

# **ANNEXE N**

## **ETUDE DU POTENTIEL ÉOLIEN**



**Etude du potentiel éolien -  
Parc éolien WindVision  
Gesves-Ohey**

***Rapport final***

***Une étude de GreenPlug***

## Versions

---

NUMÉRO	DATE	AUTEUR	MODIFICATIONS
1.0	29/10/2012	PA Mali	
2.0	13/11/2012	PA Mali	Ajout du modèle Repower 3.4M
2.1	22/11/2012	PA Mali	Modification programme bridage Repower 3.4 M

## Table des matières

<b>1. INTRODUCTION.....</b>	<b>4</b>
<b>2. MÉTHODOLOGIE.....</b>	<b>5</b>
2.1. Le site .....	5
2.2. Les données météorologiques .....	5
2.2.1. Identification des données de vent disponibles.....	5
2.2.2. Description du mat de mesures de Gesves .....	6
2.2.3. Sélection des données de vent .....	7
2.3. Le modèle d'écoulement du vent .....	7
2.3.1. Vérification de l'enveloppe de performance du modèle d'écoulement.....	7
2.4. Les éoliennes .....	7
2.5. Le parc éolien .....	8
<b>3. EVALUATION ET EXTRAPOLATION LONG TERME DES MESURES DE VENT.....</b>	<b>10</b>
3.1. Analyse des mesures de vent .....	10
3.2. Corrélation long terme des données .....	11
3.3. Extrapolation long terme du vent.....	12
<b>4. RÉSULTATS .....</b>	<b>13</b>
4.1. Distribution des vitesses.....	13
4.2. Densité de l'air .....	14
4.3. Production électrique du parc éolien .....	14
4.4. Pertes de production .....	15
4.5. Production électrique par éolienne .....	16
4.6. Analyse des incertitudes.....	16
4.7. Analyse des niveaux de confiance .....	17
<b>5. CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS.....</b>	<b>18</b>

## 1. INTRODUCTION

---

WindVision développe un projet de 6 éoliennes sur le site de Gesves-Ohey, en province de Namur. GreenPlug a procédé à une étude indépendante du potentiel éolien du site dont les résultats sont consignés dans ce rapport.

L'objectif de l'étude est d'évaluer la ressource en vent du site et la production électrique annuelle du parc pour trois modèles différents d'éoliennes.

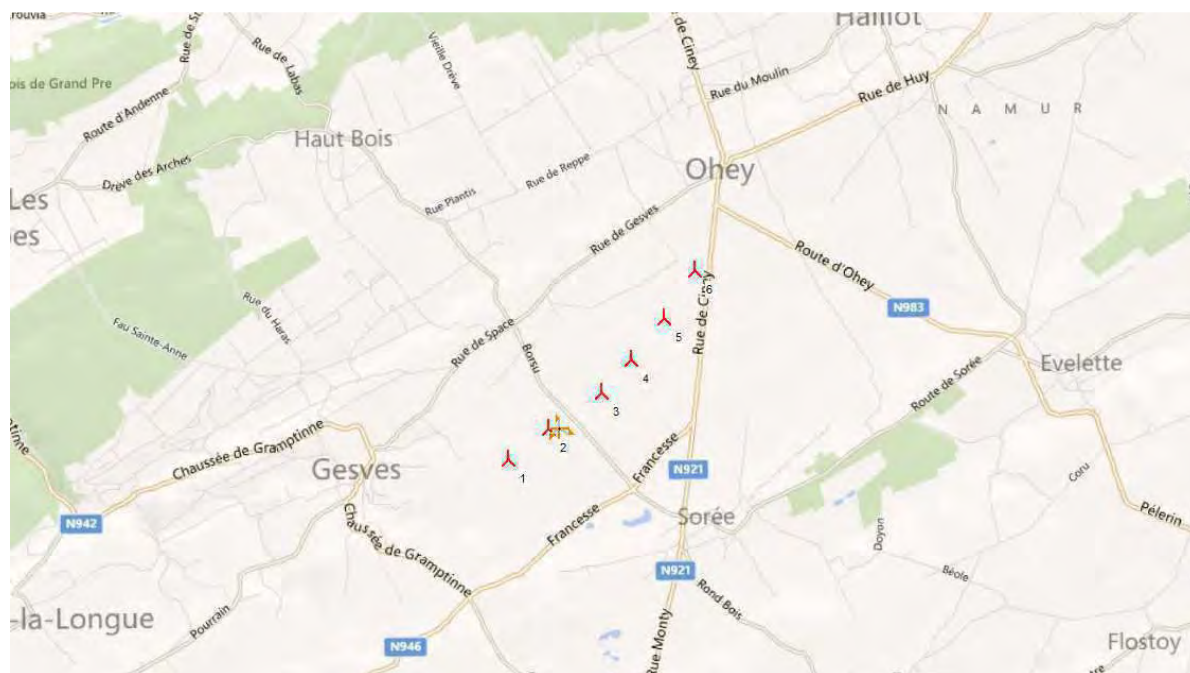
L'évaluation du potentiel éolien s'appuie sur une campagne de mesures de vents réalisée sur le site du projet entre 2006 et 2007.

## 2. MÉTHODOLOGIE

### 2.1. LE SITE

Le site de Gesves-Ohey se trouve entre les villages de Gesves, Sorée et Ohey. Le projet prévoit la construction de 6 éoliennes dont la localisation ainsi que celle du mat de mesures sont indiquées à la figure 1.

**Figure 1** Projet d'implantation des 6 éoliennes et localisation du mat de mesures



### 2.2. LES DONNÉES MÉTÉOROLOGIQUES

#### 2.2.1. Identification des données de vent disponibles

Des mesures de vent ont été réalisées sur le site à l'aide d'un mat de 100 mètres, entre avril 2007 et juin 2008.

Pour analyser et tenir compte des variations climatiques du vent, nous avons dressé l'inventaire des données de vents long terme disponibles dans la région auprès de plusieurs sources météorologiques.

L'inventaire des données météorologiques long terme a été réalisé en tenant compte de :

- La cohérence et la stabilité des données dans le temps ; analyse de l'historique des stations, analyse du taux de couverture/ disponibilité des données, analyse et comparaison des tendances entre les séries de données.
- L'environnement du mat de mesures ; seules les stations de classe 1, la plus exigeante en terme de dégagement par rapport aux obstacles environnants, ont été sélectionnées. La classification des stations a été réalisée par l'IRM.
- La représentativité des données: seules les stations répondant aux critères précédents et situées à moins de 100 km du site ont été retenues.

L'ensemble des données météorologiques disponibles à proximité du projet sont résumées au tableau suivant.

**Tableau 1 Inventaire des données météorologiques disponibles**

DONNÉES	HAUTEUR MESURES (M)	DISTANCE SITE (KM)	DISPONIBILITÉ	VITESSE MOYENNE MESURÉE (M/S)	DONNÉES DISPONIBLES
Gesves	100	0	Avril 07 – Juin 08	6.7	Données 10 minutes, vitesse et direction moyenne, max, min, écart type
Bierset	10	36	Jan 01- Dec 10	4.1	Données horaire, vitesse et direction moyenne
Florennes	10	37	Jan 01- Dec 10	3.9	Données horaire, vitesse et direction moyenne
MERRA <sup>1</sup>	50	18	Jan 01- Dec 10	6.4	Données horaire, vitesse et direction moyenne

### 2.2.2. Description du mat de mesures de Gesves

La campagne de mesures de vent n'a pas été réalisée par GreenPlug qui ne peut être tenu responsable de la précision des données qui lui ont été transmises.

La documentation transmise par le client été jugée suffisamment complète pour permettre l'analyse et l'interprétation des données enregistrées. La liste des documents transmis est reprise à l'annexe 1.

Les coordonnées du mat sont données au tableau suivant.

**Tableau 2 Coordonnées du mat de Gesves (Système Lambert 72)**

	COORDONNÉE X	COORDONNÉE Y
Mat 100m	202202	122063

Le mat de mesures était équipé de plusieurs instruments;

- 100 m : 1 anémomètre Thies First Class
- 98.5 m : 1 girouette Thies et 1 anémomètre Windsensor
- 85 m : 1 anémomètre Thies First Class
- 65 m : 1 anémomètre Thies First Class et 1 girouette Thies
- 64 m : 1 anémomètre Windsensor

Les mesures ont été transmises sous le format de fréquences moyennes, max, min et écart-type, par intervalle de 10 minutes. GreenPlug a converti les mesures en appliquant à chaque instrument la fonction de transfert reprise dans son rapport d'étalonnage:

<sup>1</sup> MODERN ERA RETROSPECTIVE-ANALYSIS FOR RESEARCH AND APPLICATIONS, Données issues d'un modèle de prévision météorologique, 5,34° E 50.50°N



Vitesse (m/s) = Slope x Signal (Hz) + Offset

### **Evaluation du dispositif de mesures de vent**

L'ensemble des anémomètres ont été étalonnés avant installation suivant la procédure Measnet et les certificats de calibration transmis.

L'anémomètre au top est monté sur un bras vertical, les autres instruments sur des bras de déports orientés à 10 ou 190 ° par rapport au nord.

Dans la documentation transmise, il n'est pas fait mention des longueurs des bras de déport des instruments. Sur ce point, il n'est pas possible de vérifier la conformité du montage des instruments par rapport aux lignes directrices IEA. L'évaluation des données met en évidence un effet de mat sur les instruments qui sont principalement affectés dans le secteur de vent Nord.

Des photos du mat et des instruments sont repris à l'annexe 1.

### **Représentativité des mesures de vent**

La campagne de mesures est jugée représentative du vent sur le site et répond aux dernières recommandations Measnet, à savoir :

- la hauteur du mat de mesures atteint plus des 2/3 de la hauteur de nacelle de l'éolienne
- le mat est localisé à moins de 10 km du parc éolien.

#### **2.2.3. Sélection des données de vent**

A l'issue de l'évaluation et de l'extrapolation long terme des données de vent, décrites au chapitre 3, les mesures de vent du mat de Gesves et les données du modèle MERRA ont finalement été sélectionnées pour calculer les distributions de vitesses du site.

## **2.3. LE MODÈLE D'ÉCOULEMENT DU VENT**

Les distributions de vitesses du vent ont été extrapolées du mat vers la nacelle des éoliennes à l'aide du modèle WAsP.

Le modèle WAsP tient compte de l'influence du relief, de la couverture de terrain et de la stabilité de l'atmosphère sur l'écoulement du vent. Le modèle intègre une modélisation du relief sur un rayon de 7 km autour du site à partir des données satellites SRTM et une modélisation de la rugosité sur un rayon de 20 km à partir des données numériques Land Cover 2000.

#### **2.3.1. Vérification de l'enveloppe de performance du modèle d'écoulement**

Le modèle WAsP est un modèle d'écoulement linéaire, adapté aux terrains non complexes. La complexité du site a été évaluée à partir de l'indicateur RIX (Ruggedness Index) qui détermine la complexité du site à partir d'une analyse des pentes du terrain. La valeur de RIX doit être proche de 0% pour respecter l'enveloppe de performance du modèle ce qui est bien le cas pour le site de Gesves.

## **2.4. LES ÉOLIENNES**

Les modèles d'éoliennes sélectionnés par le client sont repris au tableau 2 avec leurs spécifications techniques de base.

**Tableau 3 Modèles étudiés et spécifications techniques des éoliennes**

MODÈLE D'ÉOLIENNE	ENERCON E92	REPOWER 3.2	REPOWER MM 100	REPOWER 3.4M
Diamètre du rotor (m)	92	114	100	104
Hauteur d'axe (m)	104	93	100	98
Puissance éolienne (MW)	2.3	3.2	2.0	3.4
Vitesse de démarrage (m/s)	3	3	3	3.5
Vitesse coupure (m/s)	25	22	22	25
Efficacité de conversion max (%)	47	45	46	46
Courbe de puissance	Calculée en BT <sup>2</sup> (11/2011)	Garantie en MT (08/2011)	Calculée en BT (07/2011)	Calculée en MT (06/09)
Système transmission	Entraînement direct	Boîte de vitesse	Boîte de vitesse	Boîte de vitesse
Génératrice	Synchrone	Aysnchrone double alimentation	Aysnchrone double alimentation	Aysnchrone double alimentation

Les courbes de puissance et de trainée des éoliennes fournies par les constructeurs, pour une densité de l'air de 1.225 kg/m<sup>3</sup> sont reprises à l'annexe 5. Les courbes de puissances ont été ajustées dans les calculs de production pour tenir compte de la densité de l'air calculée sur le site.

Les pertes de production liées au programme de bridage acoustique recommandé par le bureau d'étude CSD ont été calculées à partir des courbes de puissance suivant les modes dégradés transmis par le client.

## 2.5. LE PARC ÉOLIEN

Le parc éolien a été modélisé à partir des coordonnées des éoliennes transmises par WindVision. L'implantation et la numérotation des éoliennes sont reprises à la carte de la figure 1.

**Tableau 4 Coordonnées des éoliennes (Système Lambert 72)**

EOLIENNE N°	COORDONNÉE X	COORDONNÉE Y
1	201704	121763
2	202098	122057
3	202623	122413
4	202915	122737
5	203231	123141
6	203531	123600

<sup>2</sup> BT : Basse tension, MT : Moyenne Tension

Les éoliennes doivent être suffisamment espacées les unes des autres pour réduire les pertes de production par effet de sillage et éviter les charges mécaniques trop élevées sur les composants de l'éolienne.

Les distances minimales généralement admises par les constructeurs s'élèvent à 5 fois le diamètre du rotor et 3 fois le diamètre du rotor pour des éoliennes placées respectivement parallèlement et perpendiculairement à l'axe des vents dominants. En deçà de ces distances, nous recommandons qu'une étude détaillée des charges soit menée par le constructeur.

Pour le projet de Gesves, les éoliennes placées parallèlement aux vents dominants sont séparées par une distance minimale de 440 m, soit 3.8 fois le diamètre du rotor de l'éolienne Repower 3.2. et 4.7 fois le diamètre de l'Enercon E92. Nous recommandons de faire valider la configuration du parc auprès des constructeurs éoliens pour vérifier les charges induites sur les éoliennes.

### 3. EVALUATION ET EXTRAPOLATION LONG TERME DES MESURES DE VENT

L'évaluation des mesures de vent du mat et l'extrapolation long terme des données ont inclus plusieurs étapes :

- Les données mesurées sur site et les données de vent long terme ont été analysées et filtrées
- Les corrélations entre les données mesurées et les données long terme ont été calculées sur la période de temps concomitante
- Les relations de corrélation ont finalement été appliquées aux données de vent long terme pour calculer les distributions des vitesses long terme à l'emplacement du mat

#### 3.1. ANALYSE DES MESURES DE VENT

Les données de vent ont été analysées en détail afin d'évaluer la cohérence des données et filtrer les valeurs erronées ou anormales:

- Identification des données manquantes
- Contrôle visuel des données
- Test de plausibilité entre anémomètres : par plage de vitesse et par secteur de vent
- Suppression des données erronées et/ou non plausibles

A l'issue de cette évaluation, aucun incident majeur n'a été décelé au cours de la campagne de mesures de vent.

- Quelques heures de gel au mois de décembre pour lesquelles les données ont été supprimées
- Un effet de mat sur les instruments placés sur les bras de déport, principalement affectés dans les secteurs Nord
- le dysfonctionnements de certains instruments en fin de campagne, après le 15/06/2008, et pour lesquels les données ont été supprimées

Les valeurs enregistrées au cours de la campagne de mesures sont résumées au tableau suivant pour chaque instrument. Un rapport détaillé des mesures de vent est repris à l'annexe 2.

**Tableau 5 Statistiques des mesures de vent à Geves (Avril 07 – Juin 08)**

HAUTEUR (M)	VITESSE MOYENNE (M/S)	WEIBULL A	WEIBULL K	TAUX COUVERTURE VITESSE (%)
100	6.66	7.53	2.33	99.4
98.5	6.53	7.37	2.30	97.8
85	6.31	7.12	2.28	98.6
65	5.87	6.63	2.23	99.4
64	5.80	6.54	2.18	98.7

Les vitesses de vent mesurées à 100 mètres, moins influencées par le mat, ont été sélectionnées pour la corrélation et l'extrapolation long terme des données de vent.

### 3.2. CORRÉLATION LONG TERME DES DONNÉES

Les directions mesurées au mat de Gesves ont été comparées avec les données long terme de référence. Les directions sont bien corrélées entre les données du mat et les données de référence.

Les vitesses moyennes ont été comparées avec les données de référence. Les coefficients de corrélation entre séries de données ont été calculés et sont donnés au tableau 6.

**Tableau 6 Coefficients de corrélation entre les vitesses moyennes du mat et des données de référence**

DONNÉES DE RÉFÉRENCE	COEFFICIENT R (MOYENNE MENSUELLE)	COEFFICIENT R (SANS MOYENNE)
Bierset	0.98	0.79
Florennes	0.98	0.79
MERRA	0.99	0.88

Les vitesses de vent entre le mat et les données de référence ont ensuite été comparées par secteur de direction de vent de 30 °. A l'issue de cette comparaison et des tests d'auto-consistance, les données de vent MERRA qui présentent le meilleur degré de corrélation avec les mesures du mat ont été retenues pour l'extrapolation long terme.

La corrélation est jugée de bonne qualité et est illustrée à l'annexe 3 par secteur de 30 ° de direction du vent. Les coefficients de corrélation et les fonctions de transfert entre les vitesses du mat et les données de référence MERRA sont fournis au tableau 7 pour chaque secteur

**Tableau 7 Coefficient de corrélation et de régression linéaire par secteur**

DIRECTION VENT (DEGRÉS)	DONNÉES DISPONIBLES	COEFFICIENT R <sup>2</sup>	PENTE	OFFSET
345-15	500	0.62	0.84	1.14
15-45	521	0.62	0.93	0.70
45-75	569	0.44	0.82	1.65
75-105	782	0.45	0.68	2.08
105-135	610	0.32	0.71	1.55
135-165	502	0.62	0.94	0.30
165-195	894	0.79	0.96	0.87
195-225	1673	0.81	0.92	1.05
225-255	1703	0.83	0.88	1.12
255-285	1063	0.82	0.91	0.80
285-315	699	0.78	0.83	0.92
315-345	619	0.64	0.84	0.84

### 3.3. EXTRAPOLATION LONG TERME DU VENT

Les coefficients de régression linéaire du tableau 7 ont été appliqués aux données MERRA entre 2001 et 2010 pour extrapoler les données de vent à long terme.

Le tableau suivant met en évidence l'impact de l'extrapolation long terme sur les vitesses mesurées qui se manifeste par une légère diminution de la vitesse moyenne du vent de 6.68 m/s avant corrélation à 6.60 m/s après corrélation.

**Tableau 8 Distribution des vitesses du vent à 100 m, avant et après corrélation long terme**

Période	Vitesse moyenne	Paramètre Weibull A	Paramètre Weibull k
12/04/07-30/06/08	6.66	7.53	2.33
01/01/01-31/12/12	6.59	7.42	2.56

Les distributions des vitesses et de directions du vent après la corrélation long terme sont reprises par secteur à l'annexe 4.

## 4. RÉSULTATS

La ressource en vent du site et la production électrique annuelle du parc éolien ont été déterminées à l'issue de plusieurs étapes :

- La distribution de vitesse du vent long terme a été extrapolée du mat vers la nacelle des éoliennes à l'aide du modèle WAsP
- La production électrique du parc a été calculée, en tenant compte des effets de terrain, de l'effet parc et des pertes de production
- Les incertitudes ont été identifiées et quantifiées pour estimer les niveaux de confiance des résultats.

### 4.1. DISTRIBUTION DES VITESSES

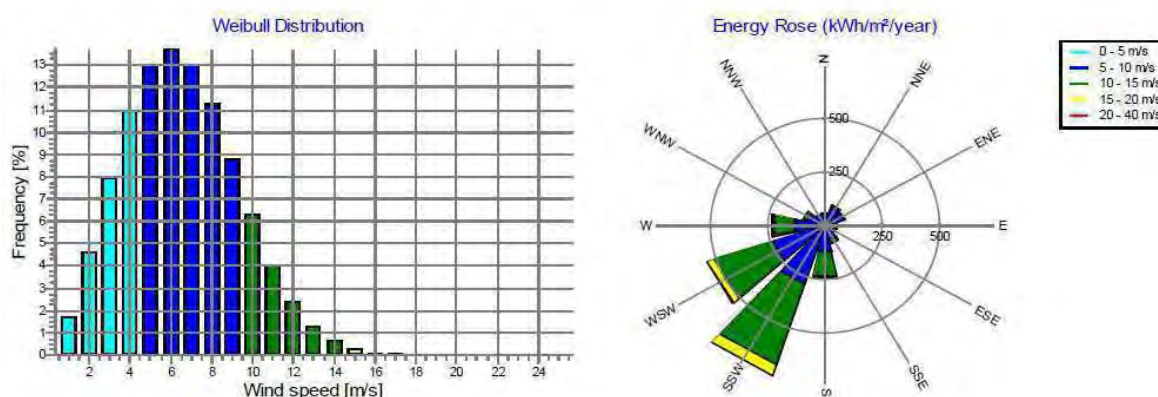
Les distributions des vitesses ont été calculées à hauteur de nacelle de chaque éolienne. Les résultats sont donnés au tableau 9 à l'emplacement de l'éolienne 2 pour différentes hauteurs et illustrés à la figure 2.

La rose énergétique du site indique que les vents dominants proviennent des secteurs sud-ouest.

**Tableau 9 Vitesse moyenne et distribution des vitesses long terme**

HAUTEUR (M)	VITESSE MOYENNE (M/S)	PARAMÈTRE WEIBULL A	PARAMÈTRE WEIBULL K
90	6.42	7.2	2.46
95	6.51	7.3	2.48
100	6.58	7.4	2.49
105	6.68	7.5	2.49
110	6.78	7.6	2.48

**Figure 2 Distribution des vitesses et rose énergétique à 100 m**



## 4.2. DENSITÉ DE L'AIR

La densité de l'air a été calculée à hauteur d'axe et à l'emplacement de chaque éolienne du parc, à partir d'une extrapolation des températures relevées à la station de Beauvechain et de l'altitude du site.

La densité moyenne sur le site s'élève  $1.20 \text{ kg/m}^3$  à une hauteur de 100mètres. Les courbes de puissance des éoliennes ont été ajustées dans les calculs pour tenir compte de cette densité.

## 4.3. PRODUCTION ÉLECTRIQUE DU PARC ÉOLIEN

La production électrique annuelle du parc a été calculée à partir des distributions de vitesses long terme et de la courbe de puissance de l'éolienne.

Les résultats de production indiqués au tableau 10 reprennent :

- La production électrique annuelle brute ; qui correspond à l'énergie produite par le parc éolien sans aucunes pertes. Il s'agit d'une production théorique idéale.
- Les pertes de production; qui sont détaillées à la section 4.4
- La production électrique annuelle nette ; qui est égale à la production électrique brute moins l'ensemble des pertes de production
- Le facteur de capacité : qui est le rapport entre l'énergie électrique effectivement produite par le parc éolien sur une période donnée et l'énergie qu'il aurait produit s'il avait fonctionné à sa puissance nominale durant la même période

**Tableau 10 Production électrique annuelle du parc éolien selon les différentes variantes**

MODÈLE D'ÉOLIENNE	VARIANTE 1 (ENERCON E92)	VARIANTE 2 (REPOWER 3.2)	VARIANTE 3 (REPOWER MM100)	VARIANTE 4 (REPOWER 3.4M)
Nombre d'éoliennes	6	6	6	6
Diamètre du rotor (m)	92.0	114.0	100.0	104,0
Hauteur d'axe (m)	104.0	93.0	100.0	98,0
Puissance éolienne (MW)	2.3	3.2	2.0	3,4
Puissance installée du parc (MW)	13.8	19.2	12.0	20,4
Production électrique brute (MWh/an)	36997	50495	38254	45256
Pertes de production (%)	11.8	13.5	12.4	12,0
Production électrique nette (MWh/an)	32644	43662	33503	39820
Facteur de capacité net (%)	27	26	32	22
Nombre d'heure fonctionnement pleine charge (h)	2366	2274	2792	1952



#### 4.4. PERTES DE PRODUCTION

Les pertes de production suivantes ont été prises en compte pour calculer la production électrique nette:

- **Effet de sillages entre éoliennes:** Pertes d'énergies liées à la diminution de l'énergie cinétique du vent en aval de l'éolienne. Les pertes de sillage ont été calculées sur le logiciel WINDPRO, avec le modèle de calcul NO Jensen.
- **Indisponibilité technique de l'éolienne:** Pertes liées aux arrêts de l'éolienne qui peuvent être dus à une maintenance préventive ou corrective, à des pannes, ... Ces pertes doivent être comparées avec les garanties de disponibilité offertes par les constructeurs qui avoisinent généralement les 97 % par an et par parc éolien. Ces pertes ont été estimées.
- **Indisponibilité du raccordement électriques:** Pertes de production dues aux temps d'indisponibilité de la cabine de tête, de la tête de ligne et/ou à la ligne de raccordement jusqu'au réseau électrique. Ces pertes ont été estimées.
- **Indisponibilité du réseau électrique:** Pertes de production dues aux temps d'indisponibilité du réseau électrique. Ces pertes ont été estimées.
- **Pertes électriques:** Pertes liées au transformateur MT de l'éolienne et les pertes de lignes jusqu'au compteur EAN du producteur. Ces pertes ont été estimées.
- **Pertes liées à la formation de glace:** Pertes dues à une diminution des performances et aux mises à l'arrêt de l'éolienne suite à l'accumulation de glace sur les pales de l'éolienne. Ce phénomène a une fréquence d'occurrence estimée à deux jours par an.
- **Hystérèse par vent fort:** Pertes de production lors des cycles de mises à l'arrêt et de redémarrage de l'éolienne pour les vitesses de vent proches de la vitesse de coupure l'éolienne. Ces pertes ont été estimées.
- **Bridage de l'éolienne et/ ou interruption programmée :** Pertes dues au bridage des éoliennes et/ ou interruptions programmées afin de réduire les incidences sonores et/ou environnementales du projet. Le programme de bridage a été établi par le bureau CSD et le calcul des pertes de production liées à ce bridage détaillé à l'annexe 5.

**Tableau 11 Pertes de production (en % de la production électrique brute)**

TYPE DE PERTES	VARIANTE 1 (ENERCON E92)	VARIANTE 2 (REPOWER 3.2)	VARIANTE 3 (REPOWER MM100)	VARIANTE 4 (REPOWER 3.4M)
Effet sillage entre éoliennes	4.9%	7.3%	5.5%	7,0%
Indisponibilité technique éolienne	3.0%	3.0%	3.0%	3,0%
Indisponibilité du raccordement	0.0%	0.0%	0.0%	0,0%
Indisponibilité du réseau	0.0%	0.0%	0.0%	0,0%
Pertes électriques	1.5%	0.5%	1.5%	0,5%
Pertes formation glace	0.5%	0.5%	0.5%	0,5%
Hystérèse par vent fort	0.6%	0.6%	0.6%	0,6%
Bridage éolienne/ Interruption programmée	1.8%	2.3%	1.9%	0,9%

Pertes de production	11.8%	13.5%	12.4%	12,0%
----------------------	-------	-------	-------	-------

#### 4.5. PRODUCTION ÉLECTRIQUE PAR ÉOLIENNE

Les productions électriques nettes par éolienne, les pertes de sillage et la vitesse moyenne annuelle à hauteur d'axe sont détaillées au tableau suivant pour les trois variantes étudiées.

**Tableau 12 Production électrique nette, pertes de sillage par éolienne et vitesse moyenne annuelle**

EOLIE NNE N°	VARIANTE 1 (ENERCON E92)			VARIANTE 2 (REPOWER 3.2)			VARIANTE 3 (REPOWER MM100)			VARIANTE 4 (REPOWER 3.4M)		
	MWh/A N	%	M/S	MWh/A N	%	M/S	MWh/A N	%	M/S	MWh/A N	%	M/S
1	5744	1.41	6.60	7509	2.02	6.40	5923	1.74	6.51	7068	1,70	6,48
2	4986	4.64	6.61	7182	6.88	6.42	5415	5.26	6.53	6406	6,60	6,50
3	5567	4.89	6.61	7138	7.33	6.42	5380	5.65	6.53	6750	6,81	6,50
4	5457	6.82	6.61	7269	10.07	6.42	5592	7.59	6.53	6539	9,81	6,50
5	5422	6.44	6.58	7229	9.64	6.39	5566	7.14	6.50	6497	9,34	6,47
6	5467	5.21	6.57	7315	8.03	6.37	5626	5.7	6.48	6558	7,89	6,45

#### 4.6. ANALYSE DES INCERTITUDES

Pour calculer les intervalles de confiance et évaluer la précision des résultats, les incertitudes liées aux différentes étapes de calculs ont été identifiées et quantifiées :

- **Modèle de reconstruction du vent** ; inclut les marges d'erreurs liées aux mesures de vent, à l'extrapolation long terme des données, au modèle de terrain et au modèle d'écoulement du vent.
- **Courbe de puissance des éoliennes** : dépend des garanties de performances proposées par le constructeur. L'incertitude a été estimée à 5 % pour les courbes de puissance calculées par le constructeur et à 0% pour les courbes garanties à 100%.
- **Variabilité long terme du vent** : les conditions climatiques quant le parc éolien sera opérationnel peuvent différer de la période de référence (10 ans) utilisée dans les calculs de production. L'incertitude a été calculée à partir d'une analyse des indices de vent calculés sur 30 ans.
- **Effet de sillage** : inclut les marges d'erreurs associées au modèle de sillage entre éolienne. L'incertitude a été calculée en réalisant une analyse de sensibilité des résultats par rapport aux modèles de sillage utilisés.

Pour calculer l'incertitude totale, on fait l'hypothèse que les incertitudes sont indépendantes.

**Tableau 13 Analyse des incertitudes sur les calculs de production (en % de la production électrique)**

TYPE D'INCERTITUDE	VARIANTE 1 (ENERCON E92)	VARIANTE 2 (REPOWER 3.2)	VARIANTE 3 (REPOWER MM100 )	VARIANTE 4 (REPOWER 3.4M)
Précision des mesures de vent sur site	3.7	3.7	3.7	3.7
Corrélation et extrapolation long terme des données	2.7	2.7	2.7	2.7
Modèle d'extrapolation vent	2.5	2.5	2.5	2.5
Courbe de puissance	5.0	0.0	5.0	5.0
Variabilité long terme vent	4.3	4.3	4.3	4.3
Modèle sillage	3.0	3.0	3.0	3.0
Incertitude totale	8.9	7.4	8.9	8.9

#### 4.7. ANALYSE DES NIVEAUX DE CONFIANCE

L'analyse par intervalles de confiance permet de calculer les productions électriques suivant des probabilités de dépassement. Si l'on considère un seuil de dépassement de 90%, la production électrique associée à ce seuil (P90) a une probabilité de 90 % d'être dépassée.

Par défaut, les niveaux de dépassement ont été fixés à 50 %, 80%, 90 et 95%.

Les niveaux de dépassement ont été calculés en faisant l'hypothèse d'une distribution normale et d'une erreur type égale à l'incertitude totale.

**Tableau 14 Analyse des niveaux de confiance sur la production électrique nette**

NIVEAU DE DÉPASSEMENT	VARIANTE 1 (ENERCON E92)	VARIANTE 2 (REPOWER 3.2)	VARIANTE 3 (REPOWER MM100 )	VARIANTE 4 (REPOWER 3.4M)
	MWh/an	MWh/an	MWh/an	MWh/an
50 %	32644	43662	33503	39820
80%	30191	40944	30985	36827
90%	28909	39523	29669	35263
95%	27850	38349	28582	33972

## 5. CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

---

Le régime de vent et le productible du parc éolien ont été évalués à partir d'un modèle de d'écoulement du vent et des mesures de vent réalisées sur le site à l'aide d'un mat de 100 mètres et corrélées sur le long terme

A 100 m d'altitude, la vitesse moyenne du vent s'élève à 6.5-6.6 m/s avec des vents dominants du secteur sud-ouest.

Les productions électriques annuelles nettes varient entre 32.6 GWh et 43.6 GWh suivant le modèle d'éolienne retenu.

Lors de l'analyse et de la comparaison des offres remises par les constructeurs, nous recommandons de porter une attention particulière aux courbes de puissance des éoliennes. Si nécessaire, nous recommandons d'actualiser les calculs de production pour tenir compte des dernières informations disponibles.

De même, nous recommandons de s'assurer auprès des constructeurs éoliens que l'espacement entre éoliennes est acceptable et qu'il ne sera pas nécessaire de réaliser des interruptions par secteur.

## **BIBLIOGRAPHIE & RÉFÉRENCES**

---

- Measnet, Evaluation of site specific wind conditions, 2009
- IEA, Wind speed measurement and use of cup anemometry, Second Print 2003
- UCL-KMI-VITO-3E,; Improved Prediction of Wind Power in Belgium, 2006,
- Standard Loss Definitions for Wind Resource/ Energy Assessments, AWEA 2008, Steve Jones, Global Energy Concepts

---

## Appendix 1 - DOCUMENTATION SUR LA CAMPAGNE DE MESURES DE VENT

---

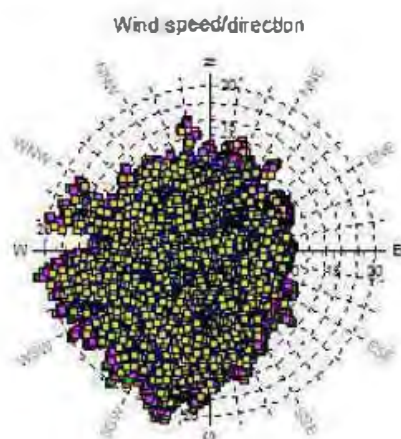
### Liste des documents transmis par WindVision

- Les données de vent non traitées entre mars 2007 et juin 2008
- Un rapport d'installation reprenant la localisation du mat, la position, la hauteur et le n° de série des instruments
- Les certificats de calibration des 6 anémomètres
- Le plan du mat de mesures avec la localisation des instruments
- Un reportage photographique du mat et des instruments installés



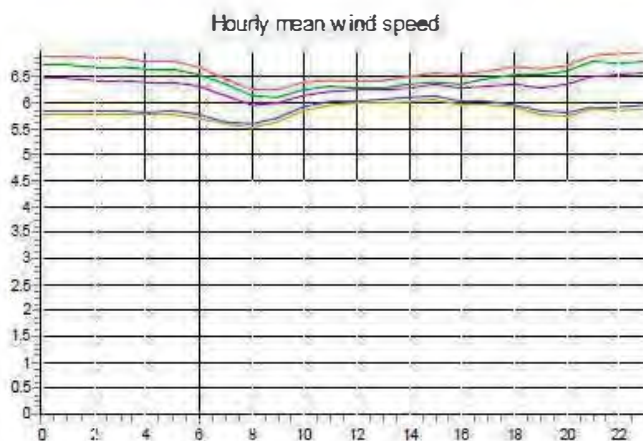


## Appendix 2 - ANALYSE DES MESURES VENT

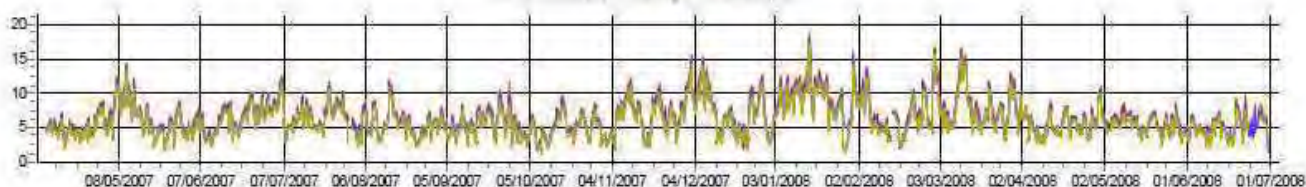


### Statistics

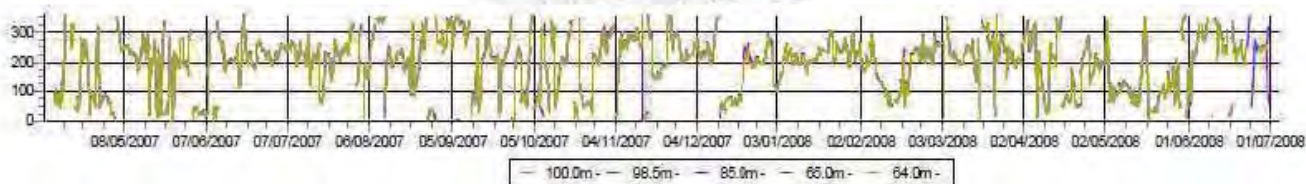
Signal	Unit	Count	Of period [%]	Mean	Weighted mean	Weibull A	Weibull k
100.0m - Mean wind speed, all	m/s	63765	100.0	6.68	6.68	7.54	2.33
100.0m - Wind direction, all	Degrees	63765	100.0	238.35			
100.0m - Turbulence intensity, all		63765	100.0	0.16			
100.0m - Turbulence intensity, enabled		56938	80.0	0.14			
98.5m - Mean wind speed, all	m/s	62745	100.0	6.50	6.53	7.38	2.31
98.5m - Wind direction, all	Degrees	62745	100.0	237.38			
98.5m - Turbulence intensity, all		62745	100.0	0.17			
98.5m - Turbulence intensity, enabled		49256	78.5	0.14			
85.0m - Mean wind speed, all	m/s	63264	100.0	6.33	6.31	7.13	2.29
85.0m - Wind direction, all	Degrees	63264	100.0	238.00			
85.0m - Turbulence intensity, all		63264	100.0	0.17			
85.0m - Turbulence intensity, enabled		49383	78.0	0.15			
65.0m - Mean wind speed, all	m/s	63813	100.0	6.29	5.87	6.63	2.23
65.0m - Wind direction, all	Degrees	63813	100.0	231.79			
65.0m - Turbulence intensity, all		63813	100.0	0.18			
65.0m - Turbulence intensity, enabled		47878	74.7	0.15			
64.0m - Mean wind speed, all	m/s	63282	100.0	5.84	5.80	6.55	2.19
64.0m - Wind direction, all	Degrees	63282	100.0	231.40			
64.0m - Turbulence intensity, all		63282	100.0	0.19			
64.0m - Turbulence intensity, enabled		42662	73	0.16			



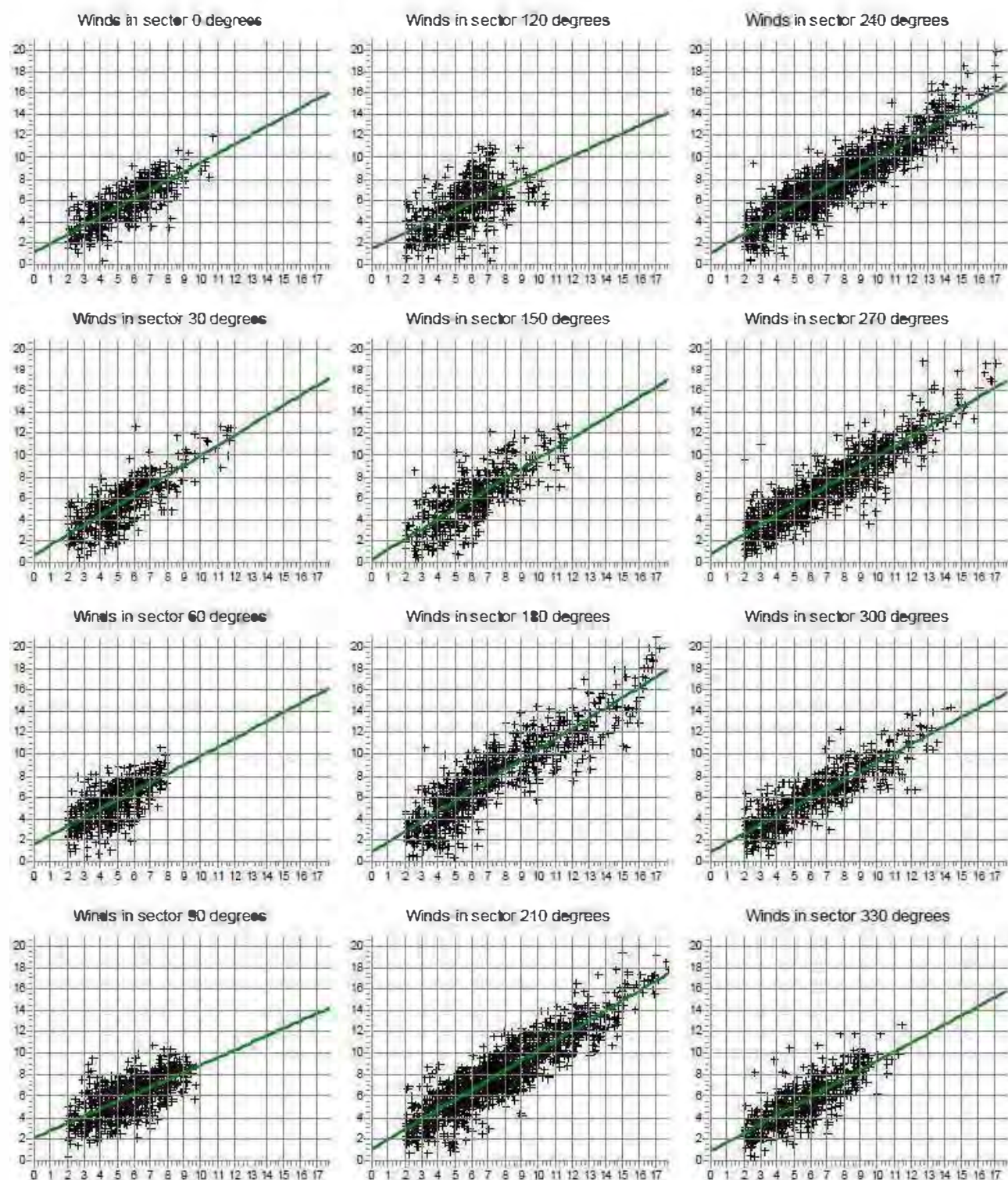
Wind speed, Averaging: 12 hours



Wind direction, Averaging: 12 hours





**Appendix 3 - CORRÉLATION MCP**

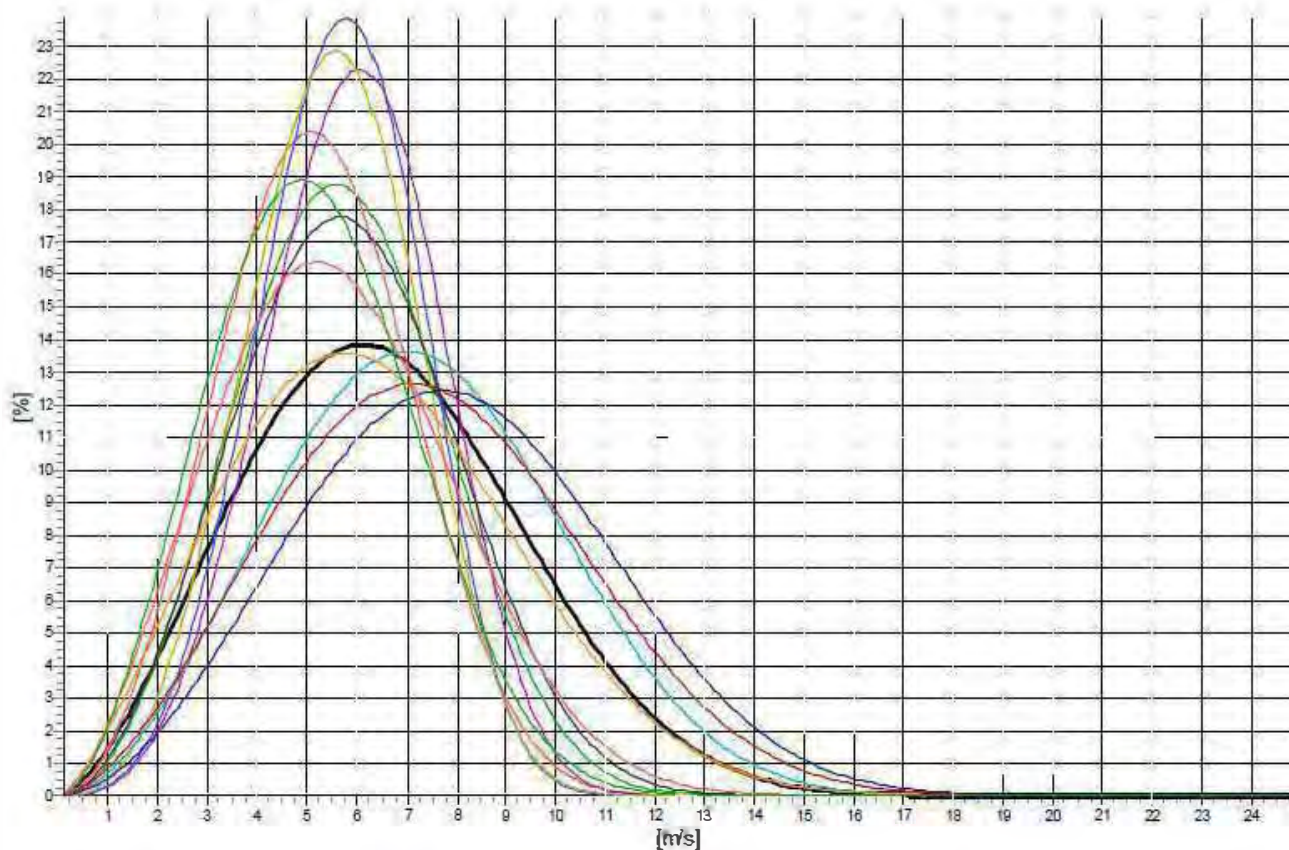


## Appendix 4 - DISTRIBUTION VITESSE DE VENT LONG TERME (100M)

Height: 100.0m -

### Weibull data

Sector	A	k	f	Mean wind speed
	[m/s]			[m/s]
0-N	5.62	3.030	5.74	5.29
1-NNE	6.37	3.056	7.58	5.70
2-ENE	6.57	3.833	6.58	5.94
3-E	6.25	3.911	4.44	5.66
4-ESE	6.11	3.640	4.02	5.51
5-SSE	6.52	2.946	5.46	5.82
6-S	6.16	2.833	7.96	7.29
7-SSW	8.99	2.640	10.63	8.01
8-WSW	8.45	2.667	16.39	7.52
9-W	7.21	2.411	10.38	6.39
10-WNW	6.32	2.575	6.95	5.61
11-NNW	5.79	2.756	5.09	5.15
Mean	7.43	2.564	100.00	6.60



— All A: 7.4 m/s k: 2.56 Vm: 6.6 m/s	— N A: 5.8 m/s k: 3.03 Vm: 5.2 m/s	— NNE A: 6.4 m/s k: 3.06 Vm: 5.7 m/s	— ENE A: 6.6 m/s k: 3.63 Vm: 5.9 m/s
— E A: 6.2 m/s k: 3.91 Vm: 5.7 m/s	— ESE A: 6.1 m/s k: 3.64 Vm: 5.5 m/s	— SSE A: 6.5 m/s k: 2.95 Vm: 6.8 m/s	— S A: 6.2 m/s k: 2.83 Vm: 7.3 m/s
— SSW A: 6.0 m/s k: 2.84 Vm: 8.0 m/s	— WSW A: 8.5 m/s k: 2.69 Vm: 7.5 m/s	— W A: 7.2 m/s k: 2.41 Vm: 6.4 m/s	— WNW A: 6.3 m/s k: 2.57 Vm: 5.6 m/s
— NNW A: 5.8 m/s k: 2.76 Vm: 5.1 m/s			

## Appendix 5 - BRIDAGE ACOUSTIQUE DES ÉOLIENNES

Le bridage acoustique des éoliennes a été étudié et spécifié par le bureau CSD en charge de l'étude d'incidences du projet. Les programmes de bridage sont résumés au tableau 6 pour chaque variante d'éolienne.

**Tableau 15 Programme de bridage acoustique recommandé par CSD**

	VARIANTE 1 (ENERCON E92)	VARIANTE 2 (REPOWER 3.2)	VARIANTE 3 (REPOWER MM100 )	VARIANTE 4 (REPOWER 3.4M)
Période d'activation du bridage	22 :00 – 6 :00	22 :00 – 6 :00	22 :00 – 6 :00	22 :00 – 6 :00
Mode de réduction	Mode 1000 kW	Sound Management II Type C	Mode Type A 1330 kW	Sound Management I A
Eoliennes concernées	N° 2	N° 1,2 et 3	N° 2 et 3	N° 2

L'impact des mesures de bridage sur la production du parc éolien est documenté dans cette annexe. Les calculs tiennent compte des courbes de puissance en mode dégradé et de la période d'activation du bridage.

Les résultats de production, avec et sans bridage acoustique, sont présentés aux tableaux suivants.

**Tableau 16 Production électrique nette MWh/an (Enercon E92)**

EOLIENNES	SANS BRIDAGE ACOUSITQUE	AVEC BRIDAGE ACOUSTIQUE	PERTES DE PRODUCTION (%)
1	5744	5744	0.0%
2	5591	4986	10.8%
3	5567	5567	0.0%
4	5457	5457	0.0%
5	5422	5422	0.0%
6	5467	5467	0.0%

**Tableau 17 Production électrique nette MWh/an (Repower 3.2)**

EOLIENNES	SANS BRIDAGE ACOUSITQUE	AVEC BRIDAGE ACOUSTIQUE	PERTES DE PRODUCTION (%)
1	7862	7509	4.5%
2	7520	7182	4.5%
3	7474	7138	4.5%
4	7269	7269	0.0%
5	7229	7229	0.0%
6	7315	7315	0.0%

**Tableau 18 Production électrique nette MWh/an (Repower MM100 )**

EOLIENNES	SANS BRIDAGE ACOUSTIQUE	AVEC BRIDAGE ACOUSTIQUE	PERTES DE PRODUCTION (%)
1	5923	5923	0.0%
2	5743	5415	5.7%
3	5706	5380	5.7%
4	5592	5592	0.0%
5	5566	5566	0.0%
6	5626	5626	0.0%

**Tableau 19 Production électrique nette MWh/an (Repower 3.4M104)**

EOLIENNES	SANS BRIDAGE ACOUSTIQUE	AVEC BRIDAGE ACOUSTIQUE	PERTES DE PRODUCTION (%)
1	7068	7068	0,0%
2	6766	6406	5,3%
3	6742	6750	-0,1%
4	6537	6539	0,0%
5	6496	6497	0,0%
6	6557	6558	0,0%

## Appendix 6 - COURBES DE PUISSANCE

Figure 3 Enercon E92

### Power curve

● original data from Windcat, Air density: 1.225 kg/m³

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Ce	Wind speed [m/s]	Ct curve
1.0	0.0	0.00	1.0	0.10
2.0	3.8	0.11	2.0	0.10
3.0	23.9	0.27	3.0	0.10
4.0	98.2	0.38	4.0	0.60
5.0	208.3	0.41	5.0	0.82
6.0	384.3	0.44	6.0	0.84
7.0	637.0	0.46	7.0	0.79
8.0	975.8	0.47	8.0	0.72
9.0	1,403.6	0.47	9.0	0.66
10.0	1,817.8	0.45	10.0	0.59
11.0	2,088.7	0.39	11.0	0.53
12.0	2,207.0	0.32	12.0	0.46
13.0	2,300.0	0.26	13.0	0.40
14.0	2,350.0	0.21	14.0	0.33
15.0	2,350.0	0.17	15.0	0.28
16.0	2,350.0	0.14	16.0	0.23
17.0	2,350.0	0.12	17.0	0.20
18.0	2,350.0	0.10	18.0	0.16
19.0	2,350.0	0.06	19.0	0.13
20.0	2,350.0	0.07	20.0	0.12
21.0	2,350.0	0.06	21.0	0.12
22.0	2,350.0	0.05	22.0	0.11
23.0	2,350.0	0.05	23.0	0.11
24.0	2,350.0	0.04	24.0	0.10
25.0	2,350.0	0.04		

### Power, Efficiency and energy vs. wind speed

Data used in calculation, Air density: 1.200 kg/m³ New WindPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Ce	Interval [m/s]	Energy [MWh]	Acc. energy [MWh]	Relative [%]
1.0	0.0	0.00	0.50-1.50	0.2	0.2	0.0
2.0	3.8	0.11	1.50-2.50	4.1	4.3	0.1
3.0	23.9	0.27	2.50-3.50	29.1	33.4	0.5
4.0	98.3	0.38	3.50-4.50	107.8	141.2	2.3
5.0	204.4	0.41	4.50-5.50	266.3	407.4	6.7
6.0	378.5	0.44	5.50-6.50	489.0	903.4	14.9
7.0	624.6	0.46	6.50-7.50	734.7	1,638.1	28.9
8.0	965.4	0.47	7.50-8.50	889.0	2,527.1	41.7
9.0	1,373.7	0.47	8.50-9.50	936.7	3,473.7	57.1
10.0	1,790.4	0.45	9.50-10.50	944.3	4,318.1	71.0
11.0	2,088.6	0.39	10.50-11.50	666.2	4,984.3	82.8
12.0	2,216.0	0.32	11.50-12.50	467.8	5,452.0	89.7
13.0	2,289.5	0.26	12.50-13.50	266.4	5,748.4	94.6
14.0	2,341.0	0.21	13.50-14.50	170.6	5,919.0	97.4
15.0	2,350.0	0.17	14.50-15.50	89.1	6,008.1	98.8
16.0	2,350.0	0.14	15.50-16.50	42.0	6,050.1	99.5
17.0	2,350.0	0.12	16.50-17.50	18.0	6,068.1	99.8
18.0	2,350.0	0.10	17.50-18.50	6.9	6,075.0	99.9
19.0	2,350.0	0.09	18.50-19.50	2.4	6,077.4	100.0
20.0	2,350.0	0.07	19.50-20.50	0.7	6,078.1	100.0
21.0	2,350.0	0.06	20.50-21.50	0.2	6,078.4	100.0
22.0	2,350.0	0.06	21.50-22.50	0.1	6,078.4	100.0
23.0	2,350.0	0.05	22.50-23.50	0.0	6,078.4	100.0
24.0	2,350.0	0.04	23.50-24.50	0.0	6,078.4	100.0
25.0	2,350.0	0.04	24.50-25.50	0.0	6,078.4	100.0

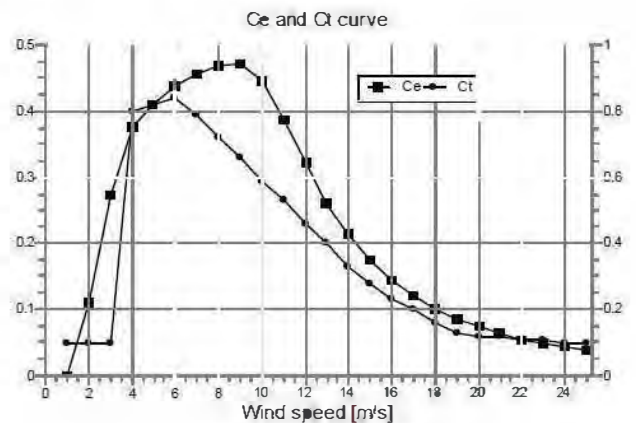
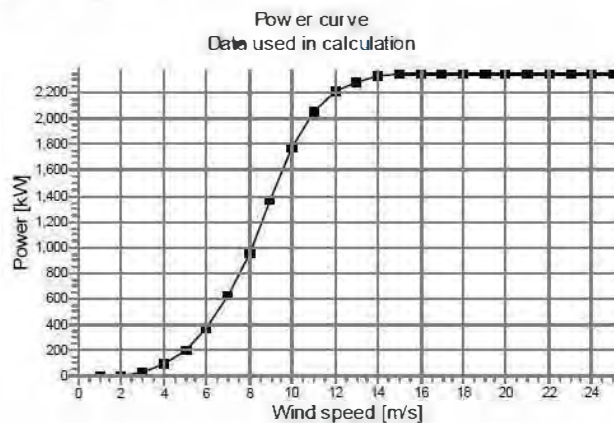


Figure 4 Repower 3.2 M

**Power curve**

Original data from Windcat, Air density: 1.225 kg/m³

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Ce	Wind speed [m/s]	Ct curve
3.0	18.0	0.11	3.0	1.05
4.0	144.0	0.36	4.0	0.85
5.0	319.0	0.41	5.0	0.80
6.0	590.0	0.44	6.0	0.80
7.0	969.0	0.45	7.0	0.80
8.0	1460.0	0.46	8.0	0.80
9.0	2017.0	0.44	9.0	0.72
10.0	2576.0	0.41	10.0	0.64
11.0	3009.0	0.36	11.0	0.57
12.0	3170.0	0.29	12.0	0.40
13.0	3170.0	0.23	13.0	0.30
14.0	3170.0	0.18	14.0	0.24
15.0	3170.0	0.15	15.0	0.19
16.0	3170.0	0.12	16.0	0.16
17.0	3170.0	0.10	17.0	0.13
18.0	3170.0	0.08	18.0	0.11
19.0	3170.0	0.07	19.0	0.10
20.0	3170.0	0.06	20.0	0.08
21.0	3170.0	0.05	21.0	0.07
22.0	3170.0	0.05	22.0	0.06

**Power, Efficiency and energy vs. wind speed**

Data used in calculation, Air density: 1.201 kg/m³ New WindPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) &lt;RECOMMENDED&gt;

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Ce	Interval [m/s]	Energy [MWh]	Acc. Energy [MWh]	Relative [%]
1.0	0.0	0.00	0.50-1.50	0.0	0.0	0.0
2.0	0.0	0.00	1.50-2.50	0.0	0.0	0.0
3.0	15.5	0.00	2.50-3.50	33.8	33.8	0.4
4.0	140.8	0.36	3.50-4.50	164.9	198.7	2.4
5.0	313.1	0.41	4.50-5.50	420.6	619.3	7.5
6.0	579.1	0.44	5.50-6.50	765.5	1384.8	16.9
7.0	851.2	0.45	6.50-7.50	1092.5	2477.3	30.1
8.0	1433.3	0.46	7.50-8.50	1274.0	3751.3	45.5
9.0	1990.1	0.44	8.50-9.50	1283.1	5034.4	60.9
10.0	2528.2	0.41	9.50-10.50	1101.2	6135.6	74.2
11.0	2980.3	0.36	10.50-11.50	851.3	6986.9	84.9
12.0	3147.4	0.30	11.50-12.50	577.7	7564.7	91.9
13.0	3170.0	0.24	12.50-13.50	345.9	7910.5	95.8
14.0	3170.0	0.19	13.50-14.50	187.0	8097.5	98.1
15.0	3170.0	0.15	14.50-15.50	92.3	8189.9	99.2
16.0	3170.0	0.13	15.50-16.50	41.3	8231.1	99.7
17.0	3170.0	0.11	16.50-17.50	18.7	8249.8	99.9
18.0	3170.0	0.09	17.50-18.50	8.0	8257.8	100.0
19.0	3170.0	0.08	18.50-19.50	2.0	8259.8	100.0
20.0	3170.0	0.06	19.50-20.50	0.6	8260.4	100.0
21.0	3170.0	0.05	20.50-21.50	0.1	8260.5	100.0
22.0	3170.0	0.05	21.50-22.50	0.0	8260.5	100.0

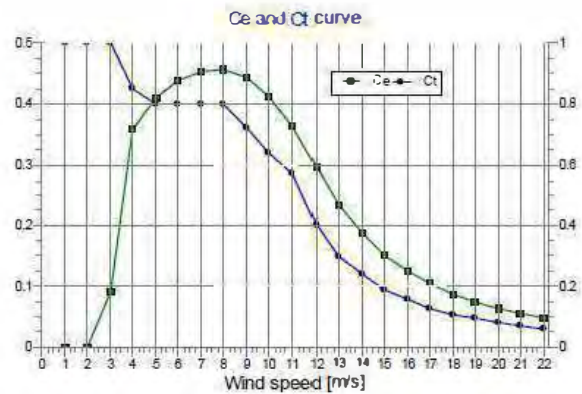
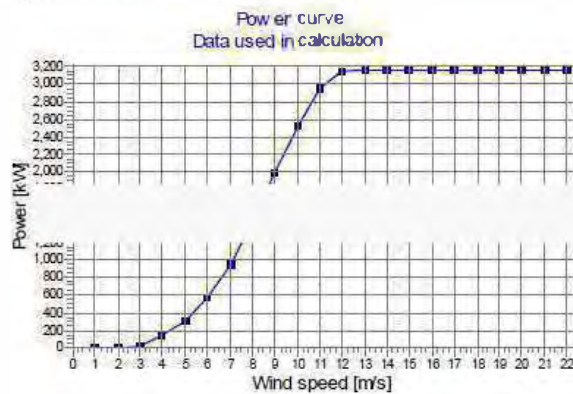




Figure 5 Repower MM100

**Power curve**

Original data from Windcat, Air density: 1.225 kg/m³

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Ce	Wind speed [m/s]	Ct curve
3.0	20.0	0.15	3.0	1.01
4.0	102.0	0.33	4.0	0.85
5.0	239.0	0.40	5.0	0.80
6.0	452.0	0.43	6.0	0.80
7.0	746.0	0.45	7.0	0.80
8.0	1,126.0	0.46	8.0	0.78
9.0	1,559.0	0.44	9.0	0.71
10.0	1,901.0	0.40	10.0	0.59
11.0	2,000.0	0.31	11.0	0.45
12.0	2,000.0	0.24	12.0	0.34
13.0	2,000.0	0.19	13.0	0.25
14.0	2,000.0	0.15	14.0	0.20
15.0	2,000.0	0.12	15.0	0.16
16.0	2,000.0	0.10	16.0	0.13
17.0	2,000.0	0.08	17.0	0.11
18.0	2,000.0	0.07	18.0	0.09
19.0	2,000.0	0.06	19.0	0.08
20.0	2,000.0	0.05	20.0	0.07
21.0	2,000.0	0.04	21.0	0.06
22.0	2,000.0	0.04	22.0	0.05

**Power, Efficiency and energy vs. wind speed**

Data used in calculation, Air density: 1.200 kg/m³ New WindPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) &lt;RECOMMENDED&gt;

Wind Speed [m/s]	Power [kW]	Ce	Interval [m/s]	Energy [MWh]	Acc. Energy [MWh]	Relative [%]
1.0	0.0	0.00	0.50-1.50	0.0	0.0	0.0
2.0	0.0	0.00	1.50-2.50	0.0	0.0	0.0
3.0	18.0	0.14	2.50-3.50	24.5	24.5	0.4
4.0	99.7	0.33	3.50-4.50	118.1	142.6	2.3
5.0	234.2	0.40	4.50-5.50	311.0	453.6	7.2
6.0	443.1	0.44	5.50-6.50	585.3	1,038.9	19.9
7.0	731.7	0.46	6.50-7.50	954.2	1,893.1	30.2
8.0	1,104.6	0.46	7.50-8.50	1,013.0	2,906.1	46.4
9.0	1,526.3	0.44	8.50-9.50	1,009.9	3,916.0	62.4
10.0	1,670.7	0.40	9.50-10.50	850.4	4,766.4	76.0
11.0	1,998.6	0.32	10.50-11.50	618.9	5,385.2	85.6
12.0	2,000.0	0.25	11.50-12.50	400.8	5,786.1	92.3
13.0	2,000.0	0.19	12.50-13.50	238.8	6,024.8	96.1
14.0	2,000.0	0.15	13.50-14.50	131.3	6,156.1	98.2
15.0	2,000.0	0.12	14.50-15.50	85.9	6,242.0	99.2
16.0	2,000.0	0.10	15.50-16.50	50.1	6,292.1	99.7
17.0	2,000.0	0.09	16.50-17.50	32.4	6,324.5	99.9
18.0	2,000.0	0.07	17.50-18.50	16.8	6,341.3	100.0
19.0	2,000.0	0.06	18.50-19.50	8.5	6,349.8	100.0
20.0	2,000.0	0.05	19.50-20.50	4.2	6,354.0	100.0
21.0	2,000.0	0.05	20.50-21.50	0.1	6,354.1	100.0
22.0	2,000.0	0.04	21.50-22.50	0.0	6,354.1	100.0
23.0	2,000.0	0.03	22.50-23.50	0.0	6,354.1	100.0
24.0	2,000.0	0.03	23.50-24.50	0.0	6,354.1	100.0
25.0	2,000.0	0.03	24.50-25.50	0.0	6,354.1	100.0

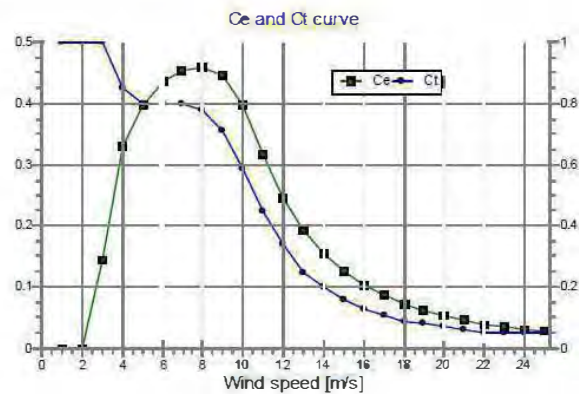
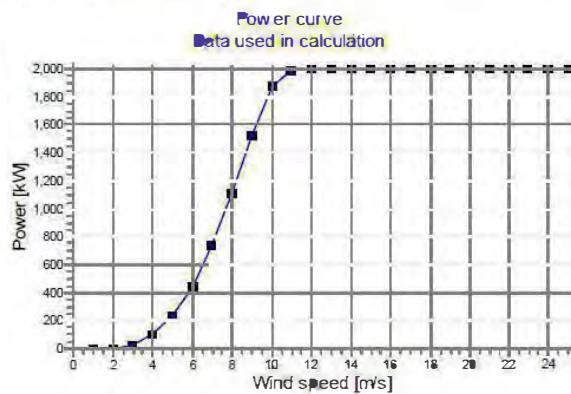


Figure 6 Repower 3.4M

**Power curve**

Original data from Windcat, Air density: 1,225 kg/m³

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Ce	Wind speed [m/s]	Ct curve
3.5	28.0	0.13	4.0	0.91
4.0	87.0	0.26	5.0	0.79
5.0	246.0	0.38	6.0	0.76
6.0	471.0	0.42	6.0	0.76
7.0	763.0	0.44	7.0	0.76
8.0	1,209.0	0.45	8.0	0.76
9.0	1,733.0	0.46	10.0	0.71
10.0	2,293.0	0.44	11.0	0.66
11.0	2,839.0	0.41	12.0	0.57
12.0	3,269.0	0.36	13.0	0.40
13.0	3,340.0	0.29	14.0	0.31
14.0	3,370.0	0.24	15.0	0.25
15.0	3,370.0	0.19	16.0	0.20
16.0	3,370.0	0.16	17.0	0.17
17.0	3,370.0	0.13	18.0	0.14
18.0	3,370.0	0.11	19.0	0.12
19.0	3,370.0	0.09	20.0	0.11
20.0	3,370.0	0.08	21.0	0.09
21.0	3,370.0	0.07	22.0	0.08
22.0	3,370.0	0.06	23.0	0.07
23.0	3,370.0	0.05	24.0	0.06
24.0	3,370.0	0.05	25.0	0.06
25.0	3,370.0	0.04		

**Power, Efficiency and energy vs. wind speed**

Data used in calculation, Air density: 1,201 kg/m³ New WindPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) &lt;RECOMMENDED&gt;

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Ce	Interval [m/s]	Energy [kWh]	Acc. Energy [MWh]	Relative [%]
1.0	0.0	0.00	0.50-1.00	0.0	0.0	0.0
2.0	0.0	0.00	1.50-2.50	0.0	0.0	0.0
3.0	0.0	0.00	2.50-3.50	10.8	10.8	0.1
4.0	83.7	0.26	3.50-4.50	102.5	113.0	1.5
5.0	240.5	0.38	4.50-5.50	318.4	431.4	5.9
6.0	461.7	0.42	5.50-6.50	811.4	1,042.8	14.1
7.0	768.0	0.44	6.50-7.50	898.1	1,941.8	28.2
8.0	1,185.3	0.45	7.50-8.50	1,085.0	3,026.0	40.9
9.0	1,697.4	0.46	8.50-9.50	1,118.5	4,144.3	58.0
10.0	2,243.9	0.44	9.50-10.50	1,021.0	5,165.3	69.8
11.0	2,770.0	0.41	10.50-11.50	858.4	6,023.0	81.1
12.0	3,207.1	0.35	11.50-12.50	811.5	6,811.1	89.4
13.0	3,308.5	0.30	12.50-13.50	388.5	7,030.0	94.8
14.0	3,364.8	0.24	13.50-14.50	214.3	7,217.9	97.5
15.0	3,370.0	0.20	14.50-15.50	107.5	7,325.4	98.9
16.0	3,370.0	0.18	15.50-16.50	48.8	7,374.2	99.0
17.0	3,370.0	0.13	16.50-17.50	20.0	7,394.1	99.9
18.0	3,370.0	0.11	17.50-18.50	7.3	7,401.5	100.0
19.0	3,370.0	0.10	18.50-19.50	2.4	7,403.9	100.0
20.0	3,370.0	0.09	19.50-20.50	0.7	7,404.8	100.0
21.0	3,370.0	0.07	20.50-21.50	0.0	7,404.8	100.0
22.0	3,370.0	0.06	21.50-22.50	0.0	7,404.8	100.0
23.0	3,370.0	0.05	22.50-23.50	0.0	7,404.8	100.0
24.0	3,370.0	0.05	23.50-24.50	0.0	7,404.8	100.0
25.0	3,370.0	0.04	24.50-25.50	0.0	7,404.8	100.0

