II-1 DESCRIPTIF DE L'INSTALLATIONS DU MAT DE MESURES	9
II-2 DESCRIPTIF AU VOISINAGE DU SITE DE BEAUNE-BARVILLE-BATILLY.....	9
II-2-1 Orographie	9
II-2-2 Rugosité et obstacles.....	10
II-2-3 Parcs éoliens en activité	10
II-3 ANALYSE DE LA QUALITE DES DONNEES RELEVÉES SUR LA STATION DE MESURE.....	10
II-3-1 Fonctions de transfert	10
II-3-2 Contrôle des données de vitesse.....	10
II-3-3 Contrôle des données de direction	11
II-3-4 Corrélations croisées	11
II-3-5 Taux de recouvrement.....	11
II-3-6 Analyse de la dérive des anémomètres	11
II-4 RESULTATS DE LA CAMPAGNE DE MESURES	12
II-4-1 Vitesse	12
II-4-2 Rose des vents	13
II-4-3 Vitesses maximales observées.....	13
II-4-4 Intensité de turbulence.....	13
II-4-5 Gradients verticaux de vitesse.....	14
II-5 EVALUATION DES EFFETS DE SILLAGE SUR LES MESURES SUR MAT DE MESURE DE BEAUNE-BARVILLE-BATILLY	14
II-5-1 Effet de sillage du mât de mesure (tower shading) et du paratonnerre	14
II-5-2 Effet de sillage des turbines voisines en activité.....	14
II-6 CONCLUSIONS SUR LES MESURES	15
III RECALAGE LONG TERME DES DONNEES DE VENT	16
III-1 DONNEES DISPONIBLES	16
III-2 ANALYSE DE COHERENCE DES DONNEES SUR LE LONG TERME	17
III-3 REPRESENTATIVITE DE LA PERIODE DU POINT DE VUE DE LA VITESSE	18
III-4 REPRESENTATIVITE DE LA PERIODE DU POINT DE VUE DE LA ROSE DES VENTS ET DE LA DISTRIBUTION ENERGETIQUE PAR SECTEUR..	18
III-5 RECONSTITUTION SUR LE LONG TERME DES DONNEES MESUREES SUR LE SITE DE BORDEAUX/AUXY	19
III-5-1 Approche MCP.....	19
III-5-2 Tests de sensibilité à la méthodologie de recalage LT.....	19
III-5-3 Caractéristiques aérauliques long terme.....	19
IV SIMULATION	20

IV-1 LES ELEMENTS DU MODELE.....	20
IV-1-1 Données de vent.....	20
IV-1-2 Cartographie.....	20
IV-1-3 Le parc éolien.....	20
IV-1-4 Hauteur de déplacement.....	20
IV-1-5 Plan de gestion spécifique (bridage chiroptère et acoustique).....	20
IV-2 LES CONDITIONS DE SIMULATIONS DE WASP ET PARK.....	21
IV-2-1 Orographie (RIX).....	21
IV-2-2 Tests d'extrapolation verticale sur la station de mesures de 98,5 m de Bordeaux en Gatinais.....	21
IV-2-3 Espacement entre turbines.....	21
IV-2-4 Tests de sensibilité.....	21
IV-3 LES RESULTATS.....	22
IV-3-1 Cartographie des vitesses moyennes à 116 m de hauteur (Scénario 2).....	22
IV-3-2 Evaluation de la densité de l'air à hauteur de moyeu.....	22
IV-3-3 Estimation des productibles bruts du parc.....	23
IV-3-4 Estimation de l'impact du plan de gestion spécifique (bridage chiroptère et acoustique).....	24
IV-3-5 Pertes sur le productible.....	25
IV-3-6 Estimation du productible net.....	26
IV-3-7 Evaluation de l'incertitude sur le productible.....	26
IV-3-8 Estimation des probabilités de dépassement.....	27
V CONCLUSIONS GENERALES.....	28
REFERENCES.....	30
ANNEXE 1 – CARACTERISTIQUES ET IMPLANTATION DES EOLIENNES.....	31
ANNEXE 2 – DETAIL DES CONTRAINTES POUR LE PLAN DE GESTION SPECIFIQUE.....	33
ANNEXE 3 – DETAIL DES PRODUCTIBLES BRUTS PAR TURBINE.....	35
ANNEXE 4 – A ET K PAR EOLIENNE ET POUR LE MAT DE MESURES A HAUTEUR DE MOYEU.....	36
ANNEXE 5 – ROSE DES VENTS AU POINT D'IMPLANTATION DU MAT DE MESURES A 116 M DE HAUTEUR.....	37
ANNEXE 6 – PHOTOGRAPHIES DU SITE DE BORDEAUX EN GATINAIS.....	38
ANNEXE 7 – DETAIL DE L'EVALUATION DE L'INCERTITUDE SUR LE PRODUCTIBLE.....	41
ANNEXE 8 – CERTIFICATS DE CALIBRATION.....	42

Contexte et principaux résultats

Contexte

PROJET : Beaune-Barville-Batilly			
Communes	Beaune-la-Rolande	Département	Loiret
Mât de mesures	97,5 m (Bordeaux-en-Gâtinais)	Période	14/01/2019 au 23/01/2020

Principaux résultats

Mesures (à 8 km de Beaune-la-Rolande)		Remarques	
Période prise en compte	14/01/2019 au 13/01/2020 (12 mois)	Taux de recouvrement :	99,4 %
V_{moy}	6,74 m/s	h =	98,5 m
Intensité de turbulence	8,36 %	Pour $V > 3$ m/s et h =	98,5 m
Reconstitution long terme		(reconstitution de type MCP)	
V_{moy}	6,49 m/s	h =	98,5 m

Période long terme considérée Janvier 2010 - Décembre 2019 (10 cycles de 12 mois)			
	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3
Modèle d'éoliennes	Enercon E126	Enercon E126	Vestas V126
Puissance unitaire	3,0 MW	3,0 MW	3,0 MW
Hauteur de moyeu	96 m	116 m	117 m
Diamètre de rotor	126 m	126 m	126 m
Nombre d'éoliennes	5	5	5
Puissance totale	15,0 MW	15,0 MW	15,0 MW
Productible brut (MWh/an)	45 553	50 499	52 251
<i>Pertes sillage incluses</i>			
Incertitude sur productible	± 12,5 %	± 11,0 %	± 11,0 %
Corrections			
Densité de l'air	99,3 %	99,1 %	99,1 %
Pertes électriques		98,5 %	
Disponibilité garantie		98,0 %	
Maintenance planifiée constructeur		99,5 %	
Disponibilité réseau		99,5 %	
Givre		99,5 %	
Plan de gestion spécifique	92,3 %	92,0 %	95,5 %
Total	87,2 %	86,7 %	90,0 %

	Scénario 1 E126 3,0 MW à 96m	Scénario 2 E126 3,0 MW à 116m	Scénario 3 V126 3,0 MW à 117m
Productible net - P50	39 701 MWh/an 2 647 h. équiv.	43 780 MWh/an 2 919 h. équiv.	47 022 MWh/an 3 135 h. équiv.
P75	36 354 MWh/an 2 424 h. équiv.	40 532 MWh/an 2 702 h. équiv.	43 533 MWh/an 2 902 h. équiv.
P90	33 341 MWh/an 2 223 h. équiv.	37 608 MWh/an 2 507 h. équiv.	40 393 MWh/an 2 693 h. équiv.

Les conclusions générales de ce rapport sont présentées en page suivante.

Conclusions générales

L'objet de cette mise à jour est d'évaluer le potentiel éolien du projet de Beaune-Barville-Batilly à partir d'une campagne de mesure réalisée à 8 km du projet. On rappellera qu'une précédente étude du projet de Beaune-Barville-Batilly réalisée en Octobre 2018 s'était appuyé sur un atlas éolien ajusté sur l'historique de production de deux parcs éoliens en activité Pithiviers et Sermaises à respectivement 17 et 24 km du site de Beaune-Barville-Batilly.

Compte tenu des conditions de réalisation relativement satisfaisantes de cette étude ainsi que de la concordance des résultats avec l'étude précédente (résultats issus de deux sources indépendantes), le niveau d'incertitude global de cette étude a été réduit.

Dans le cadre de cette étude, les principaux points à rappeler sont :

- La qualité des données de vent relevées à 8km du site de Beaune-Barville-Batilly,
12 mois de mesures disponibles à 98,5 m de hauteur avec un taux de recouvrement > 99 %, anémomètres calibrés, exposition des capteurs satisfaisante et mât contrôlé par Eoltech.
- Les conditions relativement satisfaisantes du recalage sur le long terme de la période de mesure,
Période de 12 mois de mesure non représentative de la période de référence long terme 2010-2019 mais reconstitution de type MCP réalisée dans des conditions satisfaisantes (coefficients de corrélations avec source de référence élevée, distribution énergétique représentative du long terme et faible sensibilité des résultats à la méthode de recalage long terme).
- Les conditions pour la réalisation des simulations relativement satisfaisantes pour l'ensemble du parc de Beaune-Barville-Batilly,
Orographie et rugosité peu complexes, hauteur de mesure très proche des hauteurs de moyeu envisagées et tests d'extrapolation satisfaisants et mât de mesure relativement représentatif de l'ensemble des turbines mais turbines en projet localisées à 8 km du point de mesures.
- La concordance des résultats de cette étude avec ceux issus de l'atlas de vent de l'étude précédente,
Atlas entièrement indépendant de celui utilisé dans le cadre de cette étude et écarts sur le productible de l'ordre de 1,0 %.

Concernant le calcul d'impact des plans de gestion spécifiques, on rappellera que :

- la société Eoltech a pour mission d'estimer l'impact des plans de gestion spécifiques sur le productible et ne peut pas confirmer ou infirmer la pertinence des contraintes proposées,
- il conviendra au client de s'assurer auprès du constructeur de la faisabilité d'application des plans de gestion spécifiques considérés dans cette étude.

Recommandations

- L'accès aux courbes de puissance mesurées aux conditions de ce projet (i.e. à même hauteur de moyeu et environnement similaire), pourrait permettre de diminuer l'incertitude sur la performance associée aux modèles de turbines,
- Les pertes électriques prises en considération ont été fournies par le client (ordre de grandeur usuel). Il conviendra de vérifier le niveau de ces pertes par un calcul indépendant,
- Aucun plan de gestion de type acoustique n'a été considéré pour le modèle de turbine Vestas V126 3MW (scénario 3). Il conviendra au client de vérifier que le projet respecte bien les normes acoustiques en vigueur.
- A la demande du client, une disponibilité garantie de 98 % a été considérée pour l'ensemble des scénarios de turbines. Il conviendra de s'assurer de la cohérence de cette valeur avec les engagements du constructeur retenu (lecture de contrat).

Remarques générales

L'estimation théorique du potentiel éolien qui a été réalisée, suppose que :

- les courbes de puissance correspondent aux courbes de puissance garanties par le constructeur,
- sur les 10 prochaines années, le gisement devrait être similaire à celui de la période de référence prise en compte (2010-2019),
- sur la durée d'exploitation du parc, aucun changement significatif dans l'environnement du parc n'aura lieu (ex : pas de nouveau parc au voisinage autre que ceux pris en compte dans cette étude),
- les 2 % d'arrêt des turbines (disponibilité garantie) se produisent autant en périodes ventées qu'en périodes non ventées. On soulignera d'autre part que le taux de disponibilité garanti pris en compte dans cette étude a été fourni par le client et devra être confirmé (calcul et lecture de contrat).

I Présentation du projet et objet de l'étude

L'objet de cette étude est d'évaluer le potentiel éolien du projet de Beaune-Barville-Batilly à partir de 12 mois de données mesurées sur le site de Bordeaux-en-Gâtinais à 8 km du projet. Cette étude est proposée en complément de la précédente évaluation de potentiel éolien réalisée par Eoltech en Octobre 2018. On soulignera que les résultats issus de ces deux études sont indépendants du fait que la première étude s'appuie sur l'historique de production de deux parcs éoliens dans la région (Pithiviers et Sermaises) alors que la présente étude s'appuie sur une campagne de mesure de vent sur le site de Bordeaux-en-Gâtinais.

Le projet de Beaune-Barville-Batilly, développé sur les communes de Beaune-la-Rolande, de Barville-en Gâtinais et de Batilly-en Gâtinais dans le département de Loiret, se situe à environ 35 km au Nord Est de la ville d'Orléans.

La société Imagin'Ere, qui développe ce projet pour le compte de l'investisseur SICAP, prévoit l'implantation de 5 turbines sur le site. Deux modèles de turbines différents sont envisagés dans le cadre de cette étude dont un pour deux hauteurs de moyeux différentes (3 scénarios différents).

Une station de mesure de 97,5 m de hauteur a été installée sur le site de Bordeaux-en-Gâtinais au mois de Janvier 2019.

Les éléments mis à notre disposition par le client sont les suivants :

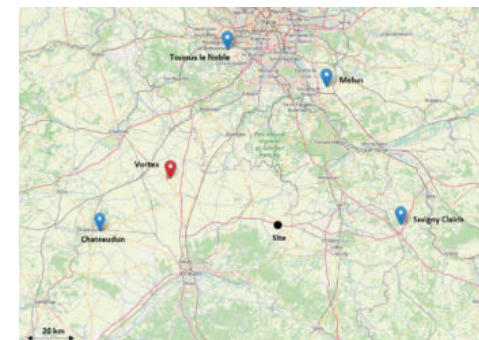
- données de vent relevées au niveau du mât de mesure sur le site de Bordeaux-en-Gâtinais (du 14/01/2019 au 23/01/2020),
- descriptif de la station de mesures et rapport d'installation [1],
- caractéristiques des éoliennes et implantations prévues sur ce site,
- caractéristiques du plan de gestion spécifique (chiroptère et acoustique).

Une visite du site a été réalisée par Eoltech le 14/01/2020.

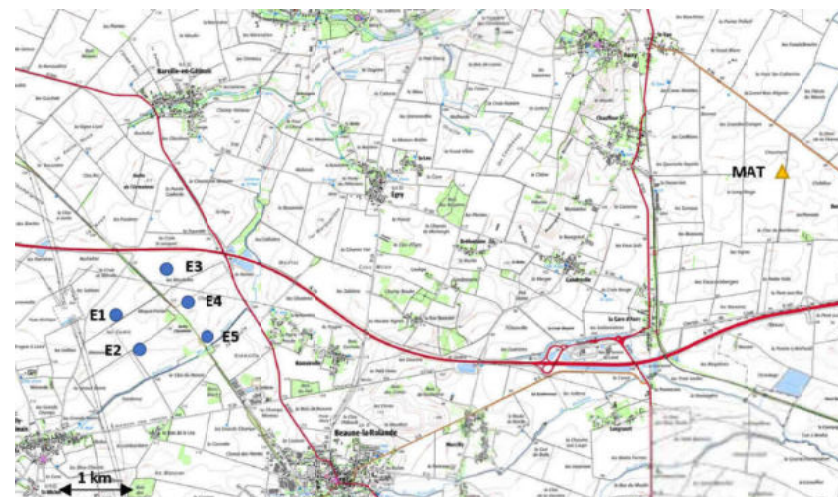
Les objectifs de cette étude sont :

- l'analyse des données de vent mesurées par les anémomètres du mât de mesures de Bordeaux-en-Gâtinais,
- l'analyse sur le long terme des données de vent issues de différentes sources de référence dans la région,
- l'évaluation des caractéristiques aérouliques sur le long terme sur les sites de Bordeaux-en-Gâtinais et de Beaune-Barville-Batilly,
- l'estimation du productible long terme du projet de Beaune-Barville-Batilly développé par la société Imagin'Ere,
- l'estimation de l'impact sur le productible du plan de gestion spécifique (chiroptère et acoustique),
- l'évaluation des niveaux d'incertitudes et de probabilités de dépassement correspondantes.

Cartes pour la localisation du site



Graphiques 1 et 2 : Localisation du site de Beaune-Barville-Batilly et des stations Météo-France voisines



Graphique 3 : Localisation du projet en développement de Beaune-Barville-Batilly et du mât (Bordeaux-en-Gâtinais)

II Les mesures de vent sur site

II-1 Descriptif de l'installations du mât de mesures

La station de mesures est une structure de type treillis haubanée d'une hauteur de 97,5 m, équipée des éléments suivants :

Centrale d'acquisition : Kintech Engineering – EOL Zenith

Configuration : pas de temps 10 minutes (unité m/s)

Capteurs	Modèles	Hauteur	Orientations	Supports	Calibrés
Anémomètre 1	Thies 1 st Class Adv.	98,5 m	315 °	Latéral – 250 cm	Oui
Anémomètre 2	Thies 1 st Class Adv.	98,5 m	135 °	Latéral – 250 cm	Oui
Anémomètre 3	Thies 1 st Class Adv.	80 m	315 °	Latéral – 250 cm	Oui
Anémomètre 4	Thies 1 st Class Adv.	60 m	315 °	Latéral – 250 cm	Oui
Anémomètre 5	Thies 1 st Class Adv.	40 m	315 °	Latéral – 250 cm	Oui
Girouette 1	Thies 1 st Class POT	95 m	315 °	Latéral – 250 cm	/
Girouette 2	Thies 1 st Class POT	85 m	315 °	Latéral – 250 cm	/

Tableau 1 : Descriptif synthétique de la station de mesures de 97,5 m de Bordeaux en Gatinais

Coordonnées (UTM 31 WGS84) : X = 463 172 E - Y = 5 327 992 N - Altitude = 90 m

On soulignera que les coordonnées du mât de mesure présentées ci-dessus correspondent à celles relevées et vérifiées par nos soins lors de la visite du site réalisée le 14/01/2020 (photos en Annexe 6). La hauteur des différents capteurs ainsi que les longueurs des supports correspondent aux informations issues de la fiche de montage du mât [1], et ont été contrôlées par nos soins à l'incertitude près sur les outils (inspection visuelle par clinomètre et télécommandée par drone, et analyse des photographies prises sur site).

Positionnement des capteurs

Le niveau d'exposition de l'ensemble des anémomètres est satisfaisant au regard de la longueur et de l'orientation des supports latéraux par rapport à la direction des vents dominants [3]. Si la distance entre la girouette 1 et l'anémomètre 1 n'est pas en accord avec la dernière norme IEC 61400-12-1 2.0 éditée en Mars 2017 [4], on soulignera que les conditions de réalisation de cette campagne de mesures sont considérées comme satisfaisantes.

Calibrage des capteurs

Les capteurs installés sur le mât et utilisés lors de cette campagne de mesures ont tous été calibrés par un organisme certifié Measnet. Les certificats de calibration se trouvent en Annexe 8.

II-2 Descriptif au voisinage du site de Beaune-Barville-Batilly

II-2-1 Orographie

Le relief au voisinage du site de Beaune-Barville-Batilly est relativement plat autour du mât de mesure et ce sur des distances significatives.

II-2-2 Rugosité et obstacles

D'une manière générale, le couvert végétal à proximité immédiate du mât de mesure et des futures turbines est assimilable à des terrains agricoles d'allures ouverts sur l'ensemble des secteurs.

Le niveau d'exposition du point de mesures est relativement représentatif de celui prévu pour les éoliennes du projet et ce malgré la distance entre le mât et les futures turbines.

II-2-3 Parcs éoliens en activité

D'après les informations fournies par le client ainsi que celles disponibles sur le site de développement de l'éolien terrestre en région Centre Val de Loire consulté en Mars 2020 [5], seul un parc éolien autorisé a été recensé à proximité du site de Beaune-Barville-Batilly.

Ainsi, les caractéristiques des parcs susceptibles de générer des pertes par effet de sillage sur le projet de Beaune-Barville-Batilly et pris en compte dans cette étude sont détaillées dans le tableau ci-après (cf. carte en Annexe 1).

Statut	Parcs éoliens	Nombre de turbines	Turbines	Hmoy	Puissance totale	Mise en service	Distance au site de Beaune-Barville-Batilly
Autorisés	Terres Chaudes	7	Nordex N117 3,6 MW	91 m + 106 m	25,2 MW	/	6 km
En développement	Bordeaux/Auxy	6	/	/	/	/	6 km

Tableau 2 : Descriptif des parcs éoliens voisins du projet de Beaune-Barville-Batilly

On notera que le parc éolien de Bordeaux-Auxy est actuellement en développement dans les environs du projet de Beaune-Barville-Batilly. Si ce parc n'a pas été considéré dans les simulations, l'impact de ce parc éolien sur la production de Beaune-Barville-Batilly a été estimé inférieur à 0,2 %.

II-3 Analyse de la qualité des données relevées sur la station de mesure

La période de mesures disponible et analysée sur le mât de mesure s'étend du 14/01/2019 au 23/01/2020 (soit 12 mois de mesures).

II-3-1 Fonctions de transfert

Tous les capteurs utilisés lors de cette campagne de mesures ont été calibrés par des organismes certifiés Measnet (cf. Annexe 8). Les fonctions de transfert issues de ces certificats ont été appliquées par nos soins aux données de vent issues du logger (données brutes fréquentielles non disponibles).

II-3-2 Contrôle des données de vitesse

On soulignera que l'analyse des données enregistrées a mis en relief quelques anomalies a priori dues au givre. Les mesures ainsi invalidées représentent environ 0,6 % des données enregistrées par chaque anémomètre de la station de mesure.

II-3-3 Contrôle des données de direction

Au regard de l'ensemble des informations disponibles (analyse graphique, compte rendu de la visite du site, comparaison avec des données méso-échelle et analyse du positionnement des capteurs), un offset de direction de + 130° a été appliqué aux mesures de direction enregistrées par les deux girouettes.

II-3-4 Corrélations croisées

Le tableau ci-dessous présente les coefficients de corrélations croisées calculés entre les anémomètres de la station de mesures.

	V2 – 98,5 m	V3 – 80 m	V4 – 60 m	V5 – 40 m
V1 – 98,5 m	99,91 %	99,41 %	97,44 %	93,94 %
V2 – 98,5 m	/	99,32 %	97,36 %	93,87 %
V3 – 80 m	/	/	99,04 %	96,25 %
V4 – 60 m	/	/	/	98,68 %

Tableau 3 : Coefficients de corrélations croisées entre les anémomètres du mât (14/01/2019 au 23/01/2020)

II-3-5 Taux de recouvrement

Les taux de recouvrement des informations traitées sont présentés dans le tableau ci-dessous.

Capteurs	Hauteurs	Taux de recouvrement	Remarques
Anémomètre 1	98,5 m	99,4 %	
Anémomètre 2	98,5 m	99,4 %	
Anémomètre 3	80 m	99,4 %	
Anémomètre 4	60 m	99,4 %	
Anémomètre 5	40 m	99,4 %	Invalidations ponctuelles a priori dues au givre (≈ 0,6 %)
Girouette 1	95 m	99,4 %	
Girouette 2	85 m	99,4 %	

Tableau 4 : Taux de recouvrement sur le mât de mesure de Bordeaux en Gatinais (14/01/2019 au 23/01/2020)

II-3-6 Analyse de la dérive des anémomètres

Cette analyse qui permet le repérage d'une dérive éventuelle dans le comportement des capteurs constitue une information supplémentaire sur la qualité des mesures. Elle s'effectue à partir des ratios calculés entre les vitesses mesurées par deux anémomètres d'une même station de mesures selon les recommandations de la norme IEC 61400-12 (Annexe K – Ed. 2017) [6].

Hypothèses

Les hypothèses suivantes ont été considérées pour réaliser les tests de dérive entre les capteurs A1 et A2 :

- Classes de vitesses de 4 à 12 m/s centrées sur les nombres entiers et de largeur de 1,0 m/s,
- Echantillonnage minimum de 3 enregistrements par bin de vitesse,
- Secteur de direction de vent dominant non perturbé $210^\circ \pm 15^\circ$,
- Durée de la période de calibrage : 12 jours (14/01/2019-25/01/2019),
- Période totale d'analyse de dérive : 12 mois (26/01/2019-23/01/2020).

Résultats

Pour chaque bin de vitesse les écarts moyens, incertitudes types et somme quadratique des écarts et incertitudes ont été calculés selon les relations définies dans la norme IEC 61400-12-1 2.0 éditée en Mars 2017.

Les résultats obtenus sont synthétisés dans le tableau ci-dessous :

Classe de vitesse (m/s)	4	5	6	7	8	9	10	11	12
γ = Ecart moyen (m/s)	0,01	0,01	0,02	0,01	0,02	0,01	0,01	0,02	0,02
σ = Incertitude type (m/s)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
δ = Somme quadr.	0,01	0,01	0,02	0,01	0,02	0,02	0,01	0,02	0,02

Tableau 5 : Test dérive capteurs A1 et A2 (IEC 61400-12, Annexe K-Ed. 2017)

Les résultats obtenus pour chaque classe de vitesse respectant les seuils fixés par la norme IEC ($\delta < 0,1$ m/s), on considère donc qu'aucune dérive dans le comportement de ces deux anémomètres n'est mise en évidence.

II-4 Résultats de la campagne de mesures

Période de mesures prise en compte : 14/01/2019 au 13/01/2020 (12 mois)

II-4-1 Vitesse

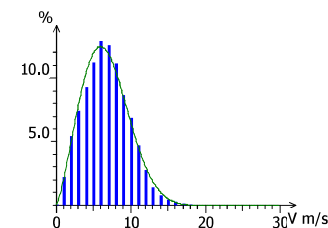
Le tableau ci-dessous présente les vitesses moyennes ainsi que les paramètres de Weibull correspondant aux distributions ajustées relevées sur le mât de mesure sur le site de Bordeaux en Gatinais.

Capteurs	Hauteurs	Taux de recouvrement	Vmoy (m/s)	A (m/s)	k
Anémomètre 1	98,5 m	99,4 %	6,74	7,61	2,33
Anémomètre 2	98,5 m	99,4 %	6,74	7,60	2,33
Anémomètre 3	80 m	99,4 %	6,42	7,25	2,31
Anémomètre 4	60 m	99,4 %	5,98	6,76	2,25
Anémomètre 5	40 m	99,4 %	5,45	6,15	2,11

Tableau 6 : Vitesses relevées sur le mât de mesure de Bordeaux en Gatinais (14/01/2019 au 13/01/2020 – 12 mois)

L'anémomètre 1 à 98,5 m sera considéré comme l'anémomètre principal pour établir l'atlas éolien du site.

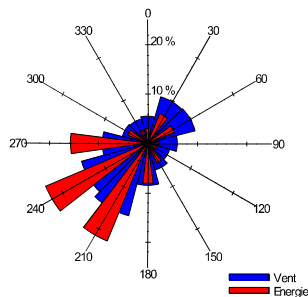
Le graphique ci-dessous présente les distributions brute et ajustée par classe de vitesses mesurées à 98,5 m de hauteur sur la station de mesures.



Graphique 4 : Distributions brute et ajustée à 98,5 m (A1) sur la période du 14/01/2019 au 13/01/2020

II-4-2 Rose des vents

Le graphique ci-dessous présente la rose des vents et la répartition énergétique par secteur relevées par l'anémomètre 1 à 98,5 m et la girouette 1 située à 95 m de hauteur.



Graphique 5 : Rose des vents et distribution énergétique sur la période du 14/01/2019 au 13/01/2020

II-4-3 Vitesses maximales observées

Le tableau ci-dessous présente les vitesses extrêmes relevées sur la période de mesures (moyenne 10 min et rafale).

Vitesse	Hauteur	Date	Vitesse maxi (m/s)
Moyenne 10 min			
Anémomètre 1	98,5 m	10/03/2019 10:40	21,85
Anémomètre 2	98,5 m	10/03/2019 10:40	22,03
Anémomètre 3	80 m	10/03/2019 10:40	21,49
Anémomètre 4	60 m	10/03/2019 10:40	20,98
Anémomètre 5	40 m	10/03/2019 10:40	20,27
Rafale			
Anémomètre 1	98,5 m	10/02/2019 14:50	30,53
Anémomètre 2	98,5 m	10/02/2019 14:50	30,48
Anémomètre 3	80 m	10/02/2019 14:50	29,02
Anémomètre 4	60 m	04/03/2019 07:50	27,60
Anémomètre 5	40 m	10/02/2019 14:50	27,72

Tableau 7 : Vitesses extrêmes relevées sur la période du 14/01/2019 au 13/01/2020

II-4-4 Intensité de turbulence

Le tableau ci-dessous présente pour chaque hauteur les intensités de turbulence relevées sur le site pendant la période de mesures.

Capteurs	Hauteurs	Intensités de turbulence moyenne (V > 3m/s)	Intensités de turbulence moyenne (V = 12 m/s)
Anémomètre 1	98,5 m	8,36 %	9,10 %
Anémomètre 2	98,5 m	8,42 %	9,14 %
Anémomètre 3	80 m	8,75 %	10,09 %
Anémomètre 4	60 m	9,27 %	10,89 %
Anémomètre 5	40 m	10,06 %	11,54 %

Tableau 8 : Intensités de turbulence relevées sur la station de mesures du 14/01/2019 au 13/01/2020

II-4-5 Gradients verticaux de vitesse

Les tableaux ci-dessous présentent les valeurs de α moyen correspondant à la relation suivante : $V_{h1} / V_{h2} = (h_1/h_2)^\alpha$

Pour $V_{h1} > 3\text{m/s}$	Global	Jour (08h00 – 18h00)	Nuit (18h00 – 08h00)
Anémomètres orientés à 315 °			
Coefficient alpha (α) 98,5 m (A2) – 80 m (A3)	0,24	0,12	0,32
Coefficient alpha (α) 98,5 m (A2) – 60 m (A4)	0,26	0,13	0,35
Coefficient alpha (α) 98,5 m (A2) – 40 m (A5)	0,27	0,13	0,36

Tableau 9 : Coefficients alpha moyen sur le mât de mesure de Bordeaux en Gatinais (14/01/2019 au 13/01/2020)

II-5 Evaluation des effets de sillage sur les mesures sur mât de mesure de Beaune-Barville-Batilly

II-5-1 Effet de sillage du mât de mesure (tower shading) et du paratonnerre

Les deux capteurs culminants à 98,5 m (anémomètres 1 et 2) sont soumis à des effets de sillage dus au paratonnerre et à l'anémomètre opposé. Leurs impacts sur les mesures ont été estimés en reconstituant des données de vitesse sur les secteurs de vent perturbés (respectivement [120° ; 150°] et [300° ; 330°] pour les anémomètres 1 et 2) et en comparant ces données reconstituées aux données brutes mesurées. On soulignera que la reconstitution des données perturbées a été effectuée à partir d'une corrélation préalablement établie entre les mesures des deux capteurs sur les secteurs de vent dominants non perturbés.

Les vitesses moyennes obtenues avec et sans correction sont synthétisées dans le tableau ci-dessous :

Capteurs	Hauteurs	Secteur corrigé	Vmoy brute (m/s) sans correction	Vmoy corrigée (m/s) avec correction	Ecart
Anémomètre 1	98,5 m	[120° ; 150°]	6,74	6,75	<0,2 %
Anémomètre 2	98,5 m	[300° ; 330°]	6,74	6,75	<0,2 %

Tableau 10 : Vitesses moyennes avec et sans correction des effets de sillage du mât (14/01/2019 au 13/01/2020)

Au regard des écarts présentés ci-dessus (inférieurs à 0,2 %), aucune correction des effets de sillage n'a été prise en compte dans la suite de l'étude.

II-5-2 Effet de sillage des turbines voisines en activité

Si aucun parc éolien en activité ne se trouve à proximité des turbines du projet de Beaune-Barville-Batilly, deux parcs éoliens étaient en activité à proximité du mât pendant la période de mesure : le parc du Gatinais à 4 km du mât ainsi que le parc d'Arville à 7 km du mât de mesure (cf. Annexe 1). L'impact de ces deux parcs voisins en activité sur la mesure du mât a été calculé et considéré négligeable ($\approx 0,1$ %).

Ainsi, aucune correction sur la vitesse liée aux effets de sillage des turbines voisines en activité n'a été appliquée aux données mesurées.

II-6 Conclusions sur les mesures

On soulignera principalement que sur le site de Beaune-Barville-Batilly :

- le mât de mesure se trouve sur le site Bordeaux en Gâtinais, à environ 8 km du projet de Beaune-Barville-Batilly,
- l'installation a été contrôlée par Eoltech le 14/01/2020,
- la période prise en compte (du 14/01/2019 au 13/01/2019) est significative puisque représentative de 12 mois de mesures pour un taux de recouvrement satisfaisant (> 99 % pour tous les anémomètres),
- la qualité des mesures de vitesses enregistrées par les anémomètres principaux est satisfaisante (anémomètres calibrés, longueurs et orientations des supports satisfaisantes),
- le niveau d'exposition du mât de mesure sur le site de Bordeaux en Gâtinais est relativement représentatif de l'exposition de l'ensemble des turbines du projet de Beaune-Barville-Batilly.

Les mesures de vent relevées par l'anémomètre 1 à 98,5 m et la girouette 1 à 95 m ont été privilégiées pour la génération de l'atlas éolien.

III Recalage long terme des données de vent

III-1 Données disponibles

Dans le but de disposer de données de référence sur le long terme, des données issues de différentes sources ont été analysées dans le cadre de cette étude : des mesures de vent relevées par les stations météorologiques au sol (réseau Météo France) et des données simulées à méso-échelle par la société Vortex.

Données des stations Météo France au sol

Les données relevées par des stations météorologiques au sol disponibles via Météo France ont été analysées sur la période de Janvier 2010 à Décembre 2019 (période long terme) et de Janvier 2019 à Janvier 2020 (période commune de 12 mois). Les données des stations de Chateaudun, Melun, Savigny-Clairis et Toussus le Noble ont été prises en compte.

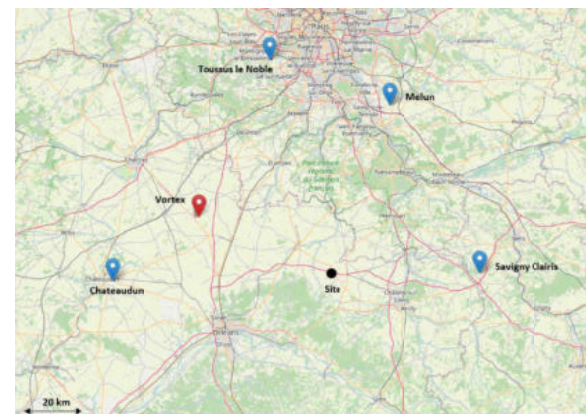
Données Vortex

Les séries de données de vent "virtuelles", proposées par la société Vortex, sont le résultat de simulations à méso-échelle du modèle climatologique régional WRF (Weather Research and Forecasting). On soulignera que Vortex propose différentes sources de données pour la simulation comme ERA-5, MERRA-2 ou CFSR, cette dernière ayant été retenue dans le cadre de cette étude.

Les coordonnées du point considéré sont les suivantes : Lat. = 48,3366°, Lon. = 1,7831°. Il se situe à environ 51 km du site de Beaune-Barville-Batilly. Les données ont été simulées à 80 m de hauteur en pas de temps horaire.

D'expérience, ces séries de données représentent une information fiable concernant la rose des vents et la distribution énergétique par secteur. Dans le cas présent, puisque l'homogénéité dans le temps des données Vortex sur la période considérée a été contrôlée, ces données ont été utilisées autant pour l'analyse de la représentativité des niveaux de vitesse que pour celle de la distribution énergétique par secteur.

Les stations Météo France et le point de simulation Vortex sont localisés sur la carte ci-dessous :



Graphique 6 : Localisation des stations Météo France et du point de simulation Vortex

III-2 Analyse de cohérence des données sur le long terme

La période de Janvier 2010 à Décembre 2019 (10 ans) a été considérée comme période de référence pour le recalage des données sur le long terme.

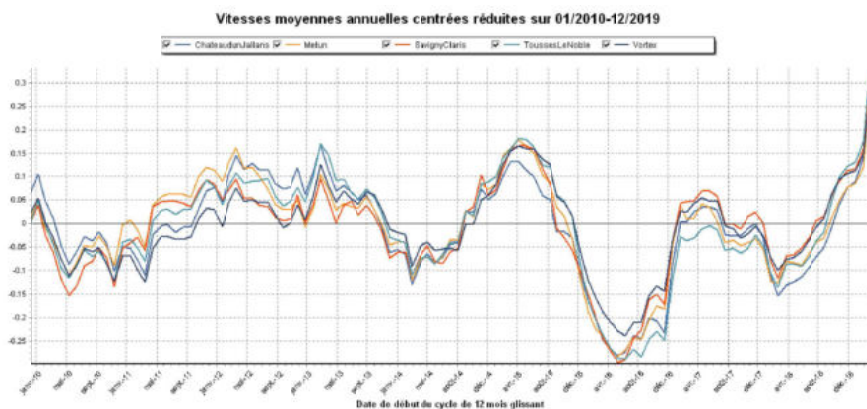
Le tableau ci-dessous présente le niveau de corrélation entre les vitesses de vent mesurées par les différentes sources de données de référence considérées et celles mesurées par le mât installé sur site (moyennes journalières).

A noter que les données journalières des stations Météo-France ont été synchronisées avec les données de vent mesurées sur site.

	Chateaudun	Melun	Savigny-Clairis	Toussus le Noble	Vortex
CC journalier sur période commune (14/01/2019 - 23/01/2020)	94,5 %	92,7 %	94,7 %	92,2 %	94,1 %
Distance au site	76 km	61 km	52 km	76 km	56 km

Tableau 11 : Coefficient de corrélation entre les vitesses mesurées sur site et celles des stations Météo France

Le graphique ci-dessous présente les vitesses moyennes annuelles glissées centrées réduites sur la période 2010 -2019 pour les stations Météo France considérées et le point de simulation Vortex.



Graphique 7 : Vitesses moyennes annuelles glissées centrées réduites sur le long terme 2010-2019

L'analyse de l'évolution des vitesses moyennes annuelles des stations Météo-France et des données modélisées par la société Vortex, met en évidence un niveau de cohérence élevé entre les différentes sources de référence sur l'ensemble de la période de référence long terme. A noter que si certaines nuances peuvent être observées ponctuellement, celles-ci ne traduisent pas nécessairement un problème d'homogénéité du fait de leurs caractères ponctuels mais pourraient être liées à des spécificités locales du gisement.

Par conséquent les conditions de mesures des différentes stations et des données simulées par Vortex prises en compte dans cette analyse ont été considérées comme homogènes sur l'ensemble de la période de référence long terme (01/2010-12/2019).

III-3 Représentativité de la période du point de vue de la vitesse

Le tableau ci-dessous illustre le niveau de représentativité de la période de mesures sur site par rapport au long terme du point de vue de la vitesse de vent :

	Chateaudun	Melun	Savigny-Clairis	Toussus le Noble	Vortex
Période de référence long terme 01/01/2010 au 31/12/2019	3,82 m/s	3,58 m/s	3,18 m/s	3,54 m/s	6,63 m/s
Période commune retenue 14/01/2019 au 13/01/2020	4,01 m/s	3,75 m/s	3,38 m/s	3,77 m/s	6,92 m/s
Ecart de vitesse brut	+ 5,0 %	+ 4,7 %	+ 6,5 %	+ 6,6 %	+ 4,4 %
Ecart de vitesse (corrigés des amplitudes de variation*)	+ 4,0 %	+ 3,4 %	+ 5,0 %	+ 5,0 %	+ 4,3 %

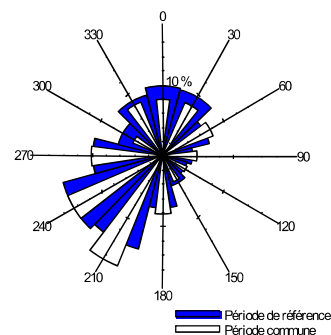
(*) Ajustement du aux écarts d'amplitude de variation entre les mesures de référence et les mesures sur site

Tableau 12 : Niveau de représentativité de la période commune par rapport au long terme du gisement éolien

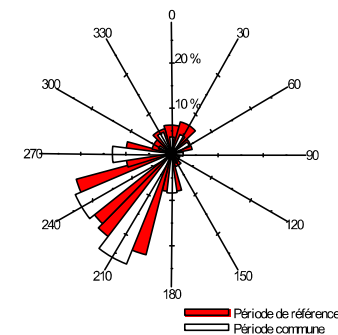
D'après le tableau ci-dessus, l'ensemble des stations de références conduisent à des écarts de vitesses compris entre + 3,4 % et + 5,0 % selon les différentes sources considérées. Aussi, **Au regard de l'amplitude des écarts de ressource constaté entre la période de mesures et la période long terme, une reconstruction de type MCP a été privilégiée.**

III-4 Représentativité de la période du point de vue de la rose des vents et de la distribution énergétique par secteur

Les données de vent utilisées sur chaque station météorologique étant des moyennes journalières, l'analyse de la représentativité de la période de mesures par rapport au long terme du point de vue des distributions énergétiques par secteur s'est appuyée sur la série virtuelle de données de vent générées par la société Vortex (pas de temps horaire).



Graphique 8 : Vortex – roses des vents sur la période de référence et la période commune



Graphique 9 : Vortex – distributions énergétiques sur la période de référence et la période commune

Au vu des graphiques ci-dessus, on considérera que la rose des vents et la distribution énergétique relevée sur la période commune sont représentatives de celles relevées sur la période de référence long terme 2010-2019.

III-5 Reconstitution sur le long terme des données mesurées sur le site de Bordeaux/Auxy

III-5-1 Approche MCP

Au regard de l'amplitude des écarts de ressource à prendre en compte entre la période de mesures et la période long terme, une reconstruction de type MCP a été privilégiée. La reconstitution sur le long terme des données de vent mesurées sur le site de Bordeaux/Auxy par la méthode MCP (*New Matrix Method of Predicting long-term wind roses with MCP – Journal of Wind engineering and Industrial Aerodynamics 99*) s'est appuyée sur :

- les données de vitesse 10 min à 98,5 m et de direction à 95 m enregistrées par le mât de mesure sur le site de Bordeaux/Auxy (période du 14/01/2019 au 13/01/2020),
- les données de vent horaires réanalysées modélisées à mésoéchelle par Vortex sur la période commune du 14/01/2019 au 13/01/2020 ainsi que sur la période long terme (01/01/2010 – 31/12/2019).

Coefficient de corrélation entre les données de vitesses modélisées par Vortex et les données de l'anémomètre 1 de Bordeaux/Auxy : 83,20 %.

III-5-2 Tests de sensibilité à la méthodologie de recalage LT

– Approche MCP avec des données météorologiques

L'approche MCP réalisée avec les données Vortex a aussi été testée avec des données météorologiques issues de la base de données NOAA pour la station de Toussus le Noble. Si les coefficients de corrélation entre ces données et les données mesurées par le mât de Bordeaux en Gatinais étaient plus faibles qu'avec les données Vortex (de l'ordre de 68 %), les résultats confortent ceux présentés par l'approche principale (écart sur la production du parc de 0,4 %).

– Correction moyenne sur la vitesse (scaling factor)

Compte tenu de la représentativité satisfaisante de la distribution énergétique par secteur sur la période commune par rapport à la période de référence long terme, un test de sensibilité a été effectué en appliquant un facteur correctif moyen de – 4,3 % sur la vitesse moyenne (écart moyen observé par toutes les sources de données, cf. III-3). Ce test a montré un écart sur le productible du parc de Beaune-Barville-Batilly de 0,4 %.

III-5-3 Caractéristiques aérauliques long terme

Les caractéristiques aérauliques à 98,5 m de hauteur sur le site de Beaune-Barville-Batilly ainsi reconstituées sur le long terme et utilisées par la suite dans le logiciel WAsP sont présentées dans le tableau ci-dessous :

Secteurs	Occurrences	Vmoy (m/s)	A (m/s)	k
N -15°/ 15°	6,7 %	5,76	6,50	2,30
15°/ 45°	11,8 %	6,27	7,07	2,45
45°/ 75°	9,7 %	6,02	6,78	2,52
E 75°/105°	5,2 %	5,30	5,98	2,44
105°/135°	4,2 %	5,39	6,09	2,27
135°/165°	4,6 %	5,97	6,74	2,17
S 165°/195°	7,3 %	6,69	7,55	2,22
195°/225°	14,4 %	7,28	8,21	2,40
225°/255°	14,0 %	7,44	8,38	2,49
O 255°/285°	10,0 %	7,02	7,92	2,36
285°/315°	6,3 %	6,30	7,11	2,29
315°/345°	5,8 %	5,66	6,39	2,35
Total	100,0 %	6,49	7,33	2,28

Tableau 13 : Caractéristiques aérauliques long terme au point du mât de mesures à 98,5 m (01/01/2010 au 31/12/2019)

IV Simulation

Les simulations ont été réalisées à l'aide du logiciel WAsP développé par le laboratoire danois Risoe.

IV-1 Les éléments du modèle

Ces calculs nécessitent l'utilisation des éléments suivants :

IV-1-1 Données de vent

Les données de vent relevées sur le mât de Bordeaux en Gatinais à 98,5 m de hauteur (A1) ajustées sur le long terme ont été utilisées pour générer l'atlas éolien (cf. § III-5-3).

IV-1-2 Cartographie

La topographie digitalisée (orographie et rugosité) représente une surface d'environ 60 km x 60 km, centrée sur le point de mesures.

IV-1-3 Le parc éolien

Le calcul de productible du parc de Beaune-Barville-Batilly a été réalisé pour les 3 scénarios suivants :

Scénario	1	2	3
Type de turbine	Enercon E126-EP3 3,0 MW	Enercon E126-EP3 3,0 MW	Vestas V126 3,0 MW
Puissance unitaire	3,0 MW	3,0 MW	3,0 MW
Diamètre de rotor	126 m	126 m	126 m
Hauteur de moyeu	96 m	116 m	117 m
Nombre de turbines	5	5	5
Puissance totale	15,0 MW	15,0 MW	15,0 MW

Tableau 14 : Synthèse des scénarios de turbines

On notera que le modèle de turbines Vestas V126 3,0 MW correspond à un mode réduit du modèle de turbine Vestas V126 3,45 MW (mode LO2).

Le détail des coordonnées des points d'implantation des éoliennes ainsi que les courbes de puissance des turbines sont présentés en Annexe 1.

IV-1-4 Hauteur de déplacement

Aucune hauteur de déplacement n'a été considérée dans le cadre de ce projet.

IV-1-5 Plan de gestion spécifique (bridage chiroptère et acoustique)

Un plan de gestion spécifique de type chiroptère établi par le bureau d'études Ecosphère [2] ainsi qu'un plan de gestion acoustique établi par Erea Ingénierie [9] ont été pris en compte dans cette étude. Ces plans, détaillés en Annexe 2, prévoient l'arrêt des turbines ou leurs fonctionnements en modes restreints selon la période de l'année, l'heure, la température et le niveau de vent.

On soulignera qu'aucun plan de gestion de type acoustique n'a été considéré pour le modèle de turbine Vestas V126 3MW. Il conviendra au client de vérifier que le projet respecte bien les normes acoustiques en vigueur.

On rappellera qu'Eoltech a pour mission d'estimer l'impact de ces plans de gestion spécifiques sur la production et ne peut pas confirmer ou infirmer la pertinence de ces plans de gestion.

IV-2 Les conditions de simulations de WASP et PARK

IV-2-1 Orographie (RIX)

Au voisinage du point de mesures et des points d'implantation des éoliennes, les valeurs de RIX et de ΔRIX sont nulles (0 %). On peut donc considérer, du point de vue orographique, que les conditions d'utilisation du logiciel WASP sont satisfaisantes.

IV-2-2 Tests d'extrapolation verticale sur la station de mesures de 98,5 m de Bordeaux en Gatinais

Afin de prendre en compte les capteurs dont les expositions sont similaires (anémomètres orientés à 315°), des comparaisons mesures/simulations sur les vitesses obtenues en période synchrone à partir de l'atlas généré à 98,5 m (A1) et les mesures ajustées par WASP à 98,5 m (A1), 80 m (A3), 60 m (A4) et 40 m (A5) ont été réalisées sur l'ensemble des secteurs ainsi que sur un secteur de vent dominant non perturbé (210°). Les résultats sont présentés dans le tableau ci-dessous.

Atlas généré à partir de Bordeaux en Gatinais à 98,5 m				
Hauteur	Tous secteurs		Secteur Sud-Sud-Ouest (210°)	
	V Ajustées*	V Simulées	V Ajustées*	V Simulées
A1 – 98,5 m	6,82 m/s	6,82 m/s	8,01 m/s	8,01 m/s
A3 – 80 m	6,48 m/s	6,51 m/s	7,63 m/s	7,63 m/s
A4 – 60 m	6,02 m/s	6,08 m/s	7,11 m/s	7,12 m/s
A5 – 40 m	5,45 m/s	5,56 m/s	6,53 m/s	6,49 m/s
α 98,5m-80m	0,25	0,22	0,23	0,23
α 98,5m-60m	0,25	0,23	0,24	0,24
α 98,5m-40m	0,25	0,23	0,23	0,23

* les vitesses ajustées correspondent aux vitesses mesurées ajustées selon une distribution de Weibull par WASP

Tableau 15 : Comparaisons simulations / mesures aux différentes hauteurs mesurées

On notera que les résultats des tests d'extrapolation verticale sont satisfaisants tous secteurs confondus ainsi que sur le secteur dominant non perturbé.

IV-2-3 Espacement entre turbines

Les espacements entre les turbines, proches de 4 diamètres de rotor (> 3,9 diamètres de rotor pour tous les scénarios) conduisent à considérer des conditions d'utilisation satisfaisantes du logiciel PARK pour l'estimation des pertes par effets de sillage.

IV-2-4 Tests de sensibilité

Sensibilité à la rugosité

Les tests de sensibilité à la rugosité ont montré une faible sensibilité des résultats avec des écarts inférieurs à 1,0 %.

Sensibilité à l'offset de direction

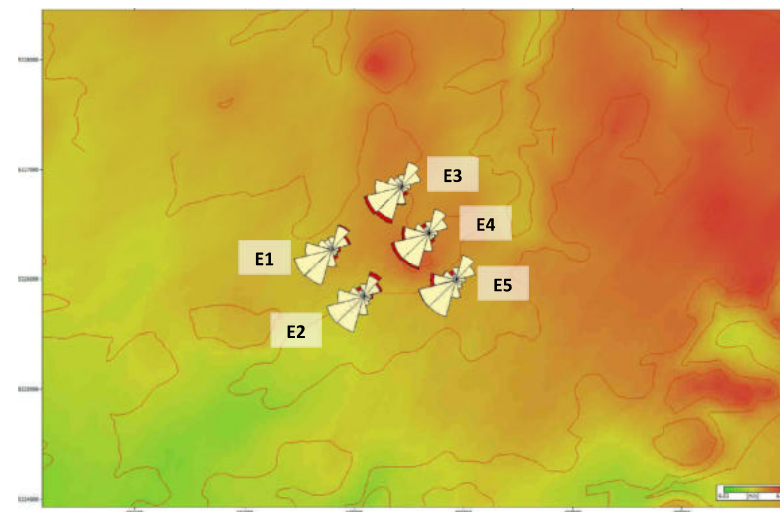
Des tests de sensibilité au calage de la direction ont été réalisés. Les écarts observés sur les productibles sont inférieurs à 1,0 % pour des offsets variant de - 20° à + 20°.

Sensibilité au wake decay factor

Des tests de sensibilité au paramètre de « wake decay factor » ont été réalisés pour tenir compte de l'incertitude sur l'estimation du niveau des pertes de sillage liées à l'intensité de turbulence sur site. Les résultats diffèrent de moins de 0,5 % sur le productible net.

IV-3 Les résultats

IV-3-1 Cartographie des vitesses moyennes à 116 m de hauteur (Scénario 2)



Graphique 10 : Cartographie des vitesses moyennes sur le site de Beaune-Barville-Batilly à 116 m de hauteur et roses des vents énergétiques calculées aux points d'implantation des turbines

IV-3-2 Evaluation de la densité de l'air à hauteur de moyeu

La station Météo-France de Chateaudun, située à environ 76 km du site, a été utilisée comme référence pour l'estimation de la densité de l'air à hauteur de moyeu sur le site.

- Densité de l'air sur la station de Chateaudun : 1,226 kg/m³
- Altitude moyenne de la station Météo France : 126 m
- Altitude moyenne du site (tenant compte de la hauteur de moyeu) : entre 207 m et 228 m selon les scénarios

Ainsi, la densité de l'air à hauteur de moyeu a été estimée à 1,216 kg/m³ pour le scénario 1 (Enercon E126 3.0MW à 96 m de hauteur de moyeu) et à 1,214 kg/m³ pour les scénarios 2 et 3 (Enercon E126 3,0 MW à 116 m de hauteur de moyeu et Vestas V126 3,0 MW à 117 m de hauteur de moyeu).

Les courbes de puissance étant fournies à une densité de l'air de 1,225 kg/m³, une correction de - 0,7 % pour le scénario 1 et une correction de - 0,9 % pour les scénarios 2 et 3 seront appliquées aux productibles bruts du projet pour prendre en compte la densité de l'air à hauteur de moyeu (cf. IV-3-5).

IV-3-3 Estimation des productibles bruts du parc

Les tableaux ci-dessous présentent les productibles bruts et nets de sillage pour les différents scénarios prévus pour le projet de Beaune-Barville-Batilly.

	Modèle de turbines	Puissance totale	Hauteur de moyeu	Vmoy (m/s)	Prod. brut (MWh/an) Hors sillage	Prod. brut (MWh/an) Pertes sillage incluses	Pertes sillages
Scénario 1	Enercon E126 3,0 MW	15,0 MW	96 m	6,37	47 960	45 553	5,0 %
Scénario 2	Enercon E126 3,0 MW	15,0 MW	116 m	6,73	52 964	50 499	4,7 %
Scénario 3	Vestas V126 3,0 MW	15,0 MW	117 m	6,74	54 791	52 251	4,6 %

Tableau 16 : Productibles bruts du parc de Beaune-Barville-Batilly

La disponibilité garantie, la correction liée à la densité de l'air à hauteur de moyeu ainsi que les pertes électriques ne sont pas prises en compte dans les résultats présentés ci-dessus. Le détail des productibles bruts par turbine est présenté en Annexe 3.

Comparaison avec les résultats issus de l'étude précédente

Pour rappel, une précédente étude de potentiel éolien du site de Beaune-Barville-Batilly avait été réalisé en Octobre 2018 en s'appuyant sur l'historique de production de deux parcs éoliens de la région, Pithiviers et Sermaises, à respectivement 17 km et 24 km du projet. L'atlas éolien généré pour cette précédente étude est donc entièrement indépendant de ce nouvel atlas issu des données de vent mesurées sur le site.

Le tableau ci-après présente les productibles estimés à partir de ces deux atlas de vent indépendants, pour le modèle de turbine Enercon E126 3 MW à 96 m de hauteur de moyeu (scénario 1). On soulignera que puisque les implantations des turbines sont différentes entre les deux études, ces comparaisons ont été effectués pour une même implantation à savoir celle considérée pour la nouvelle étude (voir coordonnées en Annexe 1).

	Période long terme	Atlas 1 (étude d'Octobre 2018)	Atlas 2 (étude en cours)	Ecart avec nouvel atlas
Prod. brut (MWh/an) Pertes sillage incluses	2008-2017	46 219 MWh/an	/	/
Prod. brut (MWh/an) Pertes sillage incluses	2010-2019	45 987 MWh/an	45 553 MWh/an	+ 1,0 %

Tableau 17 : Productibles bruts du parc de Beaune-Barville-Batilly

Ainsi, les productibles estimés à partir de ces deux atlas indépendants concordent et participent à renforcer le degré de confiance du productible estimé dans cette étude. **Ainsi, en tenant compte de ces résultats, le niveau d'incertitude associé à cette étude a été réduit (cf. § IV-3-7).**

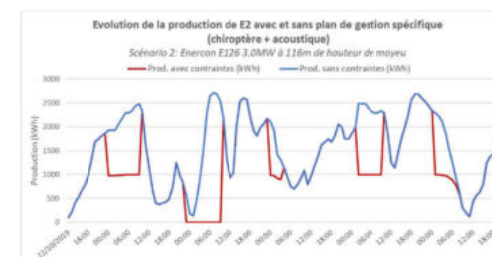
IV-3-4 Estimation de l'impact du plan de gestion spécifique (bridage chiroptère et acoustique)

Méthodologie générale

Un plan de gestion de type chiroptère établi par le bureau d'étude Ecosphère a été considéré pour les 3 scénarios de turbines étudiés. Un plan de gestion acoustique défini par la société Erea Ingenierie a aussi été considéré pour les scénarios 1 et 2 (Enercon E126). Les contraintes liées aux plans de gestion spécifiques simulées par la suite sont présentées en Annexe 2.

L'impact en production de ce plan de gestion spécifique combiné a été estimé à partir de l'analyse de la différence de production totale entre deux modélisations de série chronologiques de production pour chaque turbine (avec et sans contraintes). **On notera que compte tenu de l'absence de capteur de température sur le mât de mesure (critère de bridage chiroptère, cf. Annexe 2), la modélisation de série de production a été réalisée à partir de données Vortex issues de simulation à méso-échelle sur un pas de temps horaire.**

Le graphique ci-dessous illustre pour la turbine E2 la modélisation des contraintes du plan de gestion pour le scénario 2 (Enercon E126 3,0 MW à 116m de hauteur de moyeu).



Graphique 11 : Influence du bridage chiroptère et acoustique sur la production de E2

Résultats

Le tableau ci-dessous présente l'impact du plan de gestion spécifique (chiroptère et acoustique) sur le productible du parc de Beaune-Barville-Batilly pour les trois scénarios de turbines.

Bridage Turbines	Acoustique et chiroptère		Chiroptère
	Scénario 1 Enercon E126 3,0 MW à 96m	Scénario 2 Enercon E126 3,0 MW à 116m	Scénario 3 Vestas V126 3,0 MW à 117m
E1	5,3 %	5,6 %	4,4 %
E2	13,6 %	14,4 %	4,5 %
E3	5,4 %	5,5 %	4,4 %
E4	5,4 %	5,5 %	4,4 %
E5	8,9 %	9,1 %	4,9 %
Total	7,7 %	8,0 %	4,5 %

Tableau 18 : Pertes de production liées au plan de gestion spécifique (chiroptère et acoustique)

On rappellera d'une part qu'aucun plan de gestion acoustique n'a été pris en compte pour le scénario 3 et d'autre part qu'Eoltech a pour mission d'estimer l'impact de ces plans de gestion spécifique sur la production et ne peut pas confirmer ou infirmer la pertinence de ces plans.

IV-3-5 Pertes sur le productible

Le tableau ci-après présente une synthèse des corrections à appliquer aux productibles bruts calculés précédemment.

Désignations		Corrections	Remarques
(1) Pertes par effet de sillage		/	Incluses
(2) Densité de l'air	Scénario 1	99,3 %	Cf. § IV-3-2
	Scénarios 2 & 3	99,1 %	
(3) Pertes électriques		98,5 %	Fournies par le client (- 1,5 %)
(4) Disponibilité garantie		98,0 %	Fournie par le client
(5) Maintenance planifiée constructeur		99,5 %	Estimation Eoltech (par défaut)
(6) Disponibilité réseau		99,5 %	Estimation Eoltech (par défaut)
(7) Givre		99,5 %	Estimation Eoltech
(8) Arrêt rafale (hystérésis)		/	Considérée négligeable
(9) Usure		/	Considérée négligeable
(10) Performance réelle des turbines		/	Incertitude majorée (cf. Annexe 7)
(11) Mode fonctionnement particulier et/ou bridage	Scénario 1	92,3 %	Bridage chiroptère et acoustique, cf. § IV-3-4
	Scénario 2	92,0 %	
	Scénario 3	95,5 %	
(12) Autres		/	Aucun
Total	Scénario 1	87,2 %	
	Scénario 2	86,7 %	
	Scénario 3	90,0 %	

Tableau 19 : Synthèse des corrections appliquées aux productibles bruts

- (1) Parcs éoliens voisins pris en compte : Ferme Eolienne des Terres Chaudes, cf. § II-2-3
- (2) Cf. § IV-3-2
- (3) Pertes électriques fournies par le client, à confirmer par des calculs pour ce projet.
- (4) Disponibilité garantie par le constructeur fournie par le client (à confirmer dans le cadre des revues de contrats)
- (5) En l'absence d'informations complémentaires, Eoltech considère que la disponibilité garantie ne prend pas en compte l'indisponibilité associée à la maintenance préventive des machines (valeur usuelle)
- (6) Estimation s'appuyant sur l'expérience d'exploitants (à confirmer dans le cadre des revues de contrats)
- (7) L'estimation des pertes givre s'appuie sur le recoupement de données climatologiques générales (températures moyennes, nombre moyen de jours de gel...), et sur notre connaissance de la région (statistiques de givre sur plusieurs stations de mesures de vent de la région)
- (8) Compte tenu de la faible occurrence de vitesses pouvant impliquer des arrêts rafale, les pertes dues à l'effet d'hystérésis lié au « cut-out effect » ont été considérées négligeables
- (9) Eoltech considère qu'une usure prématurée des pales due à une sollicitation importante des machines ou un encrassement des pales est peu probable pour ce projet.
- (10) Usuellement, l'intensité de turbulence, le gradient vertical de vitesse, la complexité du relief et/ou du couvert végétal mais également la hauteur de moyeu au regard du diamètre de rotor participent à apprécier la capacité des turbines à respecter la performance annoncée (courbe de puissance garantie par le constructeur). Dans le cas

présent, en l'absence de courbes de puissance mesurées, l'incertitude associée aux performances des turbines a été majorée pour tous les scénarios et d'une manière plus importante pour le scénario 1 où le risque de sous-performance est plus important au regard de la faible hauteur de bas de pale.

- (11) Les impacts en production de contraintes chiroptère et acoustique ont été estimés par Eoltech. Les résultats de ces estimations se trouvent au § IV-3-4 et le détail des contraintes appliquées sont présentées en Annexe 2,
- (12) Aucune correction liée à de l'indisponibilité additionnelle due à des conditions de site spécifiques (foudre, températures extrêmes, difficulté d'accès...)

IV-3-6 Estimation du productible net

Le tableau ci-dessous présente le productible net calculé pour le parc de Beaune-Barville-Batilly.

	Modèle de turbines	Puissance totale	Hauteur de moyeu	Prod. Net P50 (MWh/an)	Prod. Net P50 (heures)
Scénario 1	Enercon E126 3,0 MW	15,0 MW	96 m	39 701	2 647
Scénario 2	Enercon E126 3,0 MW	15,0 MW	116 m	43 780	2 919
Scénario 3	Vestas V126 3,0 MW	15,0 MW	117 m	47 022	3 135

Tableau 20 : Synthèse des productibles nets du parc éolien de Beaune-Barville-Batilly

IV-3-7 Evaluation de l'incertitude sur le productible

Les incertitudes globales estimées et retenues pour les scénarios de turbines simulés pour le parc de Beaune-Barville-Batilly sont présentés dans le tableau ci-dessous (cf. détails en Annexe 7). **On soulignera que compte tenu de la convergence des résultats entre cette étude et la précédente (Octobre 2018) estimés chacun à partir de données sources entièrement indépendantes l'une de l'autre (cf. §IV-3-3), les niveaux d'incertitude ont été réduits.**

	Modèle de turbines	Hauteur de moyeu	Incertitude estimée sur le productible (à partir des mesures sur site)	Incertitude retenue (minoration au regard de la concordance des sources)
Scénario 1	Enercon E126 3,0 MW	96 m	± 14,5 %	± 12,5 %
Scénario 2	Enercon E126 3,0 MW	116 m	± 13,0 %	± 11,0 %
Scénario 3	Vestas V126 3,0 MW	117 m	± 13,0 %	± 11,0 %

Tableau 21 : Synthèse des incertitudes à appliquer sur le productible du parc éolien de Beaune-Barville-Batilly

IV-3-8 Estimation des probabilités de dépassement

Les valeurs de probabilité de dépassement ont été estimées à partir d'une distribution normale de Gauss centrée sur le nombre d'heures moyen (P50), pour un écart-type correspondant à l'incertitude estimée.

	Modèle de turbine	Puissance totale	Hauteur de moyeu	Prod. net P50	Ecart type	Prod. net P75	Prod. net P90
Scénario 1	Enercon E126 3,0 MW	15,0 MW	96 m	39 701 MWh/an <i>2 647 h. équiv.</i>	4 963 MWh/an <i>331 h. équiv.</i>	36 354 MWh/an <i>2 424 h. équiv.</i>	33 341 MWh/an <i>2 223 h. équiv.</i>
Scénario 2	Enercon E126 3,0 MW	15,0 MW	116 m	43 780 MWh/an <i>2 919 h. équiv.</i>	4 816 MWh/an <i>321 h. équiv.</i>	40 532 MWh/an <i>2 702 h. équiv.</i>	37 608 MWh/an <i>2 507 h. équiv.</i>
Scénario 3	Vestas V126 3,0 MW	15,0 MW	117 m	47 022 MWh/an <i>3 135 h. équiv.</i>	5 172 MWh/an <i>345 h. équiv.</i>	43 533 MWh/an <i>2 902 h. équiv.</i>	40 393 MWh/an <i>2 693 h. équiv.</i>

Tableau 22 : Synthèse des probabilités de dépassement pour le parc éolien de Beaune-Barville-Batilly

P90 signifie qu'il y a 90 % de chance qu'en moyenne sur le long terme (i.e. sur les 10 prochaines années), le productible soit supérieur à celui présenté dans le tableau ci-dessus.

V Conclusions Générales

L'objet de cette mise à jour est d'évaluer le potentiel éolien du projet de Beaune-Barville-Batilly à partir d'une campagne de mesure réalisée à 8 km du projet. On rappellera qu'une précédente étude du projet de Beaune-Barville-Batilly réalisée en Octobre 2018 s'était appuyé sur un atlas éolien ajusté sur l'historique de production de deux parcs éoliens en activité Pithiviers et Sermaises à respectivement 17 et 24 km du site de Beaune-Barville-Batilly.

Compte tenu des conditions de réalisation relativement satisfaisantes de cette étude ainsi que de la concordance des résultats avec l'étude précédente (résultats issus de deux sources indépendantes), le niveau d'incertitude global de cette étude a été réduit.

Dans le cadre de cette étude, les principaux points à rappeler sont :

- La qualité des données de vent relevées à 8km du site de Beaune-Barville-Batilly, *12 mois de mesures disponibles à 98,5 m de hauteur avec un taux de recouvrement > 99 %, anémomètres calibrés, exposition des capteurs satisfaisante et mât contrôlé par Eoltech.*
- Les conditions relativement satisfaisantes du recalage sur le long terme de la période de mesure, *Période de 12 mois de mesure non représentative de la période de référence long terme 2010-2019 mais reconstitution de type MCP réalisée dans des conditions satisfaisantes (coefficients de corrélations avec source de référence élevée, distribution énergétique représentative du long terme et faible sensibilité des résultats à la méthode de recalage long terme).*
- Les conditions pour la réalisation des simulations relativement satisfaisantes pour l'ensemble du parc de Beaune-Barville-Batilly, *Orographie et rugosité peu complexes, hauteur de mesure très proche des hauteurs de moyeu envisagées et tests d'extrapolation satisfaisants et mât de mesure relativement représentatif de l'ensemble des turbines mais turbines en projet localisées à 8 km du point de mesures.*
- La concordance des résultats de cette étude avec ceux issus de l'atlas de vent de l'étude précédente, *Atlas entièrement indépendant de celui utilisé dans le cadre de cette étude et écarts sur le productible de l'ordre de 1,0 %.*

Concernant le calcul d'impact des plans de gestion spécifiques, on rappellera que :

- la société Eoltech a pour mission d'estimer l'impact des plans de gestion spécifiques sur le productible et ne peut pas confirmer ou infirmer la pertinence des contraintes proposées,
- il conviendra au client de s'assurer auprès du constructeur de la faisabilité d'application des plans de gestion spécifiques considérés dans cette étude.

Recommandations

- L'accès aux courbes de puissance mesurées aux conditions de ce projet (i.e. à même hauteur de moyeu et environnement similaire), pourrait permettre de diminuer l'incertitude sur la performance associée aux modèles de turbines,
- Les pertes électriques prises en considération ont été fournies par le client (ordre de grandeur usuel). Il conviendra de vérifier le niveau de ces pertes par un calcul indépendant,
- Aucun de plan de gestion de type acoustique n'a été considéré pour le modèle de turbine Vestas V126 3MW (scénario 3). Il conviendra au client de vérifier que le projet respecte bien les normes acoustiques en vigueur.
- A la demande du client, une disponibilité garantie de 98 % a été considérée pour l'ensemble des scénarios de turbines. Il conviendra de s'assurer de la cohérence de cette valeur avec les engagements du constructeur retenu (lecture de contrat).

Remarques générales

L'estimation théorique du potentiel éolien qui a été réalisée, suppose que :

- les courbes de puissance correspondent aux courbes de puissance garanties par le constructeur,
- sur les 10 prochaines années, le gisement devrait être similaire à celui de la période de référence prise en compte (2010-2019),
- sur la durée d'exploitation du parc, aucun changement significatif dans l'environnement du parc n'aura lieu (ex : pas de nouveau parc au voisinage autre que ceux pris en compte dans cette étude),
- les 2 % d'arrêt des turbines (disponibilité garantie) se produisent autant en périodes ventées qu'en périodes non ventées. On soulignera d'autre part que le taux de disponibilité garanti pris en compte dans cette étude a été fourni par le client et devra être confirmé (calcul et lecture de contrat).

Références

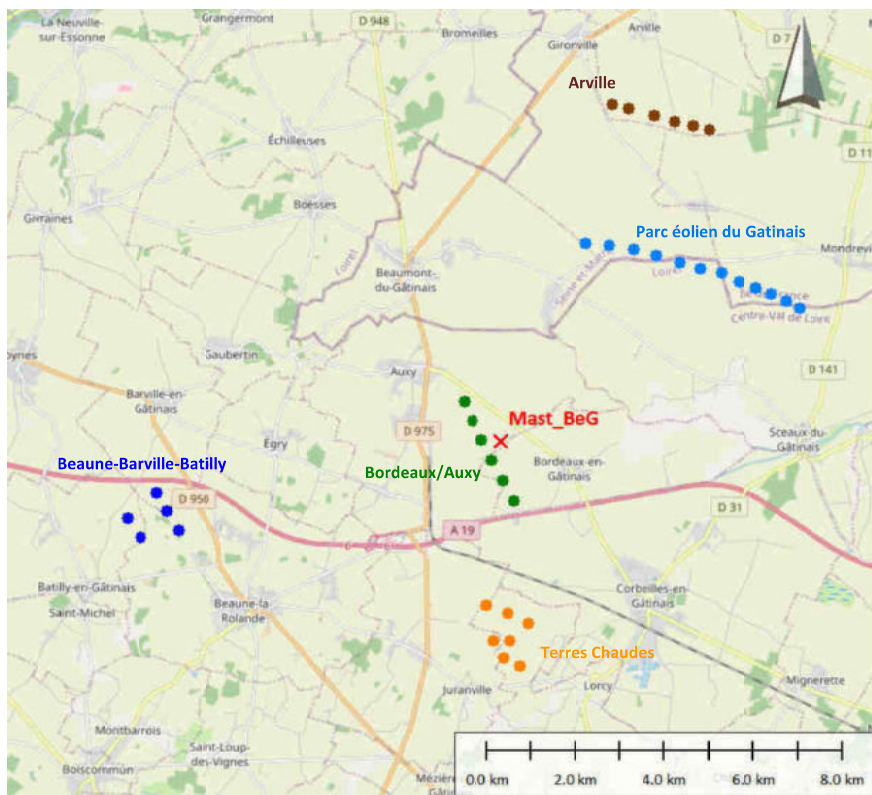
- [1] – Voeral : " 20190114_Rapport d'installation (Location)_LT+100W24I20_Loiret (45) .pdf", Janvier 2019
- [2] – Ecosphère : " Rapport_Barville_Ecosphere_20200710", Juillet 2020
- [3] – "Expert Group study on recommended practices for wind turbine testing and Evaluation – 11. Wind speed measurement and use of cup anemometry ", Ed. 1999, second print 2003
- [4] – "International Standard IEC 61400-12-1 Edition 2.0", 03/2017
- [5] – SIG Eolien : "http://carmen.developpement-durable.gouv.fr/11/eolien2.map ", 03/2020
- [6] – "IEC 61400-12-1 – Annexe K, Edition 2.0 03/2017"
- [7] – Enercon : " D0685316-2_#_en_#_Data Sheet Operating Modes E-126 EP3_3000 kW with TES.pdf", 20/08/2018
- [8] – Vestas : "0056-6303_V06 - Performance Specification V126-3.45MW HTq.pdf", 08/03/2019
- [9] – Erea Ingenierie : " notedecalculs_implantationmars2020.pdf", Mars 2020

Annexe 1 – Caractéristiques et implantation des éoliennes

Implantation des éoliennes du parc éolien de Beaune-Barville-Batilly

Eoliennes	Lambert 93		Altitudes
	X (m)	Y (m)	
E1	654 803	6 776 590	111 m
E2	655 093	6 776 156	110 m
E3	655 443	6 777 161	110 m
E4	655 690	6 776 735	112 m
E5	655 942	6 776 309	109 m

Implantation des parcs éoliens voisins



Courbes de puissance et coefficients de poussée

V (m/s)	Enercon E126 EP3 3,0 MW [7] 1,225 kg/m ³		V (m/s)	Vestas V126 3,0 MW [8] 1,225 kg/m ³	
	P (kW)	Ct		P (kW)	Ct
2,0	12	1,30	3,0	36	0,883
2,5	36	1,11	3,5	102	0,845
3,0	73	0,99	4,0	183	0,814
3,5	124	0,91	4,5	281	0,831
4,0	193	0,85	5,0	401	0,831
4,5	287	0,81	5,5	546	0,825
5,0	401	0,78	6,0	722	0,817
5,5	543	0,79	6,5	928	0,809
6,0	715	0,79	7,0	1 170	0,806
6,5	921	0,79	7,5	1 441	0,793
7,0	1 160	0,79	8,0	1 755	0,780
7,5	1 429	0,79	8,5	2 103	0,779
8,0	1 719	0,79	9,0	2 467	0,758
8,5	2 010	0,79	9,5	2 747	0,680
9,0	2 281	0,78	10,0	2 912	0,579
9,5	2 509	0,75	10,5	2 977	0,484
10,0	2 687	0,66	11,0	2 997	0,407
10,5	2 813	0,53	11,5	3 000	0,346
11,0	2 895	0,44	12,0	3 000	0,299
11,5	2 945	0,37	12,5	3 000	0,261
12,0	2 973	0,32	13,0	3 000	0,230
12,5	2 988	0,28	13,5	3 000	0,206
13,0	2 996	0,25	14,0	3 000	0,184
13,5	2 999	0,22	14,5	3 000	0,165
14,0	3 000	0,20	15,0	3 000	0,148
14,5	3 000	0,18	15,5	3 000	0,135
15,0	3 000	0,16	16,0	3 000	0,123
15,5	3 000	0,14	16,5	3 000	0,112
16,0	3 000	0,13	17,0	3 000	0,103
16,5	3 000	0,12	17,5	3 000	0,095
17,0	3 000	0,11	18,0	3 000	0,087
17,5	3 000	0,10	18,5	3 000	0,081
18,0	3 000	0,09	19,0	3 000	0,075
18,5	3 000	0,09	19,5	3 000	0,070
19,0	3 000	0,08	20,0	3 000	0,065
19,5	3 000	0,07	20,5	3 000	0,061
20,0	3 000	0,07	21,0	3 000	0,057
20,5	3 000	0,06	21,5	3 000	0,054
21,0	2 998	0,06	22,0	3 000	0,051
21,5	2 994	0,06	22,5	3 000	0,048
22,0	2 985	0,05			
22,5	2 969	0,05			
23,0	2 943	0,05			
23,5	2 901	0,04			
24,0	2 847	0,04			
24,5	2 777	0,04			
25,0	2 692	0,04			

Annexe 2 – Détail des contraintes pour le plan de gestion spécifique

Un plan de gestion chiroptère ainsi qu'un plan de gestion acoustique ont été considérés dans cette étude. Le détail de ces contraintes sont présentées ci-dessous.

- Bridage chiroptère

Le plan de bridage chiroptère suivant a été modélisé par le bureau d'études Ecosphère [2]. Ce plan préconise l'arrêt de toutes les turbines en fonction du mois de l'année pour les conditions suivantes :

	Régulation préconisée – toutes les turbines (Vent à 100m)	Arrêt supplémentaire sur la turbine E5
Janvier	/	
Février	/	
Mars	/	
Avril	Vitesse ≤ 5 m/s toute la nuit T > 10°C	
Mai	Vitesse ≤ 5 m/s toute la nuit T > 13°C	Tous les jours, entre 1h et 3h après le coucher du Soleil sauf si température < 12° C ou vitesse > 7 m/s
Juin	Vitesse ≤ 6 m/s Toute la nuit T > 18°C	
Juillet	Vitesse ≤ 7,5 m/s Toute la nuit T > 18°C	
Août	Vitesse ≤ 8 m/s toute la nuit T > 15°C	
Septembre	Vitesse ≤ 7 m/s toute la nuit T > 15°C	
Octobre	Vitesse ≤ 6,5 m/s Toute la nuit T > 11°C	
Novembre	/	
Décembre	/	

Compte tenu de l'absence de capteur de température sur le mât de mesure, l'impact de ce plan de gestion a été réalisé à partir de données réanalysées simulées à méso-échelle par Vortex en pas de temps horaire.

Hypothèses considérées par Eoltech :

- heure de la nuit pendant le mois d'Avril : 20h – 7h
- heure de la nuit pendant la période de Mai-Juin-Juillet : 21h – 6h
- heure de la nuit pendant le mois d'Août : 20h – 7h
- heure de la nuit pendant le mois de Septembre : 19h – 7h
- heure de la nuit pendant le mois d'Octobre : 18h – 8h
- heure du coucher de Soleil (Mai, Juin et Juillet) : 21h00

On notera que les hypothèses sur l'heure du coucher du Soleil ont été considérées après analyse du calendrier solaire de la ville d'Orléans sur le site www.ephemeride.com. Conformément aux recommandations d'Ecosphère [2], la période nuit commence 30min avant le coucher du Soleil et se termine au lever du Soleil.

- Bridage acoustique

Un plan de gestion acoustique a été défini par la société Erea Ingenierie pour les scénarios 1 et 2 (Enercon E126 à 96m et 116m de hauteur de moyeu).

- Scénario 1 : Enercon E126 3 MW à 96 m de hauteur de moyeu

V à 10m	Nuit (22:00 – 07:00)							
	3 m/s	4 m/s	5 m/s	6 m/s	7 m/s	8 m/s	9 m/s	10 m/s
E1	Standard	Standard	Standard	Mode II s	Mode II s	Standard	Standard	Standard
E2	Standard	Standard	Standard	Mode 1000 kW s	Mode 1500 kW s	Standard	Standard	Standard
E3	Standard	Standard	Standard	Mode II s	Mode II s	Standard	Standard	Standard
E4	Standard	Standard	Standard	Mode II s	Mode II s	Standard	Standard	Standard
E5	Standard	Standard	Standard	Mode II s	Mode 1500 kW s	Standard	Standard	Standard

- Scénario 2 : Enercon E126 3 MW à 116 m de hauteur de moyeu

V à 10m	Nuit (22:00 – 07:00)							
	3 m/s	4 m/s	5 m/s	6 m/s	7 m/s	8 m/s	9 m/s	> 10 m/s
E1	Standard	Standard	Standard	Mode II s	Mode II s	Standard	Standard	Standard
E2	Standard	Standard	Standard	Mode 1000 kW s	Mode 1500 kW s	Standard	Standard	Standard
E3	Standard	Standard	Standard	Mode II s	Mode II s	Standard	Standard	Standard
E4	Standard	Standard	Standard	Mode II s	Mode II s	Standard	Standard	Standard
E5	Standard	Standard	Standard	Mode II s	Mode 1500 kW s	Standard	Standard	Standard

A notre connaissance, aucun plan de gestion acoustique n'a été étudié pour le modèle de turbines Vestas V126 3MW. Il conviendra au client de vérifier que ce modèle de turbine respecte bien les normes acoustiques en vigueur.

Annexe 3 – Détail des productibles bruts par turbine

- Scénario 1 : Enercon E126 3,0 MW à 96 m de hauteur de moyeu

Modèle de turbines	Puissance totale	Hauteur de moyeu	Vmoy (m/s)	Prod. Brut (MWh/an) Hors sillage	Prod. brut (MWh/an) Pertes sillage incluses	Pertes sillages
E1	Enercon E126 3,0 MW	15,0 MW	96 m	6,37	9 570	3,8 %
E2				6,34	9 507	5,2 %
E3				6,39	9 646	5,1 %
E4				6,39	9 646	6,6 %
E5				6,37	9 591	4,4 %
Total			6,37	47 960	45 553	5,0 %

- Scénario 2 : Enercon E126 3,0 MW à 116 m de hauteur de moyeu

Modèle de turbines	Puissance totale	Hauteur de moyeu	Vmoy (m/s)	Prod. Brut (MWh/an) Hors sillage	Prod. brut (MWh/an) Pertes sillage incluses	Pertes sillages
E1	Enercon E126 3,0 MW	15,0 MW	116 m	6,72	10 567	3,6 %
E2				6,70	10 510	4,9 %
E3				6,75	10 643	4,7 %
E4				6,75	10 647	6,1 %
E5				6,73	10 597	4,1 %
Total			6,73	52 964	50 499	4,7 %

- Scénario 3 : Vestas V126 3,0 MW à 117 m de hauteur de moyeu

Modèle de turbines	Puissance totale	Hauteur de moyeu	Vmoy (m/s)	Prod. Brut (MWh/an) Hors sillage	Prod. brut (MWh/an) Pertes sillage incluses	Pertes sillages
E1	Vestas V126 3,0 MW	15,0 MW	117 m	6,73	10 931	3,6 %
E2				6,71	10 874	4,9 %
E3				6,76	11 010	4,7 %
E4				6,76	11 014	6,0 %
E5				6,75	10 962	4,1 %
Total			6,74	54 791	52 251	4,6 %

Annexe 4 – A et k par éolienne et pour le mât de mesures à hauteur de moyeu

- Scénario 1 : Enercon E126 3,0 MW à 96 m de hauteur de moyeu

Emplacement	H (m)	V (m/s)	A (m/s)	k
Mât de mesures	96 m	6,44	7,3	2,3
E1	96 m	6,37	7,2	2,3
E2	96 m	6,34	7,2	2,3
E3	96 m	6,39	7,2	2,3
E4	96 m	6,39	7,2	2,3
E5	96 m	6,37	7,2	2,3

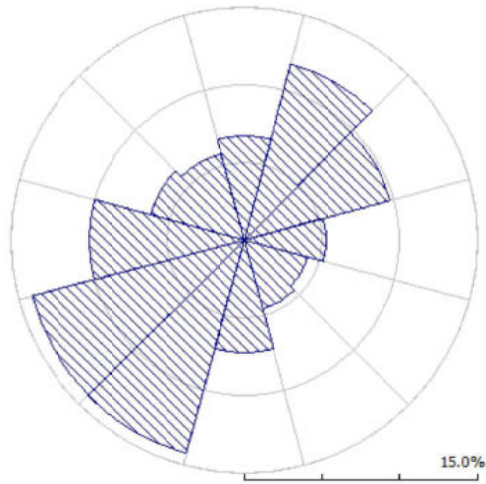
- Scénario 2 : Enercon E126 3,0 MW à 116 m de hauteur de moyeu

Emplacement	H (m)	V (m/s)	A (m/s)	k
Mât de mesures	116 m	6,81	7,7	2,3
E1	116 m	6,72	7,6	2,3
E2	116 m	6,70	7,6	2,3
E3	116 m	6,75	7,6	2,3
E4	116 m	6,75	7,6	2,3
E5	116 m	6,73	7,6	2,3

- Scénario 3 : Vestas V126 3,0 MW à 117 m de hauteur de moyeu

Emplacement	H (m)	V (m/s)	A (m/s)	k
Mât de mesures	117 m	6,82	7,7	2,3
E1	117 m	6,73	7,6	2,3
E2	117 m	6,71	7,6	2,3
E3	117 m	6,76	7,6	2,3
E4	117 m	6,76	7,6	2,3
E5	117 m	6,75	7,6	2,3

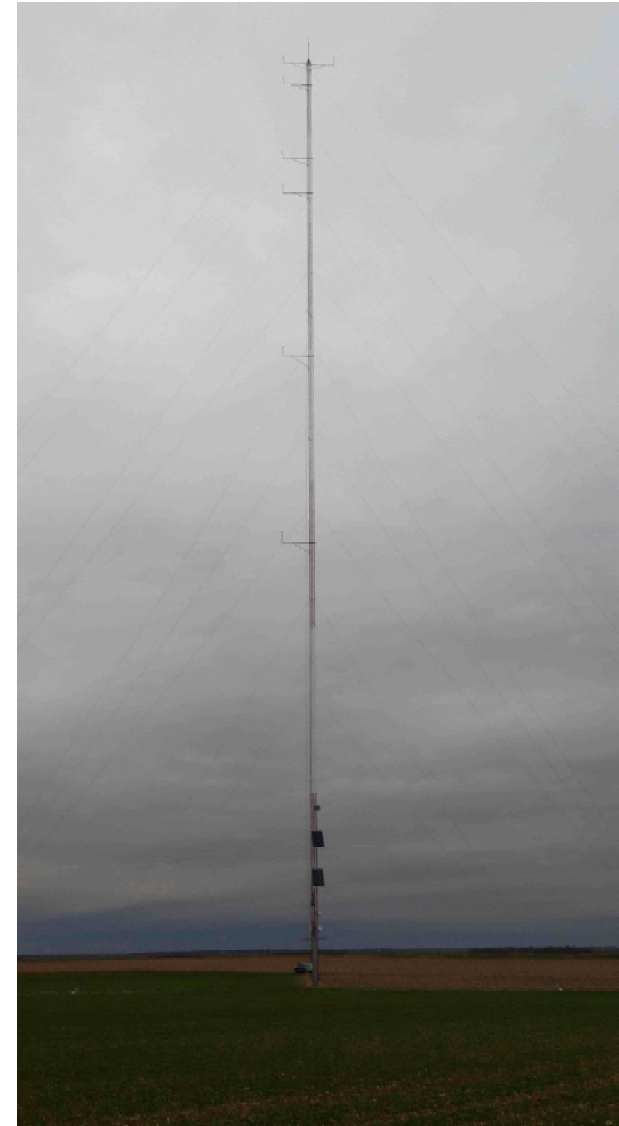
Annexe 5 – Rose des vents au point d'implantation du mât de mesures à 116 m de hauteur



Rose des vents au point d'implantation du mât à 116 m de hauteur

Annexe 6 – Photographies du site de Bordeaux en Gatinais

Photographies du mât de mesure prise lors de la visite du site (source Eoltech)



Photographie du site à 40m de hauteur (source Eoltech)



Nord du site de Bordeaux en Gatinais



Est du site de Bordeaux en Gatinais



Sud du site de Bordeaux en Gatinais



Ouest du site de Bordeaux en Gatinais

Annexe 7 – Détail de l'évaluation de l'incertitude sur le productible

INCERTITUDES	Valeurs	Remarques
Incertitude sur la vitesse du vent		
Incertitudes sur la mesure	± 2,0 %	Anémomètres calibrés, mât contrôlé par Eoltech, exposition des capteurs satisfaisante
Incertitude sur le long terme	± 3,5 %	Période de 12 mois non représentative du long terme 2010-2019. Reconstitution de type MCP réalisée dans des conditions satisfaisantes (coefficients de corrélation satisfaisants, distribution énergétique représentative du long terme et faible sensibilité des résultats à la méthode d'ajustement)
Incertitude liée à la simulation (estimation)	± 4,0 %	Orographie et rugosité peu complexes, hauteur de mesure très proche des hauteurs de moyeu envisagées et tests d'extrapolation satisfaisants et mât de mesure relativement représentatif de l'ensemble des turbines mais mât à 8km des turbines
Incertitude globale sur la vitesse	± 6,0 %	
Incertitude sur le productible		
Incertitude sur le productible par la vitesse	Scénario 1 ± 11,5 % Scénario 2 & 3 ± 11,0 %	
Garantie sur les courbes de puissance	Scénario 1 ± 8,5 % Scénario 2 & 3 ± 7,0 %	Incertitude majorée (cf. § IV-3-5 (10))
Incertitude globale sur le productible	Scénario 1 ± 14,5 % Scénario 2 ± 13,0 % Scénario 3 ± 13,0 %	

On soulignera que les niveaux d'incertitudes ci-dessus correspondent à ceux estimés uniquement à partir des informations sur le mât de mesure. Compte tenu de la cohérence des résultats avec la précédente étude, ces niveaux d'incertitude ont été légèrement minorés (cf. § IV-3-7).

Facteurs de conversion vitesse/énergie selon les modèles de turbines :

- Scénario 1 – Enercon E126 3,0 MW à 96 m : 1,9
- Scénario 2 – Enercon E126 3,0 MW à 116 m : 1,8
- Scénario 3 – Vestas V126 3,0 MW à 117 m : 1,8

L'appréciation de l'incertitude étant qualitative, ce tableau est fourni à titre indicatif. Il permet cependant de situer le niveau d'incertitude que l'on peut affecter à l'évaluation du gisement éolien proposée dans cette étude.

Annexe 8 – Certificats de calibration
Anémomètre 1 à 98,5 m

CERTIFICADO DE CALIBRACION
Certificate of Calibration

Norma: 28407AC
Número: 1118394
Página: 1 de 3 páginas
Page: 1 of 3 pages

LABORATORIO DE CALIBRACION "GUSTO DE VIENTO"
Laboratorio de Calibración en Velocimetría, LAC, IDRUPM
S. J. S. Anemómetro y del Páspalo
Plaza del Caballero Gómez, 3, 41004 Sevilla
Tel: 91 336 81 93, Fax: 91 336 81 43
http://www.lac.es, email: lac@lac.es

OBJETO: Cúp Anemómetro
Item: Cup Anemometer

NOMBRE: TRINIELMA
Mar:

MODELO: 433010200
Model:

IDENTIFICACION: 1118394

SOLICITANTE: KIVTECH INGENIERIA, S.L.
Agencia: Antea Ingeniería, nº 37-45, local 45, Sevilla, España

FECHA DE CALIBRACION: November 28, 2018
Date of Calibration: November 28, 2018

Responsable de la calibración: Adolfo José Aguilera
Fecha de emisión: November 27, 2018
Fecha de caducidad: 03/04/2019
Fecha de digitalización: 18/05/2019 11:21:27 +0100

Director Técnico:

Este certificado es válido en su totalidad con las condiciones de acreditación otorgadas por IDRUPM, que ha comprobado las condiciones de medida, del laboratorio y su capacidad de gestión conforme a normas vigentes.
This certificate is valid in its entirety with the accreditation conditions granted by IDRUPM, which has verified the measurement conditions of the laboratory and its ability to manage according to current standards.

Laboratorio de Calibración en Velocimetría, LAC, IDRUPM
Instituto Universitario de Meteorología "Gusto de Viento"
Página 2 de 5
Page 2 of 5

1. ORDER IDENTIFICATION
Order reference number: 201809040
Date of date: 25/11/2018

2. MEASUREMENTS
Measurements were made at the Wind Tower of LAC, IDRUPM following procedure PE-02 of LAC, IDRUPM, according to the positions set by the RESEARCH network.
The reference velocity was measured using a Cup type 28407AC.
The anemometer was placed on the mounting pillar of the wind tower test section which is rectangular of 10 m height and 6 m wide. Before calibration, the anemometer was set in a steady wind tunnel velocity of 10 m/s for 5 minutes in order to avoid the effect that the temperature variations may have on the mechanical friction of the anemometer bearings. Calibration was performed under both rising and falling wind speed in the range of 4 to 16 m/s. The sampling frequency was 10 Hz and the sampling duration was 30 s. Before collecting data at each wind speed, 1 minute delay was allowed for stable conditions to become established.
The calibration campaign is described in Report "ANEMOMETER CALIBRATION REPORT: CAMPANIA 2018".

3. LIST OF EQUIPMENT USED

Instrument	Manufacturer	Type	Serial Number	Code	Calibration	
					Date	Traceability
Power Tube	ABBELCOR	6-45	SL	9410000	02/04/2017	PIB-141-0019407
Pressure Transducer	1602	120A-201/19	01500000	1110000	09/04/2018	SI-MOPAC-043-3-9707
Signal Conditioner	KS101213	2000	000300	001002	09/04/2017	ENAC-1200-301602200
Anemometer	TRINIELMA	433030	0151000	001001	04/09/2017	ENAC-1200-301602200
Temp. Sensor	TRINIELMA	433030	0151002	001001	04/09/2017	ENAC-1200-301602200
Humidity Sensor	HF	201616	070402114	001002	09/04/2017	ENAC-1200-301602200

4. AMBIENT CONDITIONS

	Mean	Min	Max
Air temperature [°C]	25.6(1)	24.8(1)	25.1(1)
Air pressure [hPa]	983.6(40)	983.2(4)	983.9(6)
Air humidity [%]	33.4(1)	33.3(1)	33.5(1)

5. RESULTS

The results included in this certificate are only applicable to the calibrated instrument and to the test stand and conditions at which the calibration was carried out.

Table 1. Calibration Results

Anemometer Output F [Hz]	Reference Wind Speed F [m/s]	Uncertainty of F (k=2) [m/s]	Residuals* [m/s]
85.591	4.17	0.39	-0.0111
124.872	5.99	0.39	0.0058
167.767	7.99	0.39	-0.0090
219.265	9.93	0.39	-0.0057
293.113	13.92	0.32	0.0141
297.523	13.98	0.34	-0.0079
342.303	16.09	0.34	-0.0056
318.582	14.91	0.35	-0.0120
274.977	12.43	0.33	0.0252
232.296	10.94	0.33	-0.0019
189.622	8.97	0.33	-0.0067
146.217	6.99	0.39	0.0127
103.196	4.98	0.39	0.0089

* Residuals: difference between the anemometer output and the linear regression results.

The reported expanded uncertainty of measurement is stated as the standard uncertainty of measurement multiplied by the coverage factor k = 2, which for a normal distribution corresponds to a coverage probability of approximately 95%. The standard uncertainty of measurement has been distributed in accordance with IAF: Publication E-4-0/2.



Linear Regression Results

The statistical uncertainty is given by:

$$u(x_{95}) = \left[u_{\beta}^2 + u_{\sigma}^2 + 2u_{\beta} \text{COVF}(A, B) \right]^{0.5}$$

For 10 m/s wind speed the statistical uncertainty $u(x_{95})$ is 0.0033 [m/s].

Table 2. Linear Regression Results

$$F [\text{Hz}] = a [\text{Hz}/(\text{m/s})] + b [\text{Hz}] + \delta [\text{m/s}]$$

Parameter	Value	sd	Constraint
a	0.046036	0.000040	Slope
b	0.762000	0.000118	Offset
r	1.000000		Regression Coefficient
sd(F)	0.011777		Standard Deviation

The linear regression has been carried out by using a least squares fitting.

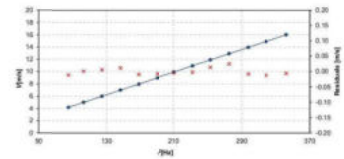


Photo of the Anemometer in the Wind Tunnel



Remark:
The photo does not correspond to the actual calibration but shows a representative arrangement of the mounting offset type of construction.
Mount Diameter: 35 mm

References

Nikolai A. Roubenzykh, "Anemometer Calibration Report, Campaign 2009", Ref. TRCC0811



Anemómetro 2 a 98,5 m

CERTIFICADO DE CALIBRACION
Certificate of Calibration

Número: 2827TAC
Número: 2827TAC
Página 1 de 5 páginas
Page 1 of 5 pages

ENAC
LABORATORIO DE CALIBRACION
N.º 13411/2013

Instituto Universitário de Microgravidade "Ignacio Da Rosa"
Laboratório de Calibração em Tópicos Aerodinâmicos, LAC, DR/LUPM
E.T.S.I. Aeronáutica y del Espacio
Plaza del Cardenal Cisneros, 3, E-28002 Madrid
Tel.: 91 336 81 53, Fax: 91 336 81 63
http://www.ig.upm.es, email: ian.rod@ig.upm.es

OBJETO
Item: Cup Anemometer

EMISOR
Max: THIES CLIMA

MODELO
Model: 4.3261.10.050

IDENTIFICACION
Identification: 11183860

SOLICITANTE
Applicant: WHITECH INGENIERIA, S.L.
Avda. Anaxágoras Clavé, nº 37-46, local 46a
50004 Zaragoza

FECHA DE CALIBRACION
Date of Calibration: November 7, 2018

Equivalente a: **acred** Fecha de emisión: **November 8, 2018**
Authorizing agency: Date of issue

Formado digitalmente por VEGA RAMIRO ENRIQUE - 03642109
Fecha: 2018.11.08 09:18:34 +0100

Dirección Técnica
Technical Director: [Signature]

Este certificado es válido de acuerdo con las condiciones de acreditación concedidas por ENAC, que ha comprobado las aptitudes de medida del laboratorio y su habilidad para proporcionar mediciones e informaciones.
ENAC es miembro de la Red de Instituciones de Metrología (RIM) de la Comisión de Cooperación for Accreditation (CCA) de los Estados miembros de la Unión Europea.
Este certificado no puede ser reproducido parcialmente sin la autorización por escrito del laboratorio que lo emite.
This certificate is valid in accordance with the conditions of accreditation granted by ENAC, which has assessed the measurement capability of the applicant and its suitability to deliver or report measured values.
ENAC is one of the signatories of the Multilateral Agreement of the European Cooperation for Accreditation (CCA) and the International Accreditation Cooperation (IAC).

1. ORDER IDENTIFICATION

Order reference number: 201600036
Actual date: 31/03/2020

2. MEASUREMENTS

Measurements were made at the Wind Tunnel of LAC, IDR/UPM following procedure PE-02 of LAC, IDR/UPM, according to the guidelines set by the METASNET network. The reference velocity was measured using a Pitot tube 200390. The anemometer was placed on the remaining part of the wind tunnel test section which is rectangular of 0.9 m height and 0.9 m width. Before calibration, the anemometer was run at a steady wind tunnel velocity of 10 m/s for 5 minutes in order to avoid the effect that the temperature variations may have on the mechanical friction of the anemometer housing. Calibration was performed under both rising and falling wind speed in the range of 4 to 16 m/s. The sampling frequency was 10 Hz and the sampling interval was 30 s. Before collecting data at each wind speed, 1 minute delay was allowed for stable conditions to become established. The calibration campaign is described in Report "ANEMOMETER CALIBRATION REPORT, CAMPAIGN 2000".

3. LIST OF EQUIPMENT USED

Item name	Manufacturer	Type	Serial Number	Code	Date	Responsibility
Pitot Tube	200390	0.40	763	04/0009	12/04/2015	PEB-1-01-07/04/07
Pressure Transducer	MKS	129A-21119	01700009	711009	18/04/2019	ESR00P/SICAL/S/8707
Digital Multimeter	KEITHLEY	2000	0057006	001002	05/04/2017	ENAC/1206-3070/02/04
Shear-stress Transducer	VARDA	PTD200	21110003	0110001	04/08/2017	ESTEM/MAD/C3/1701/2021
Temp. sensor	PTD200	21110002		0010002	28/02/2017	ESTEM/MAD/C3/1701/2021
Universal Counter	HP	33131A	1750422510	3013002	03/04/2017	ENAC/1206-3070/02/04



4. AMBIENT CONDITIONS

	Max	Min	Max
Air temperature [°C]	23.11	22.81	23.41
Air pressure [hPa]	937.14	936.74	937.40
Air humidity [%]	35.08	34.9	35.3

5. RESULTS

The results included in this certificate are only applicable to the calibrated instrument and to the test instant and conditions at which the calibration was carried out.

Table 1. Calibration Results

Anemometer Output F [Hz]	Reference Wind Speed F [m/s]	Uncertainty of F (1-2)	Residual ^a [m/s]
84.184	4.15	0.10	-0.0007
123.071	5.97	0.10	-0.0120
166.855	7.90	0.10	-0.0070
210.590	9.91	0.10	-0.0127
252.511	11.89	0.12	-0.0071
296.563	13.92	0.14	-0.0019
341.761	15.99	0.16	-0.0122
317.878	14.87	0.15	-0.0100
274.009	12.90	0.13	-0.0209
230.578	10.90	0.11	-0.0300
188.448	8.94	0.10	-0.0035
145.102	6.97	0.10	-0.0013
102.248	4.97	0.10	-0.0080

^a Residual: difference between the anemometer output and the linear regression results.

^a The reported expanded uncertainty of measurement is stated as the standard uncertainty of measurement multiplied by the coverage factor k = 2, which for a normal distribution corresponds to a coverage probability of approximately 95%. The standard uncertainty of measurement has been determined in accordance with EA-4/02:2009.



Linear Regression Results

The statistical uncertainty is given by:

$$u(x_0) = \left[\sigma_y^2 + \sigma_x^2 + 2x_0 \cdot \text{COV}(A, B) \right]^{1/2}$$

For 10 m/s wind speed the statistical uncertainty $u(x_0)$ is 0.0046 [m/s].

Table 2. Linear Regression Results

Parameter	Value	sd	Comments
a	0.041952	0.000006	Slope
b	-0.25175	-0.01173	Intercept
r	0.99995		Regression Coefficient
sd(F)	0.01641		Standard Deviation

The linear regression has been carried out by using a least squares fitting.

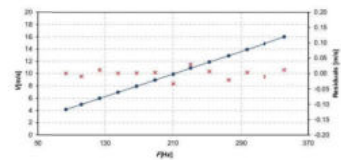


Photo of the Anemometer in the Wind Tunnel



Remarks:
The photo does not correspond to the actual calibration but shows a representative arrangement of the mounting of that type of anemometer.
Mount Diameter: 35 mm

References
Nikola A. Borodnjak, "Anemometer Calibration Report, Campaign 2000", Ref. TKCC0811



Anémomètre 3 à 80 m

CERTIFICADO DE CALIBRACION
Certificate of Calibration

Núméro: **28271AC**
Activo

Página 1 de 5 páginas
Page 1 of 5 pages

Instituto Universitario de Microgravedad "Ignacio Da Riva"
Laboratorio de Calibración en Torre Anemométrica, LAC, IDRUPM
E.T.S.I. Aerodinámica y del Espacio
Plaza del Cardinal Cisneros, 3, E-28002 Madrid
Tel: 91 536 65 53, Fax: 91 536 63 63
http://www.idrupm.es, email: lac@idrupm.es

OBJETO
Item: **Cup Anemometer**

MARCAS
Mark: **THIESCLIMA**

MODELO
Model: **4.3361.10.000**

IDENTIFICACION
Identification: **11183881**

SOLICITANTE
Applicant: **KINTECH INGENIERIA, S.L.
Avda. Ingénieur Chariv, nº 37-45, local 369
90004 Zaragoza**

FECHA DE CALIBRACION
Date of Calibration: **November 7, 2018**

Firmado autorizada
Authorized signature: **November 8, 2018**

Firmado digitalmente por VEGA RAMIRO ENRIQUE - 02642109F
Fecha: 2018.11.08 09:19:06 +01'00'

Director Técnico
Technical Director: **IDRUPM**

Este certificado es válido de acuerdo con los requisitos de acreditación reconocidos por ENAC, que ha comprobado las capacidades de medida del laboratorio y su conformidad con los requisitos de acreditación de organismos ENAC en formato de Acuerdo de Reconocimiento Mutuo (ARM) de Calibración de acuerdo con el Acuerdo de Reconocimiento (AR) de Instrumentos Laboratorios Acreditados (LAC).
This certificate is valid in accordance with the accreditation requirements recognized by ENAC, which has verified the measurement capabilities of the laboratory and its conformity with the accreditation requirements of ENAC in the format of Mutual Recognition Agreement (MRA) of Calibration in accordance with the Mutual Recognition Agreement (MRA) of Accredited Laboratories (LAC).
ENAC is one of the signatories of the Mutual Recognition of the European Cooperation for Accreditation (ECA) and the International Laboratory Accreditation Cooperation (ILAC).
This certificate may not be partially reproduced, except with the prior written permission of the issuing laboratory.

Laboratorio de Calibración en Torre Anemométrica, LAC, IDRUPM
Instituto Universitario de Microgravedad "Ignacio Da Riva" Página 2 de 5
Page 2 of 5

1. ORDER IDENTIFICATION

Order reference number: **201808081**
Actual date: **31/08/2018**

2. MEASUREMENTS

Measurements were made at the Wind Tunnel of LAC, IDRUPM following procedure PE-02 of LAC, IDRUPM, according to the guidelines set by the METASSET network.
The reference velocity was measured using a Pitot tube D00796.
The anemometer was placed on the measuring plane of the wind tunnel test section which is rectangular of 0.9 m height and 0.9 m width. Before calibration, the anemometer was run at a steady wind tunnel velocity of 10 m/s for 5 minutes in order to avoid the effect that the temperature variations may have on the mechanical dilation of the anemometer housing. Calibration was performed under both flying and lifting wind speed at the range of 4 to 16 m/s. The sampling frequency was 10 Hz and the sampling interval was 10 s. Before collecting data at each wind speed, 1 minute delay was allowed for stable conditions to become established.
The calibration campaign is described in Report "ANEMOMETER CALIBRATION REPORT, CAMPAIGN 2008".

3. LIST OF EQUIPMENT USED

Instrument	Manufacturer	Type	Serial Number	Code	Date	Calibration
Pitot Tube	AEI/LOW	0.48	N/A	9418608	12/16/2018	PTB-141-0376667
Promer Transducer	MSX	1284-0119	61768868	711089	16/04/2014	SRM/ANCAL-0.4767
Digital Multimeter	KEYSIGHT	2000	967506	181062	05/04/2017	ENAC-1286-37502266
Reference Transducer	VARIABLE	P10.206	2111985	96092817	16/06/2017	ENAC-1286-36543-1792202
Range-Extend Module	P10.206	2111982	971385	281902817	16/06/2017	ENAC-1286-36543-1792218
Universal Transducer	BP	11131A	37862215	301302	05/04/2017	ENAC-1286-36709-0268

Laboratorio de Calibración en Torre Anemométrica, LAC, IDRUPM
Instituto Universitario de Microgravedad "Ignacio Da Riva" Página 3 de 5
Page 3 of 5

4. AMBIENT CONDITIONS

	Mean	Min	Max
Air temperature: [°C]	23.54	21.26	23.80
Air pressure: [hPa]	1013.53	1011.86	1015.00
Air humidity: [%]	34.6	34.3	35.0

5. RESULTS

The results included in this certificate are only applicable to the calibrated instrument and to the test setup and conditions at which the calibration was carried out.

Table 1. Calibration Results

Anemometer Output P [m/s]	Reference Wind Speed V [m/s]	Uncertainty of V (k=2) [m/s]	Residuals* [m/s]
94.933	91.6	0.10	-0.0166
124.146	119.7	0.10	-0.0037
166.444	158	0.10	0.0119
206.024	196.9	0.10	0.0158
252.819	235.8	0.12	0.0053
296.053	274.8	0.14	0.0068
341.807	313.8	0.16	-0.0214
388.617	352.8	0.15	0.0270
434.459	391.8	0.13	-0.0174
480.368	430.8	0.11	-0.0067
526.116	469.8	0.10	-0.0332
571.321	508.8	0.10	0.0056
616.877	547.8	0.10	0.0197

* Residuals: difference between the anemometer output and the linear regression result.

"The reported expanded uncertainty of measurement is stated on the standard uncertainty of measurement multiplied by the coverage factor k = 2, which for a normal distribution corresponds to a coverage probability of approximately 95%. The standard uncertainty of measurement has been determined in accordance with IEC Publication 614-4:02."

Laboratorio de Calibración en Torre Anemométrica, LAC, IDRUPM
Instituto Universitario de Microgravedad "Ignacio Da Riva" Página 4 de 5
Page 4 of 5

Linear Regression Results

The statistics of uncertainty is given by:

$$u(x_{ij}) = \sqrt{\frac{1}{k} \left(u_{\text{ref}}^2 + u_{\text{res}}^2 + 2u_{\text{ref}} \text{COV}(A, B) \right)^{1/2}}$$

For 10 m/s wind speed the statistical uncertainty $u(x_{ij})$ is 0.0050 [m/s].

Table 1. Linear Regression Results

$$f(v) [m/s] = a (m/s/10) [P] [10]-8 [m/s]$$

Parameter	Value	u	Comments
a	0.00956	0.00008	Slope
b	0.37247	0.00008	Offset
r	0.99999		Regression Coefficient
sd(f)	0.01760		Standard Deviation

The linear regression has been carried out by using a least squares fitting.

Anémomètre 4 à 60 m

Photo of the Anemometer in the Wind Tunnel



Remarks:
The photo does not correspond to the actual calibration but shows a representative arrangement of the mounting of this type of anemometer.
Most Distance: 3.5 mm

References:
Nikula A. Bonczekczyk, "Anemometer Calibration Report, Campaign 2009", Ref. TRCC-0011



CERTIFICADO DE CALIBRACION
Certificate of Calibration

ENAC
CALIBRACION
N° 17341/CTE 030

Número
Number: 20346AC

Página 1 de 5 páginas
Page 1 of 5 pages

Instituto Universitario de Microgravedad "Ignacio Da Riva"
Laboratorio de Calibración en Trazo Aerodinámico, LAC, IDRUPM
E.T.S.I. Aeronáutica y del Espacio
Plaza del Cardenal Cisneros, s/n 28042 Madrid
Tel: 91 336 63 63, Fax: 91 336 63 63
http://www.iuam.es, email: lac.iuam@iuam.es

OBJETO
Item: Cup Anemometer

MARCA
Mark: THIES CLIMA

MODELO
Model: 4.3361.10.000

IDENTIFICACION
Identification: 113634

SOLICITANTE
Applicant: KONTECH INGENIERIA, S.L.
Avenida, Avenida Ciudad, nº 37-45, local 349
50034 Zaragoza

FECHA DE CALIBRACION
Date of Calibration: November 14, 2018

Signatures authorized
Authorizes signature: Fecha de emisión
Date of issue: November 14, 2018

Firmado digitalmente por VEGA RAMIRO ENRIQUE -02642109F
Fecha: 2018.11.14 16:09:20 +01'00'

Director Técnico
Technical Director: [Signature]

Este certificado es válido de acuerdo con las condiciones de acreditación concedida por ENAC, así como con las especificaciones de medida de laboratorio y de trazabilidad a partir de copias impresas e imprimadas.
ENAC es Instituto de Acreditación de Reconocimiento Mutuo (IAM) de calibración de Europa. Certificado por Acreditación (S) de International Laboratory Accreditation Cooperation (ILAC).
Este certificado es válido en conformidad con las condiciones de acreditación por escrito del laboratorio que emite.
This certificate is valid in accordance with the conditions of accreditation granted by ENAC, which has received the measurement capability of the laboratory and its traceability to national or international standards.
ENAC is one of the signatories of the Multilateral Agreement of the European Cooperation for Accreditation (ECA) and the International Laboratory Accreditation Cooperation (ILAC).
This certificate may not be perfectly reproduced, except with the prior written permission of the issuing laboratory.

IDRUPM
Instituto

1. ORDER IDENTIFICATION

Order reference number: 201800301
Actual date: 31/10/2018

2. MEASUREMENTS

Measurements were made at the Wind Tunnel of LAC, IDRUPM following procedure PE-02 of LAC, IDRUPM, according to the guidelines set by the MEASNET network.
The reference velocity was measured using a Pitot tube RD3906.
The anemometer was placed on the rotating pillar of the wind tunnel test section which is rectangular of 6.0 m height and 0.9 m width. Before calibration, the anemometer was run at a steady wind tunnel velocity of 10 m/s for 5 minutes in order to avoid the effect that the temperature variations may have on the mechanical friction of the anemometer housing. Calibration was performed under both rising and falling wind speed in the range of 4 to 10 m/s. The sampling frequency was 10 Hz and the sampling interval was 30 s. Before collecting data at each wind speed, 1 minute delay was allowed for stable conditions to become established.
The calibration campaign is described in Report "ANEMOMETER CALIBRATION REPORT. CAMPAÑA 2009".

3. LIST OF EQUIPMENT USED

Instrument	Manufacturer	Type	Serial Number	Code	Calibration	
					Date	Uncertainty
Pitot Tube	ADRI/LOW	0.04	7/A	9430009	12/16/2015	PTR-1-01-070407
Pressure Transducer	MEG	126A-22139	017009068	7118899	18/06/2015	EUROPASCAL3-1767
Digital Multimeter	KETTERLEY	3000	0605066	001082	05/04/2017	ENAC 1286.80768336
Reference Transducer	VARSLA	PTX200	22110600	971380	04/06/2017	ISTEM/MADECS-1761261
Temp. shield Device	VARSLA	PTX200	22110602	971380	28/06/2017	ISTEM/MADECS-1761226
Reference Counter	HP	53131A	PT6622319	301300	09/04/2017	ENAC 1285.90767026



Instituto

4. AMBIENT CONDITIONS

	Mean	Min	Max
Air temperature [°C]	24.84	24.64	25.04
Air pressure [hPa]	987.891	987.53	988.25
Air humidity [%]	38.1	37.68	38.5

5. RESULTS

The results included in this certificate are only applicable to the calibrated instrument and to the test station and conditions at which the calibration was carried out.

Table 1. Calibration Results

Anemometer Output [m/s]	Reference Wind Speed [m/s]	Uncertainty of $F = (b-2)$ [m/s]	Residual ^a [m/s]
95.628	4.17	0.10	-0.0039
124.960	6.90	0.10	0.0100
167.562	9.66	0.10	0.0665
210.119	12.45	0.10	0.0224
253.480	15.20	0.12	0.0104
297.400	18.00	0.14	0.0216
341.254	20.80	0.16	-0.0100
385.920	24.01	0.15	-0.0245
430.273	27.00	0.13	-0.0243
474.960	30.04	0.11	0.0064
519.260	33.00	0.10	0.0177
563.964	35.99	0.10	0.0442
608.492	39.00	0.10	-0.0224

^a Residuals: difference between the anemometer output and the linear regression result.

^b The reported expanded uncertainty of measurement is stated as the standard uncertainty of measurement multiplied by the coverage factor $k = 2$, which for a normal distribution corresponds to a coverage probability of approximately 95%. The standard uncertainty of measurement has been distributed in accordance with Ref. Publication 4-1-02^c.



Instituto

Linear Regression Results

The statistic of uncertainty is given by:

$$u^2(y_{x_i}) = \left(\frac{\partial y}{\partial a} \right)^2 u^2(a) + \left(\frac{\partial y}{\partial b} \right)^2 u^2(b) + 2u_{ab} \text{COV}(a,b) \left(\frac{\partial y}{\partial a} \right) \left(\frac{\partial y}{\partial b} \right)^{1/2}$$

For 10 m/s wind speed the statistical uncertainty $u^2(y_{x_i})$ is 0.0053 [m/s].

Table 2. Linear Regression Results

$$F[m/s] = a [m/s] [Hz]^{1/2} + b [m/s]$$

Parameter	Value	u	Comments
a	0.00400	0.00007	Slope
b	0.70621	0.00100	Intercept
r	0.99999		Regression Coefficient
std (r)	0.01426		Standard Deviation

The linear regression has been carried out by using a least squares fitting.

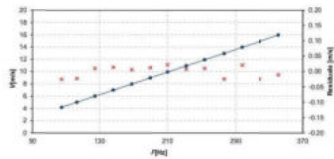


Photo of the Anemometer in the Wind Tunnel



Remark:
The photo does not correspond to the actual calibration but shows a representative arrangement of the mounting of that type of anemometer.
Mast Diameter: 32 mm.

References
Nikolai A. Burdakovskiy, "Anemometer Calibration Report, Campaign 2009", Ref. TR/CCKM11



Anémomètre 5 à 40 m

CERTIFICADO DE CALIBRACION
Certificate of Calibration
Número: 28345AC
Número:
Página 1 de 5 páginas
Page 1 of 5 pages

ENAC
E.T.S.I. Aerodinámica y del Espacio
Plaza del Cardinal Cisneros, 3, E-28002 Madrid
Tel.: 91 336 63 53, Fax: 91 336 63 43
http://www.enac.es, email: tac@enac.es

IDP

INSTITUTO UNIVERSITARIO DE MICROGRAVEDAD "IGNACIO DA RIVA"
Laboratorio de Calibración en Trazo Aerodinámico, LAC, ERUPM
E.T.S.I. Aerodinámica y del Espacio
Plaza del Cardinal Cisneros, 3, E-28002 Madrid
Tel.: 91 336 63 53, Fax: 91 336 63 43
http://www.iuam.upm.es, email: tac@enac.es

OBJETO Item	Cup Anemometer
MARCA Mark	THESCLIMB
MODELO Model	4.3361 10.000
IDENTIFICACION Identification	1118303
SOLICITANTE Applicant	KITECH INGENIERIA, S.L. Avenida Alcala, Madrid, nº 37-45, local 45B 28004 Zaragoza
FECHA DE CALIBRACION Date of Calibration	November 14, 2018
Signature autorizada Authorized signature	Fecha de emisión Date of issue November 14, 2018
Firmado digitalmente por VEGA RAMIRO ENRIQUE: 62642109F	Fecha: 2018.11.14 16:09:42 +01'00'

Director Técnico Technical Director

Este certificado es válido de acuerdo con las condiciones de acreditación otorgadas por ENAC, que ha comprobado las capacidades de medida del laboratorio y su conformidad con los requisitos de la Norma UNE-EN ISO 17025.
ENAC es un organismo de Acreditación de Reconocimiento Mutuo (RAM) de Calibración de Europa (Cooperación for Accreditation (CE) y un laboratorio de Acreditación de Reconocimiento Mutuo (RAM).
Este certificado no puede ser reproducido, parcialmente o en su totalidad, por ningún otro laboratorio que lo emita.
This certificate is issued in accordance with the conditions of accreditation granted by ENAC, which has assessed the measurement capability of the laboratory and its conformity to the requirements of the International Standard.
ENAC is one of the signatories of the Multilateral Agreement of the European Cooperation for Accreditation (CE) and the International Laboratory Accreditation Cooperation (ILAC).
This certificate may not be partially reproduced, except with the prior written permission of the issuing laboratory.

1. ORDER IDENTIFICATION

Order calibration number: 201806033
Actual date: 21/10/2018

2. MEASUREMENTS

Measurements were made at the Wind Tunnel of LAC, ERUPM following procedure PE-02 of LAC, ERUPM, according to the guidelines set by the MEASNET network.
The reference velocity was measured using a Pitot tube (PIT0196).
The anemometer was placed on the measuring plate of the wind tunnel test section which is rectangular of 0.9 m height and 0.9 m width. Before calibration, the anemometer was run at a steady wind tunnel velocity of 10 m/s for 5 minutes in order to avoid the effect that the temperature variations may have on the mechanical friction of the anemometer bearings. Calibration was performed under both rising and falling wind speed in the range of 4 to 16 m/s. The sampling frequency was 10 Hz and the sampling interval was 30 s. Before collecting data at each wind speed, 1 minute delay was allowed for stable conditions to become established.
The calibration campaign is described in Report "ANEMOMETER CALIBRATION REPORT, CAMPAIGN 2007".

3. LIST OF EQUIPMENT USED

Instrument	Manufacturer	Type	Serial Number	Certif.	Calibration	
					Date	Traceability
Pitot Tube	ABRILLOW	0.48	N/A	04/08/09	12-10-2018	PTB-1-01-07/04/07
Pressure Transducer	MSX	120A-10104	01760808	01/08/09	16/04/2018	EURMETCAL/6.15/07
Digital Multimeter	KITTELLEY	2000	965306	01/08/02	07/04/2017	ENAC 1296-07/03/2006
Reference Transducer	PIEZO	PT11965	2111965	01/08/01	04/09/2017	ENB/MAD/43-17/02/15
Temp-Sound Sensor	VADILLA	PTC/206	2111802	01/08/01	28/08/2017	ENB/MAD/43-17/02/15
Universal Counter	BP	35151A	37862251	20/08/02	03/04/2017	ENAC 1206-06/09/02/04



4. AMBIENT CONDITIONS

	Mean	Min	Max
Air temperature [°C]	23.02	24.41	21.24
Air pressure [hPa]	987.76	987.34	988.12
Air humidity [%]	38.11	37.44	38.61

5. RESULTS

The results included in this certificate are only applicable to the calibrated instrument and to the time instant and conditions at which the calibration was carried out.

Table 1. Calibration Results

Accelerometer Output F [Hz]	Reference Wind Speed F [m/s]	Uncertainty [m/s]	Residuals* [m/s]
83.771	4.17	0.10	-0.0066
124.763	6.00	0.10	0.0071
161.998	7.97	0.10	-0.0122
211.026	9.94	0.10	-0.0294
251.096	11.83	0.12	0.0259
287.188	13.83	0.14	-0.0152
341.268	15.97	0.16	0.0020
319.899	14.91	0.15	-0.0491
275.226	12.46	0.11	0.0143
232.066	10.95	0.11	0.0134
180.245	8.98	0.10	0.0161
148.469	6.99	0.10	-0.0137
103.439	5.00	0.10	-0.0116

* Residuals: difference between the accelerometer output and the linear regression result.

"The reported expanded uncertainty of measurement is stated as the standard uncertainty of measurement multiplied by the coverage factor $k = 2$, which for a normal distribution corresponds to a coverage probability of approximately 95%. The standard uncertainty of measurement has been determined in accordance with IEC Publication 614-4:02".



Linear Regression Results

The statistical uncertainty is given by:

$$u(x_{y_0}) = \left(u_a^2 + u_b^2 + 2u_a \text{COV}(A, B) \right)^{0.5}$$

For 10 m/s wind speed the statistical uncertainty $u(x_{y_0})$ is 0.0000 [m/s].

Table 2. Linear Regression Results

$$F \text{ [m/s]} = a \text{ [m/s]} \cdot F \text{ [Hz]} + b \text{ [m/s]}$$

Parameter	Value	sd	Constraint
a	0.044019	0.000075	Slope
b	0.262654	0.000044	Offset
r	0.999999		Regression Coefficient
sd(F)	0.02170		Standard Deviation

The linear regression has been carried out by using a least squares fitting.

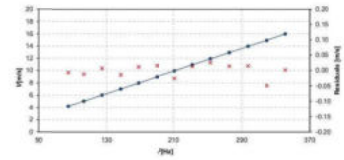


Photo of the Accelerometer in the Wind Tunnel



Remark:
The photo does not correspond to the actual calibration but shows a representative arrangement of the mounting of that type of accelerometer.
Mount Diameter: 35 mm.

References
Nikolai A. Rodonovskiy, "Accelerometer Calibration Report, Campaign 2006", Ref. TRCC/0811.



