Centrale éolienne
du Site-type

Evaluation de la ressource éolienne
Eoliennes V110, V117, 3.2M114, G114
Bridage chiroptère

TABLE DES MATIERES

1. RÉSUMÉ DE L'ÉTUDE 6

2. CAMPAGNE DE MESURES SUR SITE 7

2.1 LOCALISATION DU SITE 7
2.2 DONNÉES TECHNIQUES DE L'INSTRUMENTATION 7
2.2.1 Position du mât de mesure 7
2.2.2 Description du système de mesure 9
2.2.3 Etalonnage des anémomètres 10
2.2.4 Configuration de la centrale d'acquisition des données 10

3. ANALYSE DES MESURES DE VENT 11

3.1 RAPPORT DES DYSFONCTIONNEMENTS ÉVENTUELS ET VISUALISATION DES DONNÉES 11
3.2 ANALYSE STATISTIQUE DE LA CAMPAGNE 12
3.2.1 Déroulement de la campagne 12
3.2.2 Tenue de la calibration à 82m 13
3.2.3 Choix d'une période-type de mesures 13
3.2.4 Roses des vents 13
3.2.5 Variabilité saisonnière et journalière 15
3.2.6 Profil vertical 15
3.2.7 Intensités de Turbulence et Vitesses Maximales 17
3.3 STATISTIQUES GLOBALES SUR TOUTE LA CAMPAGNE DE MESURES 18

4. RECALAGE LONG TERME DES MESURES DE VENT 19

4.1 DONNÉES LONG TERME ISSUES DE STATIONS MÉTÉO-FRANCE 19
4.1.1 Stations Météo-France à proximité du site 19
4.1.2 Station Météo-France de Châteauroux-Déols 20
4.2 DONNEES LONG TERME ISSUES DES DONNÉES MERRA-2 21
4.3 COMPARAISON DES DONNEES LONG TERME 22
4.4 RECALAGE LONG TERME SUR LES DONNEES MERRA-2 23
4.4.1 Année de mesures du 1ier mai 2014 au 30 avril 2015 23
4.4.2 Année de mesures du 1ier septembre 2014 au 31 août 2015 26
4.4.3 Estimation de la vitesse long terme sur le site 28
4.4.4 Utilisation des données de la station de Châteauroux-Déols 28
4.4.5 Sensibilité de la vitesse long terme au choix de la période long terme 28
4.5 MCP MATRICIELLE SUR LES DONNÉES MERRA-2 28
4.5.1 données de vent recalées utilisées par WAsP 29
4.5.2 Validation de la MCP matricielle 29

5. PRODUCTIBLES ESTIMÉS 30

5.1 IMPLANTATION ET COURBES DE PUISSANCE 30
5.2 ESTIMATION DES PRODUCTIBLES 31
5.2.1 Carte de topographie et rugosité utilisée 31
5.2.2 Productibles issus de WAsP 32
5.2.3 Evaluation de l'incertitude due à l'utilisation de WasP 34
5.2.4 Correction des productibles bruts 36
5.2.5 Productibles Nets 36

6. INCERTITUDES SUR LES PRODUCTIBLES ET P90 38

6.1 METHODE DE CALCULS 38
6.2 INCERTITUDE SUR LA VITESSE MOYENNE CLIMATOLOGIQUE DU SITE 39
6.2.1 Incertitude sur la vitesse moyenne climatologique du vent sur le mât de mesures, à 82 m 39
6.2.2 Incertitude sur les vitesses moyennes long terme à hauteur de moyeu des éoliennes 39

6.3 INCERTITUDES SUR LA PRODUCTION 40
6.4 P50 & P90 40

7. IMPACT DU BRIDAGE CHIROPTÈRE SUR LES PRODUCTIBLES 41

7.1 MÉTHODOLOGIE POUR LE BRIDAGE CHIROPTÈRE 41
7.2 ESTIMATIONS DES PERTES POUR LA V110 43
7.3 ESTIMATIONS DES PERTES POUR LA V117 44
7.4 ESTIMATIONS DES PERTES POUR LA 3.2M114 44
7.5 ESTIMATIONS DES PERTES POUR LA G114 45
7.6 RETOUR VERS LES P50 ET P90 46

8. RÉFÉRENCES 47

9. ANNEXES 48

9.1 PLAN DU MÂT DE MESURES 48
9.2 METHODE MCP : RÉGRESSIONS PAR SECTEURS, DONNÉES MERRA-2 49
9.3 TYPE DES STATIONS MÉTÉO-FRANCE ET CLASSE DU VENT 51
9.3.1 Classe du vent 51
9.3.2 Type de station et disponibilité des données 51
9.4 COURBES DE PUISSANCE UTILISÉES 53
9.4.1 Eolienne V110 2 MW 53
9.4.2 Eolienne V117 3.3 MW 54
9.4.3 Eolienne M114 3.2 MW 55
9.4.4 Eoliennes G114 2.5 MW 56

TABLE DES CARTES

Carte 1 : Localisation du site, Google earth 7
carte 2 : position du mât de mesures, Google earth 7
carte 3 : Position du mât de mesure de Site-type 8
carte 4 : stations Météo-France aux alentours du site du site-type 19
carte 5: déplacement du mât de mesures de Châteauroux-Déols 19
carte 6 : Localisation de la station Météo-France de Châteauroux-Déols 20
carte 7: carte de topographie et rugosité utilisée par WAsP 31
carte 8 : carte de topographie et rugosité sous WAsP Engineering 32

TABLE DES PHOTOS

photo 1: Mât de mesure de 80 mètres 8
photo 2 : environnement du mât de mesures de Site-type 9

TABLE DES TABLEAUX

Tableau 1 : résumé de l'étude, P50 et P90 6
Tableau 2 : P50 et P90 avec bridage chiroptère des éoliennes 6
Tableau 3 : Identification des équipements 9
Tableau 4 : Valeurs de calibration utilisées 10
Tableau 5: Vitesses mensuelles et taux de recouvrement de la campagne de mesures, mât 82 mètres 12
Tableau 6 : Paramètre α moyen du profil vertical au site-type, niveaux 40m et 82m 15
Tableau 7 : Paramètre α du profil vertical par secteur de direction, niveaux 40 m et 82m 16
Tableau 8 : Paramètre α moyen du profil vertical au site-type, niveaux 60m et 82m 16
Tableau 9 : Paramètre α du profil vertical par secteur de direction, niveaux 60m et 82m 17
Tableau 10 : correction des intensités moyennes de turbulence, 82m 17
Tableau 11 : Intensités de turbulence et vitesses maximales 18
Tableau 12 : valeurs moyennes, minimales, maximales et ecart-types des variables 18
Tableau 13 : vitesses moyennes annuelles et taux de recouvrement, Châteauroux-Déols, 1995-2014 21
Tableau 14: Statistiques annuelles des données Merra-2, site du site-type 22
Tableau 15 : Comparaison des données de vent des données Merra-2, année 1 de mesures et long terme 23

Tableau 16 : Régressions entre Site-type et Merra-2, anémomètre A1 utilisé, année 1 de mesures 25
Tableau 17 : Régressions entre Site-type et Merra-2, anémomètre A2 utilisé, année 1 de mesures 25
Tableau 18 : Comparaison des données de vent des données Merra-2, année 2 de mesures et long terme 26
Tableau 19 : Régressions entre Site-type et Merra-2, anémomètre A1 utilisé, année 2 de mesures 27
Tableau 20 : Régressions entre Site-type et Merra-2, anémomètre A2 utilisé, année 2 de mesures 27
Tableau 21 : coordonnées des éoliennes, PeolA 30
Tableau 22 : caractéristiques des éoliennes proposées 30
Tableau 23 : Calcul de coefficient de correction de densité de l'air 30
Tableau 24: Productibles issus de WAsP, V110, 2 MW 32
Tableau 25: Productibles issus de WAsP, V117, 3.3 MW 33
Tableau 26: Productibles issus de WAsP, 3.2M114, 3.17MW 33
Tableau 27: Productibles issus de WAsP, G114, 2.5 MW 34
Tableau 28 : Estimations de productibles à l'emplacement du mât de mesure, V110 35
Tableau 29 : Estimations de productibles à l'emplacement du mât de mesure, V117 35
Tableau 30: Estimations de productibles à l'emplacement du mât de mesure, 3.2M114 35
Tableau 31 : Estimations de productibles à l'emplacement du mât de mesure, G114 35
Tableau 32 : Productibles bruts corrigés 36
Tableau 33: Productibles nets pour le site-type 37
Tableau 34: Incertitudes sur la vitesse moyenne climatologique à 82 mètres sur le mât de mesures 39
Tableau 35: Incertitudes sur la vitesse moyenne climatologique à hauteur de moyeu des éoliennes 39
Tableau 36 : Incertitudes sur les productions annuelles, en GWh 40
Tableau 37: Productions long terme minimales, en GWh 40
Tableau 38 : heures mensuelles de lever et coucher du soleil et heures limites de bridage chiroptère 41
Tableau 39: Estimations des productions annuelles, avec et sans bridage chiroptère, V110 43
Tableau 40: estimation de la perte globale de production due au bridage chiroptère, V110 43
Tableau 41: Estimations des productions annuelles, avec et sans bridage chiroptère, V117 44
Tableau 42: estimation de la perte globale de production due au bridage chiroptère, V117 44
Tableau 43: Estimations des productions annuelles, avec et sans bridage chiroptère, 3.2M114 44
Tableau 44: estimation de la perte globale de production due au bridage chiroptère, 3.2M114 45
Tableau 45: Estimations des productions annuelles, avec et sans bridage chiroptère, G114 45
Tableau 46: estimation de la perte globale de production due au bridage chiroptère, G114 45
Tableau 47: P50 & P90, avec bridages 46

TABLE DES GRAPHIQUES

graphique 1 : visualisation des mesures du mât de Site-type sur toute la campagne actuelle de mesures 11
graphique 2 : données mesurées du 23 au 30 avril 2014 12
graphique 3: Vitesses moyennes mensuelles observées au site-type 15
Graphique 4 : Variabilité horaire du vent par saison sur le site du site-type 15
graphique 5 : vitesses moyennes annuelles, données Merra-2, Ncep et Déols 23
graphique 6 : rapports des vitesses annuelles Merra-2 / Ncep et Déols / Ncep, référence 1995 23
graphique 7 : corrélation entre les mesures et la station de Châteauroux-Déols 28
graphique 8 : comparaison des histogrammes de vitesses, année 2 de mesure, MCP matricielle 29
graphique 9 : profil de WAsP sur la position du mât de mesures 34
graphique 10 : vitesses moyennes mensuelles recalées et mesurées au site-type, 82m 41

TABLE DES FIGURES

Figure 1: Roses des vents, mât de Site-type, à 82 mètres (A1), campagne actuelle et année de mesures 13
Figure 2: Roses des vents, mât de Site-type, à 82 mètres (A1) et 40m, année de mesures 14
Figure 3 : Rose des vents, mât de xxx (A1), 81.5m 14
Figure 4 : Rose des vents, mât de Site-type, à 82 mètres (A1), campagne actuelle, direction corrigée 14
Figure 5 : rose des vents de la station de Châteauroux-Déols, 1998-2009 21
Figure 6: rose des vents des données Merra-2, Site-type, 1995-2014 22
Figure 7 : Roses des vents des données Merra-2 : période de mesures et longue durée 24
Figure 8 : Roses des vents des données Merra-2 : période de mesures et longue durée 26

Figure 9 : Histogramme et rose des vents issus de WAsP, Site-type, 82 mètres, période long terme, méthode MCP sur les Merra-2 29
Figure 10 : Roses des productions avec pertes dues aux sillages sur la centrale éolienne du site-type, V110, d'après WAsP 32
Figure 11 : comparaison des histogrammes de vitesses, année 1 de mesures recadrée et long terme, 82 m 42
Figure 12 : comparaison des histogrammes de vitesses, année 2 de mesures recadrée et long terme, 82 m 42
Figure 13 : comparaison des histogrammes de vitesses, année de mesures recadrée mensuellement et long terme, 82 m 42

1. Résumé de l'étude

XXXX développe la centrale éolienne du site-type dans le département xxx, en région xxx. L'étude du potentiel éolien de ce site et l'estimation du productible long terme de la centrale envisagée a été confiée à la société PlenR.

Un mât de mesures de 82 m (mât de Site-type) a été installé sur le site le 9 avril 2014; ce mât est toujours en fonctionnement à ce jour; les données de vent sur site ont été analysées, puis recalées sur le long terme par méthode MCP (Mesure/Corrélation/Prédiction).

Sur la position du mât de mesures, la vitesse de vent long terme a ainsi été estimée à xx m/s ± xx m/s, au niveau 82 m

La centrale envisagée serait constituée de 6 éoliennes, qui seraient soit des Vestas V110 2MW ou V117 3.3MW, soit des Senvion 3.2M114 3.17MW, ou soit des Gamesa G114 2.5MW. Les estimations de productibles ont été effectuées à l'aide du logiciel WAsP, en suivant la méthode de l' « European Wind Atlas » de Risoe [1].

Les résultats de l'étude conduisent aux estimations suivantes :

Eolienne	**V110 2 MW**	**V117 3.3 MW**	**3.2M114 3.17 MW**	**G114 2.5 MW**
Puissance de la centrale	12 MW	19.8 MW	19.02 MW	15 MW
Hauteur de moyeu	95 m	91.5 m	93 m	93 m
Productible Net (P50)	**xx GWh**	**xx GWh**	**xx GWh**	**xx GWh**
Nbre heures equival	**xx h**	**xx h**	**xx h**	**xx h**
Incertitude standard (GWh)	xx	xx	xx	xx
% incertitude	xx	xx	xx	xx
P90	**xx GWh**	**xx GWh**	**xx GWh**	**xx GWh**
Nbre heures equival, P90	**xx h**	**xx h**	**xx h**	**xx h**

Tableau 1 : résumé de l'étude, P50 et P90

Les éoliennes pourraient être bridées selon un plan de bridage chiroptère; ces bridages conduiraient aux P50 et P90 suivants, pour la centrale :

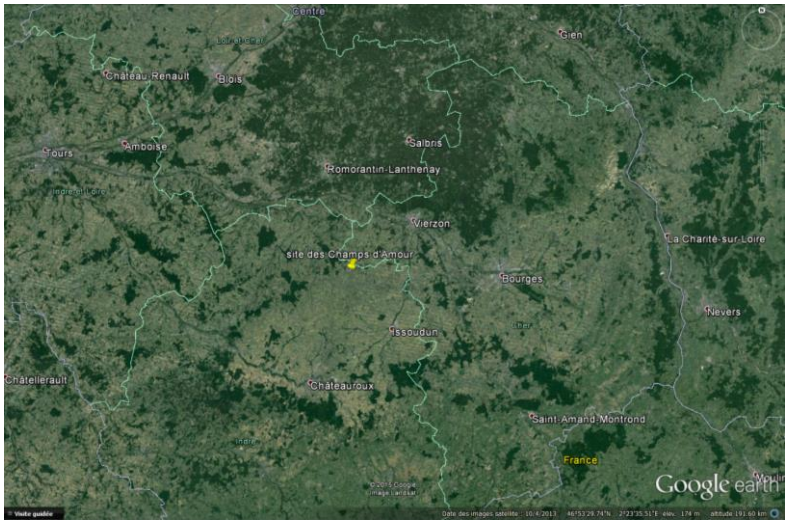
Eolienne	**V110 2 MW**	**V117 3.3 MW**	**3.2M114 3.17 MW**	**G114 2.5 MW**
Productible Net (GWh)				
Coef de réduction				
P50 avec bridage				
Nbre heures equival (h)				
% incertitude				
P90 avec bridage				
Nbre heures equival (h)				

Tableau 2 : P50 et P90 avec bridage chiroptère des éoliennes

2. Campagne de mesures sur site

2.1 LOCALISATION DU SITE

Le site est localisé dans le sud du département xxx, en région xxx, à environ xx kilomètres au Sud/Ouest de xxx et xx kilomètres au Nord de xxx.



Carte 1 : Localisation du site, Google earth

Un mât de 80 mètres (mât de Site-type) a été installé le 9 avril 2014. Nous disposons là de plus de 17 mois de données, soit environ 75 200 données aux niveaux 40, 60, et 82 mètres.

2.2 DONNEES TECHNIQUES DE L'INSTRUMENTATION

2.2.1 Position du mât de mesure

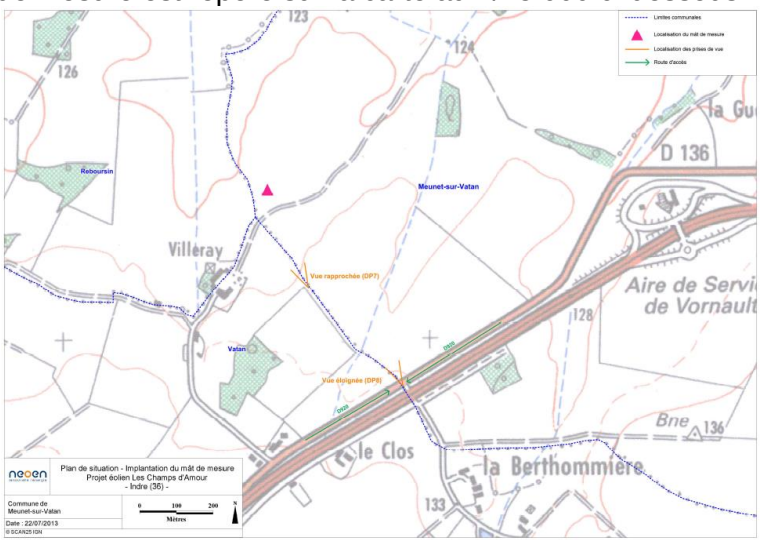
Le mât de mesure a été placé dans la commune de Site-type (xx), dans un environnement bien dégagé.

carte 2 : position du mât de mesures, Google earth

La position du mât de mesures en coordonnées Lambert IIe, Lambert 93 et WGS84 est :

Système de coordonnées	X	Y	Z (m)
Lambert IIe	xx	xx	xx
Lambert 93	xx	xx	
WGS84	xx	xx	

La position du mât de mesure est repéré sur la carte au 1/25 000 ci-dessous.



carte 3 : Position du mât de mesure de Site-type

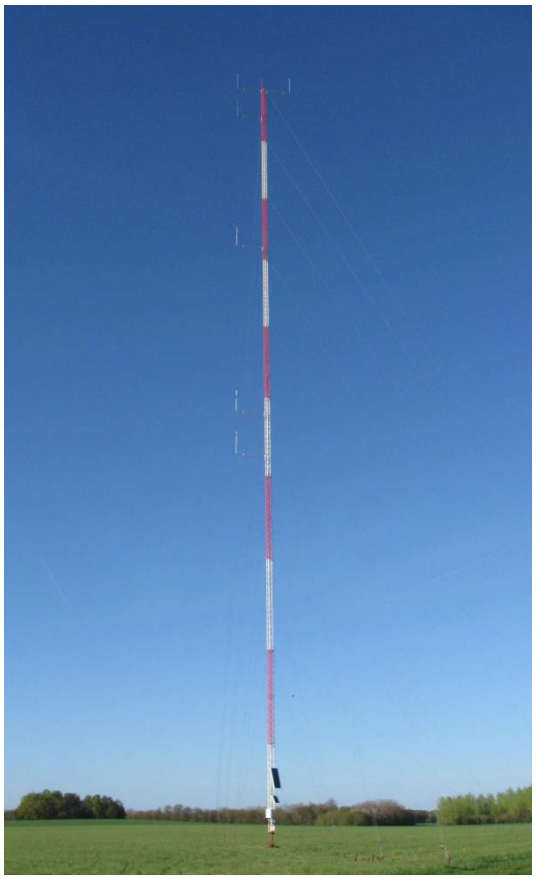


photo 1: Mât de mesure de 80 mètres

L'environnement du mât de mesures est bien dégagé dans toutes les directions :

photo 2 : environnement du mât de mesures de Site-type

2.2.2 Description du système de mesure

Le mât de 80 m est un mât treillis alu de section carrée 390 mm; les 4 anémomètres aux niveaux 82 m, 82 m, 60 m et 40 m sont montés sur des bras de déports de longueur 3 m, de diamètre Ø50, orientés au 278° pour les anémomètres Vector 8515, 7690 et 7863, et au 98° pour le Vector 7511 au niveau 82m; (voir le plan en annexe).
Les coupelles des anémomètres sont situées à 150 cm au-dessus des fixations des bras de déports, soit à 30 diamètres de bras de déport au-dessus de ces bras de déport; les coupelles des 2 anémomètres au niveau 82m sont de plus situées à 150 cm au-dessus de la tête de mât.
Le montage des anémomètres est bien conforme aux recommandations de l'IEA [2] et de l'IEC 61400-12-1 [3].

Les équipements du système de mesure sont décrits ci-dessous :

Mât	Centrale d'Acquisition des Données	Hauteurs	Anémomètres		Hauteurs	Girouettes	
Mât treillis	Campbell CR 1000_E12747	82 m	Vector A100R	A1 : 7511	78 m	Vector W200P	10655
		82 m	Vector A100R	A2 : 8515	38 m	Vector W200P	10959
		60 m	Vector A100R	A3 : 7690			
		40 m	Vector A100R	A4 : 7863			

Tableau 3 : Identification des équipements

Les girouettes sont positionnées aux niveaux 78 m et 38 m, sur des bras de déports similaires à ceux des anémomètres et orientés au 278°; le décalage des directions mesurées est de 98° pour les 2 girouettes, le zéro de la girouette étant dirigé vers l'intérieur.

Une sonde de température et d'humidité de l'air SC215 a été ajoutée au niveau 3m, ainsi qu'un capteur de pression Campbell.

2.2.3 Etalonnage des anémomètres

Les anémomètres ont été étalonnés par WINDGUARD en mars 2014, selon la procédure MEASNET [4]. Les valeurs de slope et offset utilisées par la centrale d'acquisition des données sont issus de cette calibration :

Hauteurs	Anémomètres		N° calibration	date	slope	offset
82 m	Vector A100R	A1 : 7511	1411697	12/03/2014	1.21662	0.1804
82 m	Vector A100R	A2 : 8515	1411696	12/03/2014	1.22774	0.1641
60 m	Vector A100R	A3 : 7690	1411699	12/03/2014	1.22096	0.1448
40 m	Vector A100R	A4 : 7863	1411698	12/03/2014	1.22857	0.1721

Tableau 4 : Valeurs de calibration utilisées

Le programme « xxx.CR1 » a été vérifié, et est correct; les certificats de calibration et le programme « xxx.CR1 » se trouvent dans le rapport d'installation du mât de mesure.

2.2.4 Configuration de la centrale d'acquisition des données

La centrale d'acquisition est configurée par un programme spécifique qui échantillonne les valeurs mesurées par les capteurs, puis calcule les valeurs moyennes, écarts type et maximum sur la durée de la mesure.

Durée d'échantillonnage	1 seconde
Durée de la mesure	10 minutes

Pour chaque mesure de vitesse de vent sont mémorisées les valeurs suivantes :

- Valeur moyenne
- Écart-type
- Valeur maximale
- Valeur minimale

Pour chaque mesure de direction:

- Valeur moyenne
- Écart-type

Pour chaque mesure de température extérieure, humidité et pression:

- Valeur moyenne

L'horodatage des données est en GMT + 2h.

3. Analyse des mesures de vent

On dispose des données allant du 09/04/2014 au 14/09/2015, soit plus de 17 mois de mesures.

3.1 RAPPORT DES DYSFONCTIONNEMENTS EVENTUELS ET VISUALISATION DES DONNEES

Un suivi mois par mois de la campagne de mesures a été fait, et a fait l'objet de 15 rapports mensuels de suivi.

Toutes les données ont été visualisées et validées ; on a ainsi, pour toute la campagne de mesures, le graphique suivant, représentant de haut en bas les données mesurées de direction, humidité, pression (en rouge), températures et vitesses de vent aux 3 niveaux 40m, 60m et 82m, sur toute la période de mesures :

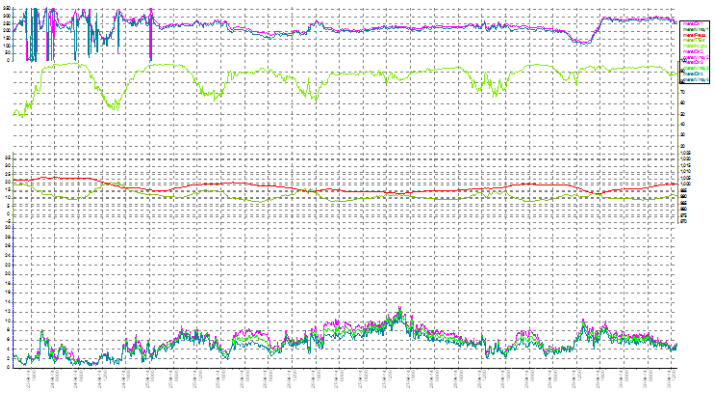
graphique 1 : visualisation des mesures du mât de Site-type sur toute la campagne actuelle de mesures

La campagne de mesures est de très bonne qualité; les mesures de vent des 2 anémomètres en tête de mât restent quasiment identiques tout au long de la campagne, et l'on ne note quasiment pas d'effet de masque du paratonnerre sur les mesures de vent.

On note, à partir des 15 rapports de suivi :

- Un peu de givre sur la girouette 38m le 15 décembre de 02h20 à 07h40 (GMT), sur les anémomètres A1 et A4, et sur les 2 girouettes le 6 janvier au matin, et sur les 4 anémomètres le 24 janvier au matin, entre 08h40 et 12h10 (GMT); les données correspondantes ont été invalidées.

- Un léger décalage entre les directions mesurées par les 2 girouettes, présent sur toute la campagne de mesures; on a ainsi, la semaine du 23 au 30 avril 2014, les données mesurées suivantes :



graphique 2 : données mesurées du 23 au 30 avril 2014

Ce décalage entre les directions mesurées devrait principalement être dû à un alignement imprécis du zéro de l'une des 2 girouettes.

3.2 ANALYSE STATISTIQUE DE LA CAMPAGNE

3.2.1 Déroulement de la campagne

Le tableau ci-dessous indique les vitesses moyennes mensuelles et les taux de recouvrement mensuels des vitesses obtenus lors de cette campagne (données validées, allant du 9 avril 2014 au 14 septembre 2015):

période	Vm à 40 m (m/s)	Taux 40 m (%)	Vm à 60 m (m/s)	Taux 60 m (%)	A1 Vm à 82 m (m/s)	Taux A1 82m (%)	A2 Vm à 82 m (m/s)	Taux A2 82m (%)	Taux Direction 78m (%)	Taux Direction 38m (%)
Avr 2014	Xx	100	Xx	100	Xx	100	Xx	100	100	100
Mai 2014	Xx	100	Xx	100	Xx	100	Xx	100	100	100
Juin 2014	Xx	100	Xx	100	Xx	100	Xx	100	100	100
Juil 2014	Xx	100	Xx	100	Xx	100	Xx	100	100	100
Août 2014	Xx	100	Xx	100	Xx	100	Xx	100	100	100
Sept 2014	Xx	100	Xx	100	Xx	100	Xx	100	100	100
Oct 2014	Xx	100	Xx	100	Xx	100	Xx	100	100	100
Nov 2014	Xx	100	Xx	100	Xx	100	Xx	100	100	100
Déc 2014	Xx	100	Xx	100	Xx	100	Xx	100	100	99.3
Janv 2015	Xx	98.2	Xx	99.6	Xx	99.1	Xx	99.5	98.4	98.7
Févr 2015	Xx	100	Xx	100	Xx	100	Xx	100	100	100
Mars 2015	Xx	100	Xx	100	Xx	100	Xx	100	100	100
Avr 2015	Xx	100	Xx	100	Xx	100	Xx	100	100	100
Mai 2015	Xx	100	Xx	100	Xx	100	Xx	100	100	100
Juin 2015	Xx	100	Xx	100	Xx	100	Xx	100	100	100
Juil 2015	Xx	100	Xx	100	Xx	100	Xx	100	100	100
Août 2015	Xx	100	Xx	100	Xx	100	Xx	100	100	100
Sept 2015	Xx	100	Xx	100	Xx	100	Xx	100	100	100
moyenne	Xx	**99.9%**	Xx	**100%**	Xx	**99.9%**	Xx	**100%**	**99.9%**	**99.9%**

Tableau 5: Vitesses mensuelles et taux de recouvrement de la campagne de mesures, mât 82 mètres

Il y eut très peu de pertes de données lors de cette campagne de mesures, uniquement dues au gel; la campagne de mesures est globalement de très bonne qualité.

3.2.2 Tenue de la calibration à 82m

L'estimation de productible est essentiellement basé sur les anémomètres situés en tête de mât; il importe donc de s'assurer que ces anémomètres sont restés bien calibrés tout au long de la période de mesures utilisée pour l'estimation du productible; la bonne tenue de calibration de ces anémomètres est quasiment sûre, la comparaison visuelle des vitesses de ces anémomètres tout au long de la campagne de mesures étant excellente.

3.2.3 Choix d'une période-type de mesures

Il est important de se baser sur une période de mesures pour laquelle toutes les saisons soient correctement représentées (soit là donc une année), cela de manière à éviter tout biais saisonnier; l'année mai 2014 – avril 2015 sera donc utilisée comme année de mesures, son taux de recouvrement des données étant de 99.9% au niveau 82m.
La méthode MCP matricielle, utilisée pour le recalage long terme, est effectuée avec une année de mesures, et la période septembre 2014-août 2015 sera aussi testée en complément.

3.2.4 Roses des vents

Les directions mesurées ont été comparées aux directions issues des données Merra-2 (cf. §4.2), sur les données horaires comparées des 2 fichiers ; la comparaison est bonne, et les offsets des girouettes entrés dans le data-logger sont ainsi globalement validés.

a) Roses des vents au niveau 82m

La figure ci-dessous représente les roses des vents correspondant aux données à 82 mètres (A1) pour toute la campagne de mesures (9 avril 2014 au 14 septembre 2015; taux : 99.9 %), et pour l'année de mesures (1er mai 2014 au 30 avril 2015, taux : 99.9%).

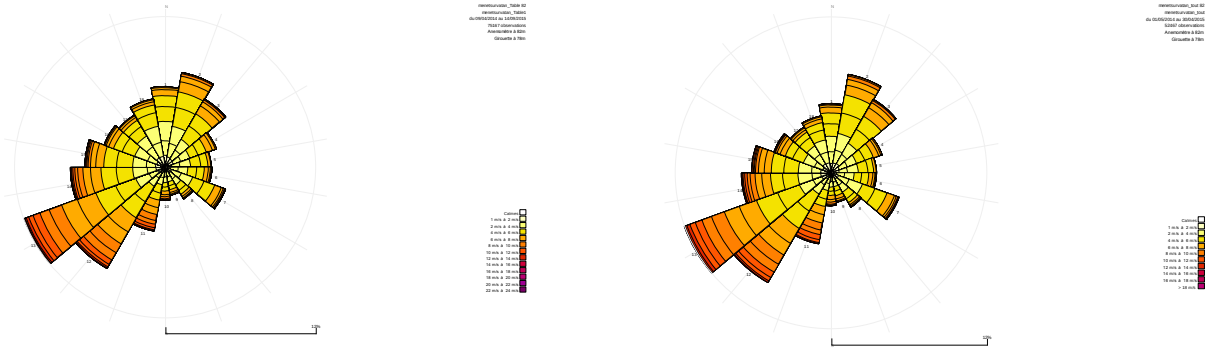


Figure 1: Roses des vents, mât de Site-type, à 82 mètres (A1), campagne actuelle et année de mesures

Les roses obtenues sont similaires, présentent 2 flux principaux, l'un de secteur Sud-Ouest, et l'autre, plus petit, de secteur Nord/Nord-Est.

b) Roses des vents aux niveaux 82m et 40m

La figure ci-dessous compare les roses des vents aux niveaux 82m (A1) et 40m, pour toute la campagne de mesures (9 avril 2014 au 14 septembre 2015; taux : 99.9% & 99.9%) :

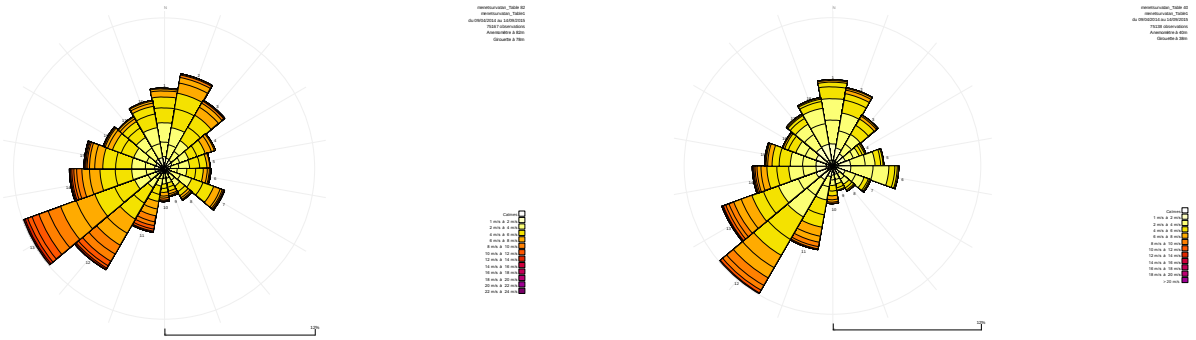


Figure 2: Roses des vents, mât de Site-type, à 82 mètres (A1) et 40m, année de mesures

On note un léger décalage entre les roses des vents, décalage déjà noté au §3.1; une comparaison avec les roses des vents du mât de xxx, situé à environ xx km à l'est/nord-est du site, nous incite à penser que c'est plutôt la girouette au niveau 78m qui serait mal alignée; on a en effet la rose des vents suivante pour le mât de xxx, mesurée au niveau 81.5m sur 2 années de mesures :

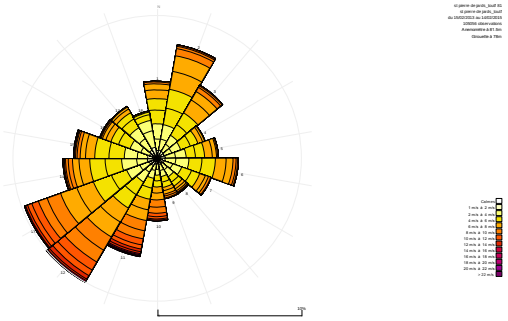


Figure 3 : Rose des vents, mât de xxx (A1), 81.5m

Cette supposition est confirmée en précisant pour quelles directions les vitesses mesurées par les anémomètres A2, A3 et A4 sont le plus impactées par le mât : on constate que cet impact est maximal sur le secteur [105°-110°], (les directions étant celles de la girouette 78m), alors que ces anémomètres sont positionnés sur les bras de déports orientés au 278° (ce qui entraîne normalement un impact maximal pour une direction ~98°); le décalage moyen entre les directions mesurées par les 2 girouettes étant estimé à 12° (moyenne des écarts entre les directions des 2 girouettes sur une année de mesures, les vitesses de vent au niveau 40m étant supérieures à 3m/s), **les directions mesurées par la girouette au niveau 78m ont été corrigées de -10°**; on obtient ainsi la rose des vents suivantes au niveau 82m (A1; 9 avril 2014 au 14 septembre 2015; taux : 99.9%) :

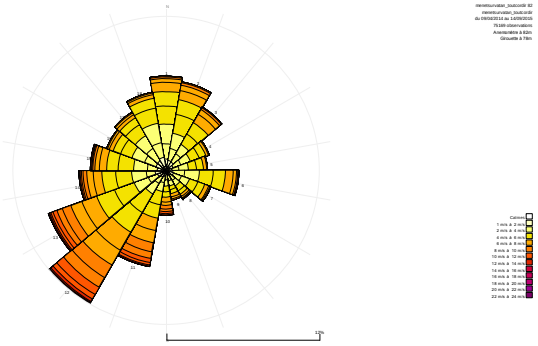
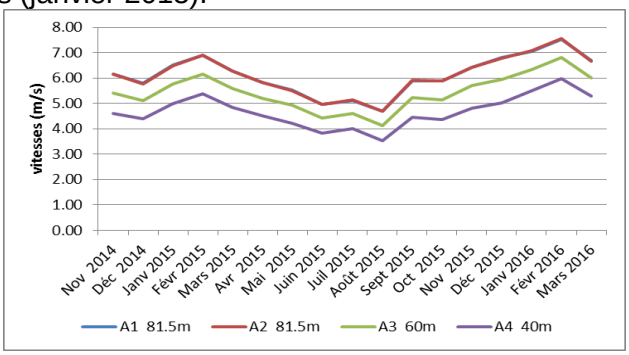


Figure 4 : Rose des vents, mât de Site-type, à 82 mètres (A1), campagne actuelle, direction corrigée

3.2.5 Variabilité saisonnière et journalière

- **Variabilité saisonnière**

Le graphique ci-dessous représente les moyennes mensuelles des vitesses de vent mesurées sur les 4 niveaux. A 82 mètres, la vitesse moyenne mensuelle varie, pour les mois complets ou quasi-complets, de xx m/s (septembre 2014) à xx m/s (janvier 2015); à 40 mètres elle va de xx m/s (septembre 2014) à xx m/s (janvier 2015).

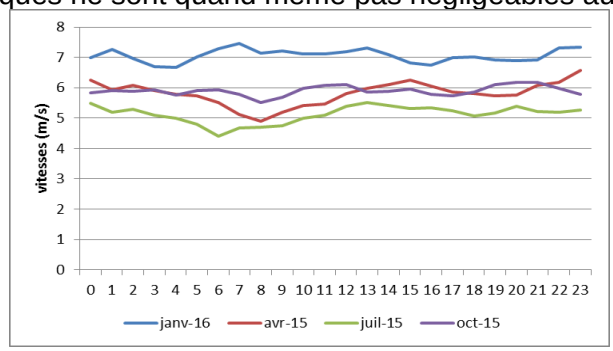


graphique 3: Vitesses moyennes mensuelles observées au site-type

Sur la période de mesures, la variabilité mensuelle est importante au site-type.

- **Variabilité journalière**

Le graphique ci-dessous représente les vitesses du vent horaires à 82 mètres (A1) moyennées sur les mois de janvier 2015, avril 2015, juillet 2014 et octobre 2014. On note, sur l'année considérée, une variabilité journalière assez modérée quelle que soit la saison, un peu plus importante toutefois en juillet. Les effets thermiques ne sont quand même pas négligeables au site-type.



Graphique 4 : Variabilité horaire du vent par saison sur le site du site-type

3.2.6 Profil vertical

Le profil vertical est assimilé à une loi puissance dont l'équation est :

$$V(h) = V_0.(h/h_0)^{\alpha}$$

h étant la hauteur, et *V* la vitesse du vent.

- **Niveaux 40m et 82 m utilisés**

On estime le paramètre α à partir des mesures à 40 mètres et 82 mètres (A2) sur l'année de mesure allant du 1ier mai 2014 au 30 avril 2015, pour des vitesses à 40 mètres supérieures à 3m/s (soit environ 35 300 valeurs).

α moyen	Écart-type
XX	XX

Tableau 6 : Paramètre α moyen du profil vertical au site-type, niveaux 40m et 82m

Le profil vertical moyen est bien marqué, et l'écart-type est assez important. Le profil vertical dépend de différents facteurs, dont la stabilité de l'air, la vitesse du vent, le relief, la rugosité, et donc aussi de la direction du vent.

Le tableau ci-dessous donne les valeurs moyennes du paramètre α pour 12 secteurs de direction, calculées sur la même période que précédemment et avec les mêmes niveaux 40 et 82 mètres :

Direction (°)	Fréquence (%)	Nombre de mesures pour V> 3 m/s	α moyen	Ecart-Type
0	10.3	3647	Xx	Xx
30	9.4	3310	Xx	Xx
60	3.8	1355	Xx	Xx
90	5	1755	Xx	Xx
120	5.1	1803	Xx	Xx
150	2.9	1019	Xx	Xx
180	6.4	2244	Xx	Xx
210	19	6729	Xx	Xx
240	17.7	6249	Xx	Xx
270	9.5	3369	Xx	Xx
300	5.4	1901	Xx	Xx
330	5.5	1946	Xx	Xx

Tableau 7 : Paramètre α du profil vertical par secteur de direction, niveaux 40 m et 82m

Le paramètre α, allant de xx (secteurs 270° et 300°) à xx (secteur 90°) dépend donc fortement du secteur considéré.

L'anémomètre au niveau 40m étant orienté à l'ouest (278°), le profil vertical dans le secteur 90° devrait être dû à un effet de masque de cet anémomètre par le mât. Une correction du profil vertical de ce secteur a été faite en se basant sur le profil des secteurs voisins non impactés, en considérant des secteurs directionnels de 5°; on obtient un profil corrigé de xx pour le secteur 90°. Le profil vertical moyen, avec cette nouvelle valeur, est très légèrement diminué, passant de α=xx à α=xx.

- **Niveaux 60m et 82m utilisés**

On estime le paramètre α à partir des mesures à 60 mètres et 82 mètres (A2) sur l'année de mesure allant du 1ier mai 2014 au 30 avril 2015, pour des vitesses à 60 mètres supérieures à 3m/s (soit environ 39 900 valeurs).

α moyen	Écart-type
xx	xx

Tableau 8 : Paramètre α moyen du profil vertical au site-type, niveaux 60m et 82m

Le profil vertical est encore plus marqué que le profil précédent, l'écart-type étant lui aussi plus important.
Le tableau ci-dessous donne les valeurs moyennes du paramètre α pour 12 secteurs de direction, calculées sur la même période que précédemment et avec les mêmes niveaux 60 et 82 mètres :

Direction (°)	Fréquence (%)	Nombre de mesures pour V> 3 m/s	α moyen	Ecart-Type
0	10.5	4179	Xx	Xx
30	9.5	3789	Xx	Xx
60	4.6	1817	Xx	Xx
90	5.5	2211	Xx	Xx
120	5.8	2305	Xx	Xx
150	3.2	1286	Xx	Xx
180	6.2	2476	Xx	Xx
210	17.8	7109	Xx	Xx
240	16.5	6604	Xx	Xx
270	9.1	3631	Xx	Xx
300	5.6	2246	Xx	Xx
330	5.7	2257	Xx	Xx

Tableau 9 : Paramètre α du profil vertical par secteur de direction, niveaux 60m et 82m

Le paramètre α, allant de xx (secteur 240°) à xx (secteur 90°) dépend là très fortement du secteur considéré.

L'anémomètre au niveau 60m, orienté au 278°, étant manifestement masqué par le mât, le profil du secteur 90° est sur-estimé; une correction du profil vertical de ce secteur a été faite en se basant sur le profil des secteurs voisins non impactés, en considérant des secteurs directionnels de 5°; on obtient un profil corrigé de xx pour le secteur 90°. Le profil vertical moyen, avec cette nouvelle valeur, est très légèrement diminué, passant de α=xx à **α=xx**.

Remarque : l'utilisation de l'anémomètre A1 au niveau 82m à la place de A2 donne des résultats similaires; les résultats sont aussi très proches si on se base sur l'année de mesures allant du 1ier septembre 2014 au 31 août 2015.

3.2.7 Intensités de Turbulence et Vitesses Maximales

L'intensité de turbulence - I - est définie comme le rapport de l'écart-type à la vitesse moyenne.
Une intensité de turbulence élevée induira des efforts de fatigue plus importants sur l'éolienne.

L'anémomètre A100R n'est pas bien adapté à des mesures de turbulence, surtout si la fréquence du data-logger est de 1Hz (fréquence demandée par la norme IEC 61400-12-1, Ed. 2005). Cet anémomètre en effet ne produit qu'une seule impulsion par révolution des coupelles, ce qui fait que les vitesses instantanées, **calculées sur des nombres entiers de révolutions des coupelles**, ne sont pas très précises ; cela n'a aucune incidence sur la précision des vitesses moyennes 10 mn, mais a par contre une incidence notable sur les mesures des écart-types des vitesses 10 mn, surtout si la fréquence du data-logger est de 1Hz (cf. « VectorA100R_correction-turbulence.pdf »).
Les mesures de turbulence ont donc été corrigées selon la méthodologie développée dans ce document.

L'intensité de turbulence mesurée et corrigée est ainsi, en moyenne, sur l'année de mesures allant du 1ier mai 2014 au 30 avril 2015 (les vitesses ayant été filtrées à 3m/s) :

anémomètre	A1, 82 mètres	A2, 82 mètres
Intensité mesurée de turbulence	Xx	Xx
Intensité corrigée de turbulence	**Xx**	**Xx**
Facteur correctif	xx	xx

Tableau 10 : correction des intensités moyennes de turbulence, 82m

Un facteur correctif de xx a été utilisé pour les niveaux 40m et 60m.

A 60 mètres de hauteur, elle est en moyenne de xx pour des vitesses comprises entre 0 et 25.5 m/s, et de xx si on se limite aux vitesses entre 3 et 25.5 m/s.
A 40 mètres de hauteur, elle est en moyenne de xx pour des vitesses comprises entre 0 et 25.5 m/s, et de xx si on se limite aux vitesses entre 3 et 25.5 m/s.

Le site du mât de mesure est légèrement turbulent au niveau 40m, peu turbulent aux niveaux 60m et 82m.

Le tableau ci-dessous détaille la turbulence par secteur de direction (vitesses comprises entre 3 et 25.5m/s, niveaux: 40 m et 82 m, période: du 1ier mai 2014 au 30 avril 2015), et indique les fréquences de vent et les vitesses maximales (sur toute la campagne) par secteur à 82 mètres :

secteur	0°	30°	60°	90°	120°	150°	180°	210°	240°	270°	300°	330°
Fréq 82 m (A1) (%)												
Intensité 82 m (A1)												
Intensité 82 m (A2)												
Intensité 40m												
Vit max 82m (m/s)												

Tableau 11 : Intensités de turbulence et vitesses maximales

L'intensité de turbulence varie donc là de xx à xx à 82 mètres, selon la direction du vent.
La vitesse maximale observée à 82 mètres est de xx m/s (soit xx km/h), de secteur Sud/Sud-Ouest; (vitesse observée le 24 août 2015).

3.3 STATISTIQUES GLOBALES SUR TOUTE LA CAMPAGNE DE MESURES

On a pour chaque variable, les valeurs moyennes, minimales, maximales, écart-types et taux de recouvrement des données suivants, sur toute la campagne actuelle de mesures :

Variable	moyenne	min	max	Écart-type	Taux de recouvrement
Pression	1003.7 mb	969.0 mb	1026.8 mb	7.4 mb	100%
T°Ext	14.0°C	-6.1 °C	39.5 °C	7.2 °C	100%
Hygrométrie	77.4%	15.4%	100.0%	18.7%	100%

Tableau 12 : valeurs moyennes, minimales, maximales et ecart-types des variables

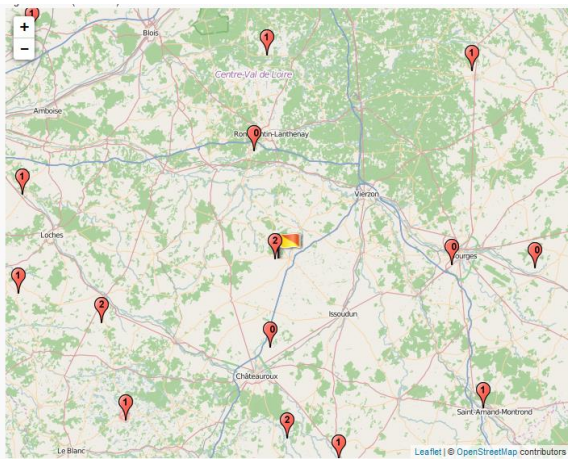
4. Recalage long terme des mesures de vent

La campagne de mesures seule est de trop courte durée pour une estimation correcte des productibles de la centrale ; des données de vent long terme sont nécessaires, lesquelles données proviennent soit de stations Météo-France, soit de données réanalysées.
La période long terme choisie est de 20 années, allant de 1995 à 2014 ; cette période devrait être représentative du long terme (cf. [5], [6]). La sensibilité du recalage au choix de la période long terme sera testée.

4.1 DONNEES LONG TERME ISSUES DE STATIONS METEO-FRANCE

4.1.1 Stations Météo-France à proximité du site

La carte ci-dessous représente les stations Météo-France de type 0, 1 et 2 (voir en annexe) autour du site :



carte 4 : stations Météo-France aux alentours du site du site-type

Les stations synoptiques de type 0 proches du site sont les stations de Châteauroux-Déols (36), située à environ 27 km au sud/sud-ouest du site, de Romorantin (41), située à environ 28 km au nord/nord-ouest du site, et de Bourges (18), située à environ 41 km à l'est du site.

La station de Châteauroux-Déols, située sur l'aérodrome de Châteauroux-Déols, mesure le vent depuis 1893; cette station est de classe 1 pour le vent depuis août 2009, et était de classe 2 auparavant; le mât de mesures a toutefois été déplacé en août 2009 d'environ 2 km, ce déplacement pouvant entraîner un biais dans les données long terme.

carte 5: déplacement du mât de mesures de Châteauroux-Déols

Météo-France du département de l'Indre a été contacté pour préciser ce déplacement ; selon Météo-France, il n'y aurait aucune incidence de ce déplacement sur les mesures de vent, des comparaisons statistiques ayant été faites avec d'autres stations ; la classe de la station pour le vent est toutefois passée de 2 à 1, et l'on ne peut, de par ce déplacement, se baser sur cette seule station comme référence long terme.

La station de Romorantin, située sur l'aérodrome de Romorantin-Pruniers, mesure le vent depuis janvier 1953; cette station est toutefois de classe 3 pour le vent depuis août 2008.

La station de Bourges, située sur l'aérodrome de Niort-Marais Poitevin, mesure le vent depuis janvier 1986; cette station est aussi de classe 3 pour le vent depuis juillet 2008.

Il n'y a pas de station de type 1 située à moins de 50 km du site.

La seule station de classe 2 située à proximité du site est la station de Guilly, située à environ 5 km au sud-ouest du site; cette station mesure le vent, mais au niveau 2m.

Les stations de Romorantin et Bourges pourraient éventuellement être utilisées pour ce site, mais le fait d'être des stations de classe 3 pour le vent n'est pas optimal.
Celle de Châteauroux-Déols pourrait aussi éventuellement l'être, avec toutefois cette incertitude liée au déplacement du mât de mesures; nous disposons, pour cette station, de données de vent sur la période 1995-2014.

4.1.2 Station Météo-France de Châteauroux-Déols

a) Position

La station est située sur l'aérodrome de Châteauroux-Déols :

LOCALISATION	
Département:	INDRE(36)
Commune:	DEOLS
Lieu-dit:	AERODROME DE DEOLS
Latitude:	46°52'11" Nord
Longitude:	1°44'28" Est
Date localisation:	24/08/2009
Altitude:	158 m
Date d'ouverture:	01/01/1893
Date de fermeture:	Ouvert

carte 6 : Localisation de la station Météo-France de Châteauroux-Déols

Nous disposons pour cette station des données suivantes :

- Données horaires (vitesses et direction) allant du 29/11/2006 au 31/12/2009.
- Données tri-horaires (vitesses et directions) allant du 01/01/1998 au 31/12/2009.
- Données mensuelles (vitesses), allant du 01/01/1995 au 31/12/1997
- Données mensuelles (vitesses), allant du 01/01/2010 au 31/08/2015

b) Analyse statistique

Depuis 1995, nous avons les vitesses moyennes annuelles et les taux de recouvrement suivants :

Année	Vitesse moyenne (m/s)	Taux sur les vitesses (%)
1995	Xx	365/365
1996	Xx	366/366
1997	Xx	365/365
1998	Xx	100
1999	Xx	98.3
2000	Xx	100
2001	Xx	100
2002	Xx	100
2003	Xx	100
2004	Xx	100
2005	Xx	100
2006	Xx	100
2007	Xx	100
2008	Xx	100
2009	Xx	100
2010	Xx	365/365
2011	Xx	365/365
2012	Xx	366/366
2013	Xx	365/365
2014	Xx	365/365

Tableau 13 : vitesses moyennes annuelles et taux de recouvrement, Châteauroux-Déols, 1995-2014

Nous avons la rose des vents suivante, sur les années 1998-2009 :

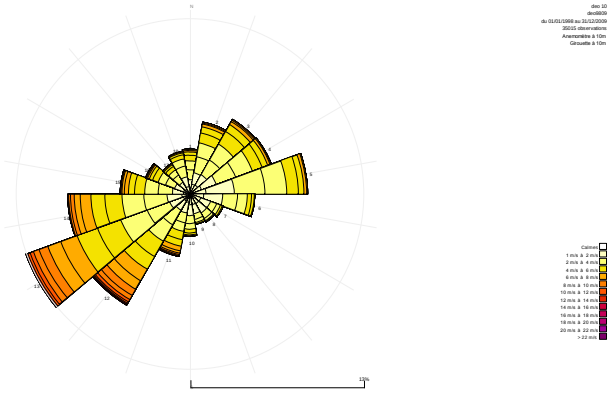


Figure 5 : rose des vents de la station de Châteauroux-Déols, 1998-2009

La rose des vents de ces données n'est pas trop différente de celles mesurées sur le site.

4.2 DONNEES LONG TERME ISSUES DES DONNEES MERRA-2

Les données Merra-2 constituent une base de données réanalysées de grande qualité de la NASA, issue du dernier modèle d'assimilation de données du GMAO (cf. https://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/MERRA-2/); ces données sont la nouvelle version des données Merra, données disponibles depuis février 2016.
On utilise là des données de vent horaires au niveau 50m issues de cette base, qui sont disponibles sur les années 1979-2015 à une résolution de 0.5° en latitude par 2/3° en longitude; (on se limite toutefois aux années 1995-2015).

Après extraction de ces données Merra-2 sur le point (xx° N; xx° E), nous disposons de données horaires (vitesses et directions) allant du 01 janvier 1995 au 31 août 2015, au niveau 50m.
Le tableau ci-dessous indique les vitesses moyennes annuelles et les taux de recouvrement de ces données Merra-2, sur les années 1995-2014:

Année	Vitesse moyenne (m/s)	Taux sur les vitesses (%)
1995	6.09	100
1996	5.82	100
1997	5.88	100
1998	6.36	100
1999	6.24	100
2000	6.14	100
2001	6.14	100
2002	6.19	100
2003	5.62	100
2004	5.81	100
2005	5.72	100
2006	5.78	100
2007	6.07	100
2008	5.83	100
2009	5.84	100
2010	5.67	100
2011	5.52	100
2012	5.92	100
2013	5.66	100
2014	5.72	100
global	**5.901 m/s**	**100%**

Tableau 14: Statistiques annuelles des données Merra-2, site du site-type

La variabilité annuelle de ces vitesses est relativement modérée, allant de 5.52 m/s en 2011 à 6.36 m/s en 1998.

La figure ci-dessous représente la rose des vents des 20 années 1995-2014 :

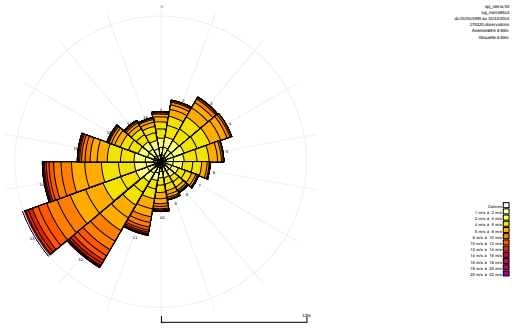
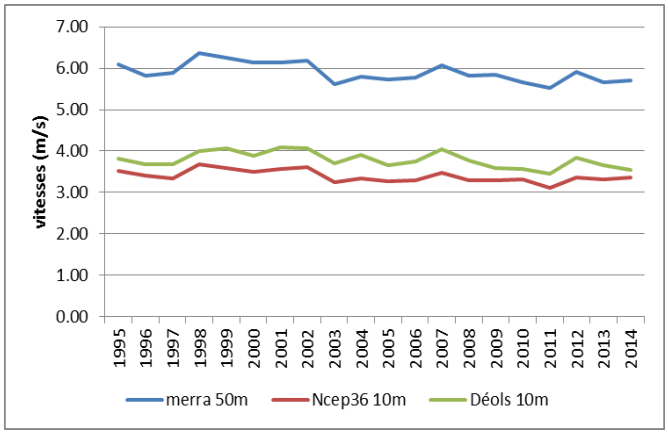


Figure 6: rose des vents des données Merra-2, Site-type, 1995-2014

La rose des vents de ces données n'est pas trop différente de celles mesurées sur le site.

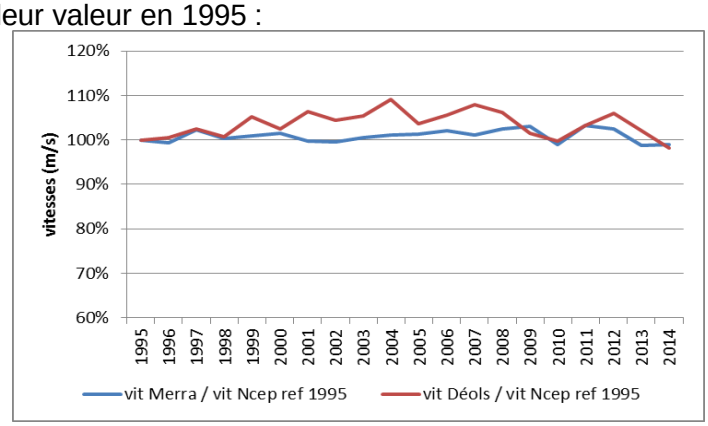
4.3 COMPARAISON DES DONNEES LONG TERME

Le graphique ci-dessous représente les vitesses moyennes annuelles de ces données Merra-2, auxquelles on a ajouté les vitesses moyennes annuelles du point réanalysé Ncep36 (46.67°N; 1.875°E; cf. [7]), ainsi que celles de la station de Déols sur 1995-2014:



graphique 5 : vitesses moyennes annuelles, données Merra-2, Ncep et Déols

De manière à mieux voir les rapports des vitesses moyennes annuelles entre station et bases de données, on représente ci-dessous les rapports des vitesses annuelles Merra-2/Ncep36 et Déols /Ncep36 référencés à leur valeur en 1995 :



graphique 6 : rapports des vitesses annuelles Merra-2 / Ncep et Déols / Ncep, référence 1995

Par rapport aux données Ncep, ni les données Merra-2, ni les données de la station de Déols ne semblent présenter de biais.

4.4 RECALAGE LONG TERME SUR LES DONNEES MERRA-2

Les 2 années de mesures sont utilisées pour estimer la vitesse moyenne long terme sur le site : la première allant du 1ier mai 2014 au 30 avril 2015, la seconde du 1ier septembre 2014 au 31 août 2015.

4.4.1 Année de mesures du 1ier mai 2014 au 30 avril 2015

a) Analyse comparative sur la base de données

Comme période de mesures sur site, nous avons donc une 1 année de mesures, allant du 1ier mai 2014 au 30 avril 2015. Nous avons donc, sur la base de données Merra-2 :

période	*Période de mesure sur site*	*Longue durée*
Date de démarrage	01/05/2014	1/1/1995
Date de fin	30/04/2015	31/12/2014
Données utiles	8753	175320
% données utiles	100 %	100 %
Vent moyen	**5.600 m/s**	**5.901 m/s**

Tableau 15 : Comparaison des données de vent des données Merra-2, année 1 de mesures et long terme

La période de mesures a donc été un peu moins ventée sur cette base de données que la « normale », estimée à partir de 20 années de mesures.

La rose des vents correspondant à la période de mesures est légèrement différente de la rose correspondant aux 20 années de mesures:

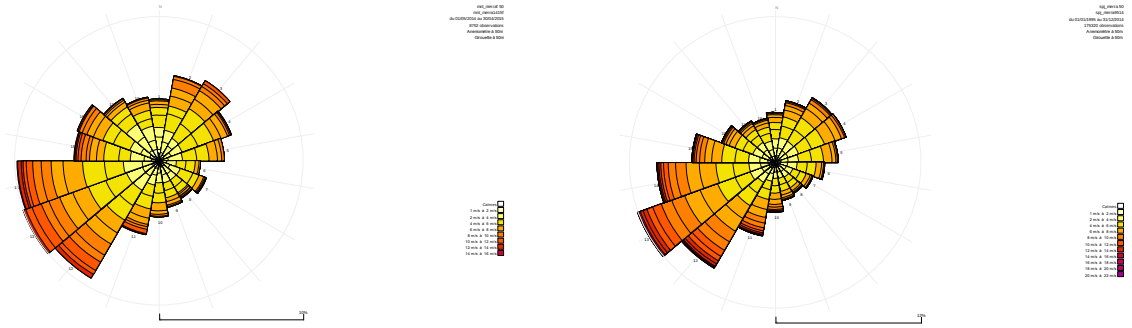


Figure 7 : Roses des vents des données Merra-2 : période de mesures et longue durée

Il est donc préférable de faire un recalage par secteurs directionnels.

b) Corrélation et régression

Pour réaliser une corrélation puis une régression sur des séries temporelles provenant de données du site et de la station de référence (ou base de données), il est nécessaire de créer un jeu de données dites comparées (même nombre de valeurs avec horodatage identique) en ne conservant que les données validées dans chacun des deux fichiers. Si la période commune d'enregistrement des données de vent sur les 2 sites est suffisamment longue (une année si possible, et 6 mois minimum) et si les données de vent des 2 sites sont suffisamment bien corrélées, alors il est possible de transposer les données de vent de la station de référence sur le site de prédiction, de manière à obtenir ainsi une climatologie "long terme" sur le site; (méthode M.C.P., Measure-Correlate-Predict).
Cette transposition du site de référence au site de prédiction peut se faire par régression linéaire, les vitesses de vent du site de prédiction V_{pred} étant obtenues à partir des vitesses du site de référence V_{ref} selon:

$$V_{pred} = m\ V_{ref} + c$$

Les paramètres m et c étant là déterminés par la méthode des moindres carrés.
Le fichier de données ainsi obtenu sur le site de prédiction est dit recalé sur le fichier long terme du site de référence.

Ces régressions peuvent être faites par directions (issues de la station de référence ou de la base de données), ce qui améliore la précision du calcul.

Le coefficient de corrélation R, compris entre 0 et 1 permet d'apprécier la validité de la relation linéaire entre les 2 stations.

c) Régressions effectuées

- **Anémomètre A1 utilisé**

Une régression par secteurs a été calculée entre les données mesurées à 82m (A1) au site-type et les données Merra-2, sur l'année de mesures; on obtient, pour cette régression :

Secteurs (°)	Nbre de données	m	c	R	$S_{s,r}$
345 à 15	568	0.64	1.29	0.745	1.125
15 à 45	872	0.707	1.098	0.84	1.1
45 à 75	706	0.796	0.521	0.787	1.2
75 à 105	478	0.679	1.141	0.716	1.176
105 à 135	475	0.771	0.791	0.764	1.316
135 à 165	391	0.764	1.232	0.721	1.521
165 à 195	520	0.491	2.284	0.506	1.729
195 à 225	1011	0.808	0.977	0.84	1.534
225 à 255	1349	0.887	0.784	0.87	1.443
255 à 285	979	0.861	0.801	0.85	1.474
285 à 315	760	0.726	1.142	0.826	1.265
315 à 345	644	0.712	1.032	0.753	1.273
Reg unique	**8753**	**0.812**	**0.796**	**0.828**	**1.419**

Tableau 16 : Régressions entre Site-type et Merra-2, anémomètre A1 utilisé, année 1 de mesures

Le coefficient de corrélation global obtenu par cette régression par secteurs est de **0.842**, ce qui est très correct. Nous améliorons légèrement le recalage en faisant des régressions par secteurs, puisque le coefficient de corrélation d'une régression unique est là de 0.828.

- **Anémomètre A2 utilisé**

Une régression par secteurs a été calculée entre les données mesurées à 82m (A2) au site-type et les données Merra-2, sur l'année de mesures; on obtient, pour cette régression :

Secteurs (°)	Nbre de données	m	c	R	$S_{s,r}$
345 à 15	568	0.633	1.282	0.743	1.118
15 à 45	872	0.705	1.074	0.842	1.093
45 à 75	706	0.797	0.501	0.789	1.197
75 à 105	478	0.683	1.122	0.716	1.184
105 à 135	475	0.772	0.797	0.763	1.324
135 à 165	391	0.772	1.223	0.721	1.542
165 à 195	520	0.495	2.272	0.509	1.737
195 à 225	1011	0.801	0.977	0.839	1.527
225 à 255	1352	0.886	0.745	0.869	1.444
255 à 285	979	0.863	0.786	0.851	1.473
285 à 315	760	0.737	1.105	0.828	1.278
315 à 345	644	0.711	1.024	0.753	1.271
Reg unique	**8756**	**0.81**	**0.79**	**0.827**	**1.418**

Tableau 17 : Régressions entre Site-type et Merra-2, anémomètre A2 utilisé, année 1 de mesures

Le coefficient de corrélation global obtenu par cette régression par secteurs est de **0.841**, ce qui est très correct. Nous améliorons légèrement le recalage en faisant des régressions par secteurs, puisque le coefficient de corrélation d'une régression unique est là de 0.827.

d) Dispersion des données

La régression sera plus précise si les dispersions des points autour des droites de régression sont faibles.
Ces dispersions des points autour des droites de régression peuvent être mesurée par les écarts-type liés $S_{s,r}$: (Statistiquement, 95% des données sont en effet comprises entre 2 droites parallèles à la droite de régression, situées de part et d'autre de cette droite à une distance égale à 2 $S_{s,r}$).
La dispersion des données est là réduite, avec un écart-type lié global de 1.42 dans les 2 cas.

e) Fichier long terme recale

A partir de là, il est possible de reconstituer un fichier de données de vent sur le mât de Site-type, 82m, de longue durée (20 années comprises entre 1/1/1995 et 31/12/2014).

On obtient donc une vitesse moyenne 1995-2014 de **x.xxx m/s** à 82 m de hauteur, l'anémomètre A1 étant utilisé, et de **x.xxx m/s**, l'anémomètre A2 étant utilisé.

4.4.2 Année de mesures du 1ier septembre 2014 au 31 août 2015

a) Analyse comparative sur la base de données

Comme période de mesures sur site, nous avons donc une 1 année de mesures, allant du 1ier septembre 2014 au 31 août 2015. Nous avons donc, sur la base de données Merra-2 :

période	*Période de mesure sur site*	*Longue durée*
Date de démarrage	01/09/2014	1/1/1995
Date de fin	31/08/2015	31/12/2014
Données utiles	8752	175320
% données utiles	100 %	100 %
Vent moyen	**5.572 m/s**	**5.901 m/s**

Tableau 18 : Comparaison des données de vent des données Merra-2, année 2 de mesures et long terme

La période de mesures a donc été un peu moins ventée sur cette base de données que la « normale », estimée à partir de 20 années de mesures.

La rose des vents correspondant à la période de mesures est un peu différente de la rose correspondant aux 20 années de mesures:

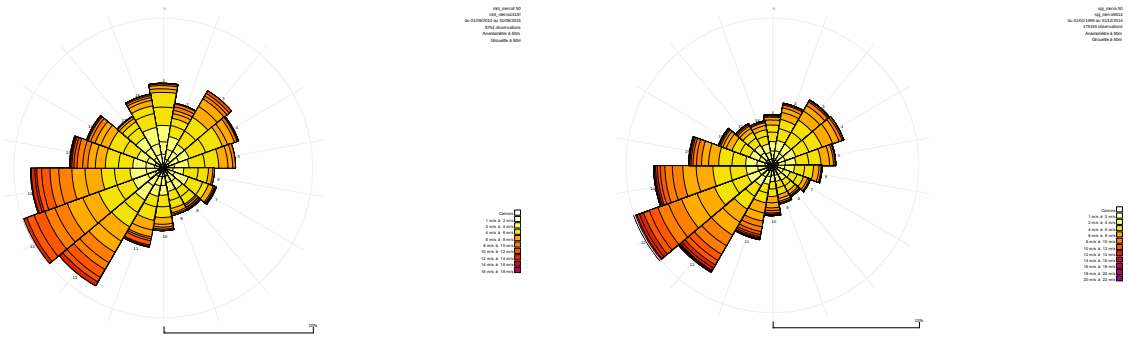


Figure 8 : Roses des vents des données Merra-2 : période de mesures et longue durée

Il est donc préférable de faire un recalage par secteurs directionnels.

b) Régressions effectuées

- **Anémomètre A1 utilisé**

Une régression par secteurs a été calculée entre les données mesurées à 82m (A1) au site-type et les données Merra-2, sur l'année de mesures; on obtient, pour cette régression :

Secteurs (°)	Nbre de données	m	c	R	$S_{s,r}$
345 à 15	709	0.646	1.221	0.738	1.045
15 à 45	713	0.724	0.886	0.826	1.208
45 à 75	718	0.76	0.727	0.775	1.22
75 à 105	530	0.685	1.125	0.709	1.182
105 à 135	527	0.764	0.987	0.746	1.343
135 à 165	404	0.774	1.126	0.75	1.359
165 à 195	559	0.584	1.912	0.594	1.654
195 à 225	1002	0.798	0.99	0.839	1.582
225 à 255	1303	0.913	0.596	0.878	1.527
255 à 285	981	0.801	1.204	0.848	1.437
285 à 315	707	0.718	1.263	0.828	1.221
315 à 345	599	0.707	1.158	0.764	1.231
Reg unique	**8752**	**0.817**	**0.786**	**0.836**	**1.419**

Tableau 19 : Régressions entre Site-type et Merra-2, anémomètre A1 utilisé, année 2 de mesures

Le coefficient de corrélation global obtenu par cette régression par secteurs est de **0.849**, ce qui est très correct. Nous améliorons légèrement le recalage en faisant des régressions par secteurs, puisque le coefficient de corrélation d'une régression unique est là de 0.836.
Les nuages de points et droites de régressions de chaque secteur sont représentés en annexe.

- **Anémomètre A2 utilisé**

Une régression par secteurs a été calculée entre les données mesurées à 82m (A2) au site-type et les données Merra-2, sur l'année de mesures; on obtient, pour cette régression :

Secteurs (°)	Nbre de données	m	c	R	$S_{s,r}$
345 à 15	709	0.639	1.218	0.738	1.034
15 à 45	713	0.721	0.872	0.826	1.203
45 à 75	718	0.761	0.71	0.777	1.216
75 à 105	530	0.689	1.112	0.707	1.193
105 à 135	527	0.765	0.999	0.743	1.355
135 à 165	404	0.782	1.118	0.75	1.377
165 à 195	559	0.587	1.907	0.595	1.661
195 à 225	1002	0.791	0.991	0.838	1.575
225 à 255	1306	0.911	0.565	0.878	1.527
255 à 285	981	0.803	1.195	0.849	1.434
285 à 315	707	0.729	1.231	0.83	1.233
315 à 345	599	0.705	1.157	0.764	1.226
Reg unique	**8755**	**0.815**	**0.785**	**0.836**	**1.419**

Tableau 20 : Régressions entre Site-type et Merra-2, anémomètre A2 utilisé, année 2 de mesures

Le coefficient de corrélation global obtenu par cette régression par secteurs est de **0.848** ce qui est très correct. Nous améliorons légèrement le recalage en faisant des régressions par secteurs, puisque le coefficient de corrélation d'une régression unique est là de 0.836.

c) Dispersion des données

La régression sera plus précise si les dispersions des points autour des droites de régression sont faibles.
Ces dispersions des points autour des droites de régression peuvent être mesurée par les écarts-type liés $S_{s,r}$: (Statistiquement, 95% des données sont en effet comprises entre 2 droites parallèles à la droite de régression, situées de part et d'autre de cette droite à une distance égale à 2 $S_{s,r}$).
La dispersion des données est là réduite, avec un écart-type lié global de 1.42 dans les 2 cas.

d) Fichier long terme recale

A partir de là, il est possible de reconstituer un fichier de données de vent sur le mât de Site-type, 82m, de longue durée (20 années comprises entre 1/1/1995 et 31/12/2014).

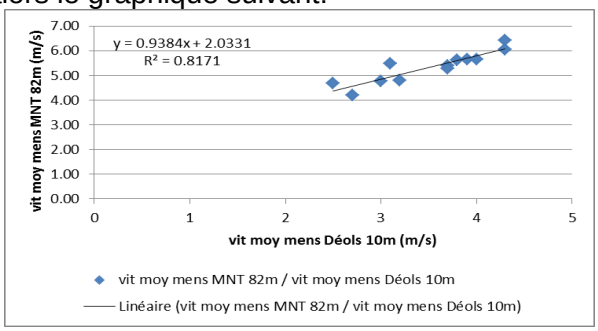
On obtient donc une vitesse moyenne 1995-2014 de **x.xxx m/s** à 82 m de hauteur, l'anémomètre A1 étant utilisé, et de **x.xxx m/s**, l'anémomètre A2 étant utilisé.

4.4.3 Estimation de la vitesse long terme sur le site

Les 4 estimations précédentes sont considérées comme étant de qualité comparable; la vitesse long terme est donc estimée en faisant la moyenne de ces 4 estimations, ce qui donne une vitesse long terme (1995-2014) de x.xx m/s sur la position du mât de mesures, niveau 82m.
La vitesse moyenne long terme (1995-2014) est donc estimée à x.xx m/s sur le mât de mesures, 82m.

4.4.4 Utilisation des données de la station de Châteauroux-Déols

Cette vitesse long terme peut être comparée avec celle que l'on obtient par régression sur les vitesses moyennes mensuelles de la station de Châteauroux-Déols; on peut en effet établir une corrélation entre vitesses moyennes mensuelles du site (niveau 82m, anémomètre A1) et de la station sur une année de mesures; cette corrélation est maximale pour l'année septembre 2014-août 2015, et nous avons alors le graphique suivant:



graphique 7 : corrélation entre les mesures et la station de Châteauroux-Déols

A partir de l'équation de régression, on peut estimer la vitesse moyenne long terme sur le site : pour une vitesse moyenne long terme (1995-2014) de xx m/s à Châteauroux-Déols, on obtient par cette équation de régression une vitesse moyenne long terme de **x.xx m/s** sur la position du mât de mesures, au niveau 82 m ; si on applique cette même équation à l'année considérée, on obtient par l'équation de régression une vitesse moyenne de x.xxx m/s pour une vitesse mesurée de x.xxx m/s.
La vitesse long terme est donc estimée à x.xx m/s en recalant sur la station Météo-France de Châteauroux-Déols, soit une vitesse supérieure d'environ **1%** à celle obtenue avec les données Merra-2.
Cette méthode est moins précise que la précédente, et les données Merra-2 devraient de plus être de meilleure qualité que les données de la station de Châteauroux-Déols, le déplacement du mât de mesures de cette station pouvant y altérer les données long terme.

Nous retenons donc comme vitesse long terme la vitesse de x.xx m/s sur la position du mât de mesures, niveaux 82m.

4.4.5 Sensibilité de la vitesse long terme au choix de la période long terme

Si l'on choisit comme période long terme la période 2000-2014, soit une période de 15 années, on obtient une vitesse long terme de x.xx m/s sur la position du mât de mesures, niveau 82m, soit une baisse de 0.8% de cette vitesse long terme ; si l'on choisit comme période long terme la période 2005-2014, soit une période de 10 années, on obtient une vitesse long terme de x.xx m/s, soit une baisse de 1.8% de cette vitesse long terme.

4.5 MCP MATRICIELLE SUR LES DONNEES MERRA-2

La méthode des moindres carrés utilisée ci-dessus est conservative pour la vitesse moyenne, mais ne l'est pas pour l'énergie ; aussi préférons nous utiliser la méthode MCP matricielle pour estimer les productibles.

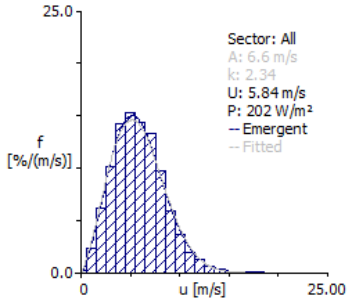
La méthode MCP matricielle est développée dans l'article [8]; c'est une méthode de recalage des tableaux croisés vitesses/directions (.tab) non linéaire, qui selon [8] est plus précise que les méthodes MCP linéaires.

L'idée est de calculer à partir des vitesses comparées sur le site et la station de référence (ou base de données) les probabilités des distributions des vitesses sur le site pour chaque bin de vitesse de la station de référence. On calcule ainsi une ou plusieurs matrices de distributions, selon que l'on travaille ou non par secteur de directions (directions définies sur la station de référence). Ces matrices sont utilisées ensuite pour recaler un tableau croisé des données de vent long terme de la station de référence.

4.5.1 données de vent recalées utilisées par WAsP

La méthode matricielle est donc appliquée en se basant sur les données de vent comparées de Site-type (A1), 82 m et les données Merra-2, sur la période allant du 1ier septembre 2014 au 31 août 2015; le recalage est effectué sur les 20 années 1995-2014; **la matrice obtenue est ensuite recadrée sur la vitesse long terme estimée au §4.4.3**.
WA^{S}P calcule, à partir des données de ce tableau, les paramètres de Weibull A et k, à partir desquels il calcule la vitesse moyenne et la densité de puissance (niveau : 82m); on obtient ainsi les données de vent suivantes (Mnt82_02.tab) :

site	période	Vm (m/s)	A (m/s)	k	DP (W /m^2)
Site-type	1995-2014	xx	xx	xx	xx



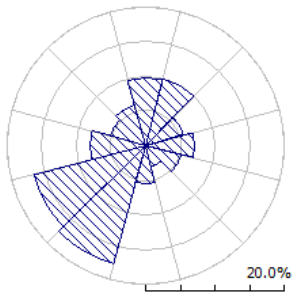
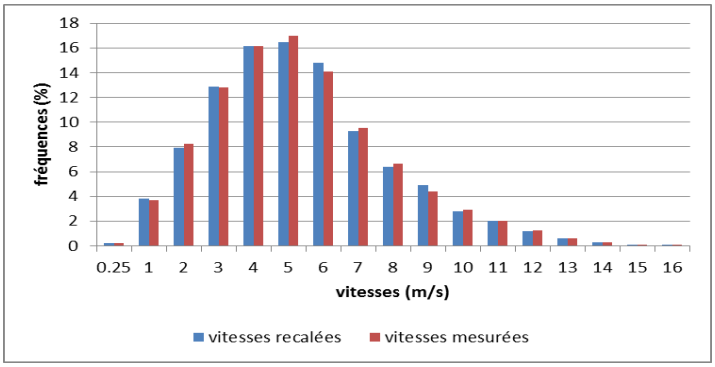


Figure 9 : Histogramme et rose des vents issus de WAsP, Site-type, 82 mètres, période long terme, méthode MCP sur les Merra-2

4.5.2 Validation de la MCP matricielle

En appliquant cette méthode matricielle aux données de vent Merra-2 de la période de mesures utilisée, on obtient un histogramme similaire que l'on peut alors comparer aux données de vent mesurées sur site (A1, données 10 mn, niveau 82m) pendant cette même période; on a ainsi les histogrammes suivants :



graphique 8 : comparaison des histogrammes de vitesses, année 2 de mesure, MCP matricielle

La méthode MCP matricielle devrait donc fonctionner correctement.

5. Productibles estimés

5.1 IMPLANTATION ET COURBES DE PUISSANCE

L'implantation des éoliennes envisagée a été revue récemment ; elle comporte 6 éoliennes, et est dénommée ci-dessous PeolA.

Le tableau ci-dessous indique les coordonnées Lambert 93 et WGS84 des 6 éoliennes :

Système	Lambert 93		WGS84	
Coordonnées	X	Y	Lon	Lat
E1				
E2				
E3				
E4				
E5				
E6				

Tableau 21 : coordonnées des éoliennes, PeolA

A ce stade de développement du projet, les éoliennes envisagées sont soit des Vestas V110 2MW ou V117 3.3MW, soit des Senvion 3.2M114 3.2MW, soit des Gamesa G114 2.5MW.

Les caractéristiques des éoliennes envisagées sont :

Dénomination	Puissance Nominale	Diamètre du Rotor	Hauteur de moyeu
V110	2 MW	110 m	95 m
V117	3.3 MW	117 m	91.5 m
3.2M114	3.17 MW	114 m	93 m
G114	2.5 MW	114 m	93 m

Tableau 22 : caractéristiques des éoliennes proposées

Les courbes de puissance des éoliennes ont été fournies par Vestas, Senvion et Gamesa, et sont explicitées en annexe. Nous n'avons toutefois pas comparé là ces courbes de puissances fournies par les fabricants à des courbes de puissances mesurées fournies par des organismes indépendants.

Les courbes de puissance utilisées ont été corrigées selon la norme IEC 61400-12-1 [3], en fonction de la densité moyenne de l'air sur le site au niveau des moyeux des éoliennes.

Cette densité de l'air est fonction de la température moyenne et de l'altitude du site ; la température moyenne est estimée à partir de la température moyenne de la station météorologique de xxx (Température : 11.7°C, altitude : 161 m), issues des « Normales Climatiques, période 1981-2010 », de Météo-France.

Nous avons alors, sur le site :

Température moyenne, hauteur de moyeu	11.3 °C
Altitude moyenne	125 mètres
Masse volumique moyenne de l'air, hauteur de moyeu	1.209 kg/m^3
Densité moyenne de l'air	d=0.987

Tableau 23 : Calcul de coefficient de correction de densité de l'air

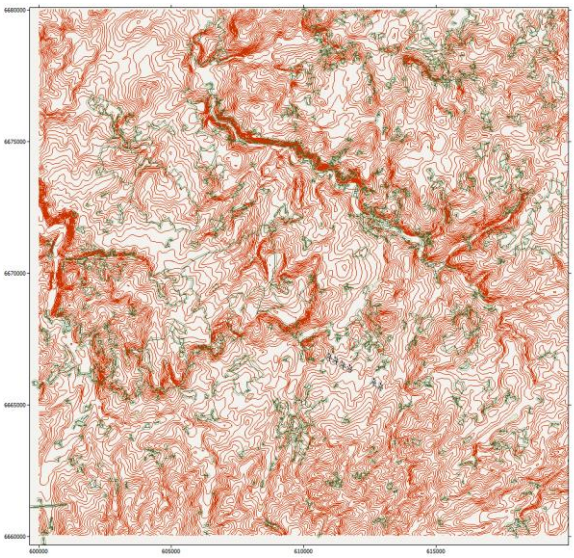
Selon les normes IEC 61400-12-1, la correction de la courbe de puissance de l'éolienne se fait sur les vitesses selon :$V = V_n . d^{-1/3}$, V_n représentant les vitesses de la courbe de puissance normalisée (établie pour une densité de l'air égale à 1, ou une masse volumique de l'air égale à 1.225 kg/m^3), et d la densité moyenne de l'air au niveau du moyeu des éoliennes.
La correction peut aussi se faire à partir d'une courbe de puissance fournie par le constructeur de densité plus proche de celle du site, et a ainsi été faite à partir des courbes de puissance de masse volumique 1.200 kg/m^3 pour les Vestas et à partir de la courbe de puissance de masse volumique 1.210 kg/m^3 pour la Gamesa.

Les courbes de puissance adaptées au site sont explicitées en annexe.

L'implantation des éoliennes est orientée du nord-ouest vers le sud-est, et est donc perpendiculaire à la direction des vents dominants; quelques espacements entre éoliennes sont toutefois **inférieurs à 3 diamètres de rotor** (espacement entre E1 et E2 et E2 et E3 de 2.56*Φ pour la V117, de 2.63*Φ pour les 3.2M114 et G114, et de 2.72*Φ pour la V110), et l'implantation envisagée devra être revue avec le turbinier.

5.2 ESTIMATION DES PRODUCTIBLES

5.2.1 Carte de topographie et rugosité utilisée



carte 7: carte de topographie et rugosité utilisée par WAsP

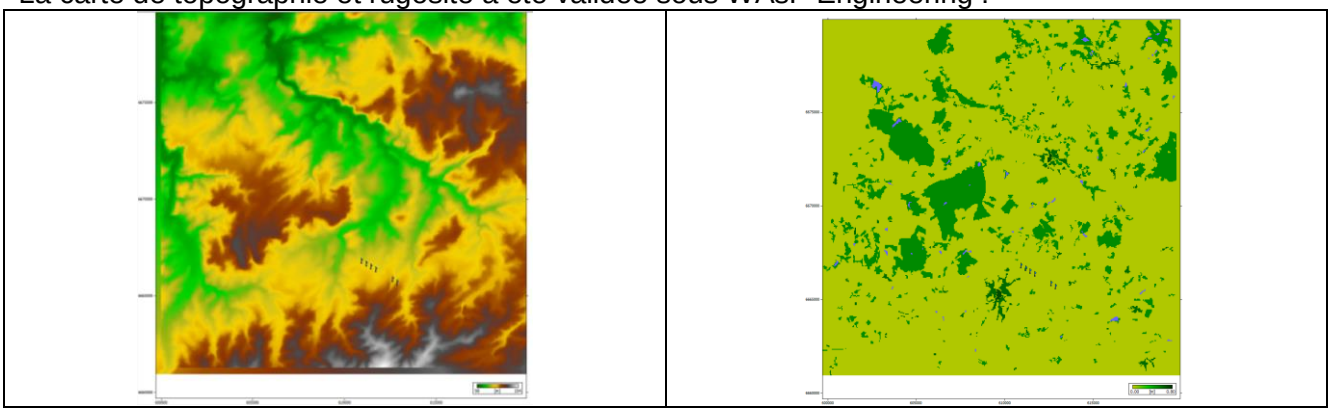
L'orographie a été numérisée à partir de BD_Alti_25, le système de coordonnées étant le système Lambert 93.

La rugosité est schématisée selon 6 classes, fonction de la nature du sol (étendues d'eau, campagne dégagée, massifs forestiers, villes), selon la classification de Davenport.

Les valeurs de rugosité utilisées sont :

- Étendues d'eau : 0.0 mètre
- Campagne relativement dégagée: 0.06 mètre
- Villes : 0.6 mètre.
- Centre-ville: 0.7 mètre
- Massifs forestiers : 0.75 mètre
- Sites industriels : 0.8 mètre.

La carte de topographie et rugosité a été validée sous WAsP Engineering :



carte 8 : carte de topographie et rugosité sous WAsP Engineering

5.2.2 Productibles issus de WAsP

Il n'y a aucune autre centrale éolienne en activité à proximité de la centrale projetée. A partir de là, il est possible d'estimer les productions moyennes annuelles des éoliennes sur le site, en utilisant le logiciel WAsP11.

Eoliennes V110, 2 MW, hm : 95m

Les résultats ci-dessous sont obtenus avec la carte de topographie et rugosité « Site-type_rugosite.map », et correspondent au projet de 6 éoliennes V110 2MW, implantées selon « PeolA», avec des hauteurs de moyeux de 95 mètres :

Eolienne	Position x	Position y	Vitesse du vent (m/s)	Production brute (GWh)	Production effets de sillage pris en compte (GWh)	Perte (%)
E1						
E2						
E3						
E4						
E5						
E6						
Centrale						

Tableau 24: Productibles issus de WAsP, V110, 2 MW

Soit une production annuelle brute de xx GWh, en tenant compte des pertes dues au sillage, estimées en moyenne à xx% de la production.

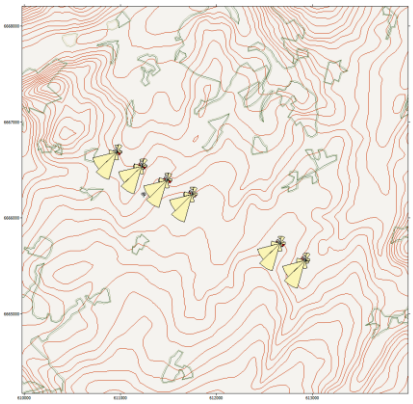


Figure 10 : Roses des productions avec pertes dues aux sillages sur la centrale éolienne du site-type, V110, d'après WAsP

Eoliennes V117, 3.3 MW, hm : 91.5m

Les résultats ci-dessous sont obtenus avec la carte de topographie et rugosité « Site-type_rugosite.map », et correspondent au projet de 6 éoliennes V117 3.3MW, implantées selon « PeolA», avec des hauteurs de moyeux de 91.5 mètres :

Eolienne	Position x	Position y	Vitesse du vent (m/s)	Production brute (GWh)	Production effets de sillage pris en compte (GWh)	Perte (%)
E1						
E2						
E3						
E4						
E5						
E6						
Centrale						

Tableau 25: Productibles issus de WAsP, V117, 3.3 MW

Soit une production annuelle brute de xx GWh, en tenant compte des pertes dues au sillage, estimées en moyenne à xx % de la production.

Eoliennes 3.2M114, 3.17 MW, hm : 93m

Les résultats ci-dessous sont obtenus avec la carte de topographie et rugosité « Site-type_rugosite.map », et correspondent au projet de 6 éoliennes 3.2M114, implantées selon « PeolA», avec des hauteurs de moyeux de 93 mètres :

Eolienne	Position x	Position y	Vitesse du vent (m/s)	Production brute (GWh)	Production effets de sillage pris en compte (GWh)	Perte (%)
E1						
E2						
E3						
E4						
E5						
E6						
Centrale						

Tableau 26: Productibles issus de WAsP, 3.2M114, 3.17MW

Soit une production annuelle brute de xx GWh, en tenant compte des pertes dues au sillage, estimées en moyenne à xx % de la production.

Eoliennes G114, 2.5 MW, hm : 93m

Les résultats ci-dessous sont obtenus avec la carte de topographie et rugosité « Site-type_rugosite.map », et correspondent au projet de 6 éoliennes G114 2.5 MW, implantées selon « PeolA», avec des hauteurs de moyeux de 93 mètres :

Eolienne	Position x	Position y	Vitesse du vent (m/s)	Production brute (GWh)	Production effets de sillage pris en compte (GWh)	Perte (%)
E1						
E2						
E3						
E4						
E5						
E6						
Centrale						

Tableau 27: Productibles issus de WAsP, G114, 2.5 MW

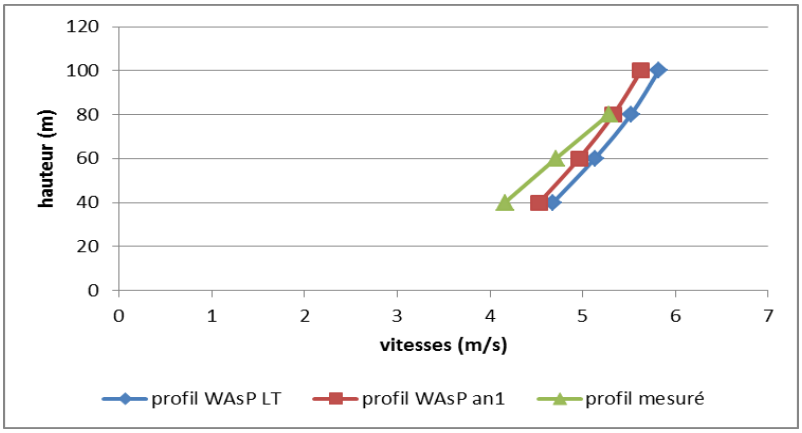
Soit une production annuelle brute de xx GWh, en tenant compte des pertes dues au sillage, estimées en moyenne à xx % de la production.

Remarque : Les pertes de sillages sont notablement réduites, **d'environ 1.3%**, après le décalage de 10° des directions mesurées par la girouette au niveau 78m; (cf. §3.3.1). Cela s'explique aisément vu les roses des vents et l'alignement de l'implantation des éoliennes.

5.2.3 Evaluation de l'incertitude due à l'utilisation de WasP

a) Profil vertical de WasP sur la position du mât de mesures

On peut comparer sur la position du mât de mesures le profil vertical moyen du vent modélisé par WAsP (les données long terme et l'année de mesure allant du 1ier mai 2014 au 30 avril 2015 sont utilisées comme données de vent) au profil vertical moyen du vent estimé au §3.2.6 à partir des mesures; on obtient alors :



graphique 9 : profil de WAsP sur la position du mât de mesures

Quelles que soient les données de vent, le profil vertical du vent modélisé par WAsP sur la position du mât de mesures corresponds à une loi de puissance de paramètre ~α=0.24 entre les niveaux 40m et 80m, de paramètre ~α=0.25 entre les niveaux 60m et 80m, et à une loi de puissance de paramètre ~α=0.24 entre les niveaux 80m et 100m; ce profil de WAsP est moins marqué que le profil mesuré au §3.2.6 (α=xx entre les niveaux 40m et 82m; α=xx entre les niveaux 60m et 82m). Les profils verticaux issus de WAsP ne sont quasiment pas modifiés en augmentant la rugosité de la forêt; le profil vertical mesuré est donc plus marqué que ne le modélise WAsP, et est plus marqué qu'il ne l'est sur la position du mât de mesures de xxx (α=xx entre les niveaux 40m et 81.5m), situé à 9 km du site.

WAsP pourrait donc sous-estimer légèrement les productibles; la correction ci-dessous, basée sur les comparaisons des productions moyennes des éoliennes sur le mât de mesures à hauteur de moyeu, devrait corriger cette estimation de WAsP due en partie à sa modélisation du profil vertical.

b) Précision de WAsP sur la position du mât de mesures

- **Eolienne V110, 2MW**

Sur la position du mât de mesures, on peut comparer les vitesse moyenne, densité de puissance et production moyenne annuelle d'une éolienne V110 obtenues par WAsP **à hauteur de moyeu (95m)** à ce que l'on obtiendrait directement à partir des données de vent, en se basant sur une extrapolation estimée.
Les données de vent long terme issues de §4.5 sont extrapolées à hauteur de moyeu en se basant sur un profil vertical moyen de **α=xx**, obtenu en moyennant les profils mesurés en §3.2.6.
On en déduit directement les vitesse moyenne (V_{moy}), densité de puissance (Dp) et production annuelle moyenne (E) d'une éolienne à hauteur de moyeu du tableau ci-dessous. Par calcul de WAsP en se positionnant sur la position du mât de mesures, on obtient de même les valeurs suivantes pour ces vitesse moyenne, densité de puissance et production annuelle moyenne :

méthode	V_{moy} (m/s)	Dp (W/m^2) densité :1	E (GWh/an)
Calcul direct			
WA^{S}P			

Tableau 28 : Estimations de productibles à l'emplacement du mât de mesure, V110

L'écart de production entre le calcul direct et celui issu de WAsP, de l'ordre de 1.1 %, n'est pas négligeable, et sera pris en compte par la suite. **Cet écart est aussi dû, en partie, à l'utilisation par WAsP de fonctions de Weibull.**

- **Eolienne V117, 3.3MW**

Le tableau ci-dessous compare de même, sur la position du mât de mesures, les vitesse moyenne, densité de puissance et production moyenne annuelle d'une éolienne V117 obtenues par WAsP **à hauteur de moyeu (91.5m)** à ce que l'on obtiendrait directement à partir des données de vent :

méthode	V_{moy} (m/s)	Dp (W/m^2) densité :1	E (GWh/an)
Calcul direct			
WA^{S}P			

Tableau 29 : Estimations de productibles à l'emplacement du mât de mesure, V117

L'écart de production entre le calcul direct et celui issu de WAsP, de l'ordre de 0.3 %, est très petit, mais sera pris en compte par la suite.

- **Eolienne 3.2M114, 3.17 MW**

Le tableau ci-dessous compare de même, sur la position du mât de mesures, les vitesse moyenne, densité de puissance et production moyenne annuelle d'une éolienne 3.2M114 3.17MW obtenues par WAsP **à hauteur de moyeu (93m)** à ce que l'on obtiendrait directement à partir des données de vent :

méthode	V_{moy} (m/s)	Dp (W/m^2) densité :1	E (GWh/an)
Calcul direct			
WA^{S}P			

Tableau 30: Estimations de productibles à l'emplacement du mât de mesure, 3.2M114

L'écart de production entre le calcul direct et celui issu de WAsP, de l'ordre de 0.3 %, est très petit, mais sera pris en compte par la suite.

- **Eolienne G114, 2.5 MW**

Le tableau ci-dessous compare de même, sur la position du mât de mesures, les vitesse moyenne, densité de puissance et production moyenne annuelle d'une éolienne G114 2.5MW obtenues par WAsP **à hauteur de moyeu (93m)** à ce que l'on obtiendrait directement à partir des données de vent :

méthode	V_{moy} (m/s)	Dp (W/m^2) densité :1	E (GWh/an)
Calcul direct			
WA^{S}P			

Tableau 31 : Estimations de productibles à l'emplacement du mât de mesure, G114

L'écart de production entre le calcul direct et celui issu de WAsP, de l'ordre de 0.2 %, est très petit, mais sera pris en compte par la suite.

5.2.4 Correction des productibles bruts

Les productibles bruts (sillages compris) sont là corrigés de l'estimation de l'imprécision de WasP, due en partie à l'utilisation de fonctions de Weibull et en partie au profil vertical utilisé.

Eolienne	V110 2MW	V112 3.1MW	V117 3.3MW	N117 2.4MW
Productible Brut (GWh)	xx	xx	xx	xx
Direct/WAsP 11	1.011	0.997	0.997	1.002
Productibles bruts corrigés (GWh)	xxx	xxx	xxx	xxx

Tableau 32 : Productibles bruts corrigés

5.2.5 Productibles Nets

Les productibles nets sont déduits des productibles bruts en tenant compte des différents facteurs que sont la densité de l'air moyenne sur le site, la disponibilité technique moyenne des éoliennes, les pertes électriques et autres pertes.

- Pertes électriques : elles sont estimées à 2 %, en y incluant l'auto-consommation des éoliennes.

- Disponibilité des éoliennes : elles sont estimées à 96.8%; on considère en effet une disponibilité turbine de 97% (une disponibilité moyenne garantie légèrement différente peut toutefois être fournie par le fabricant d'éoliennes), à laquelle on ajoute une perte due à la disponibilité des équipements annexes (0.2%).

- Maintenance planifiée: les pertes sont estimées à 0.5%.

- Disponibilité du réseau : les pertes sont estimées à 0.6%.

- Pertes dues au givre : nous les estimons à environ 0.4% du productible, la région étant peu soumise au gel (en moyenne 55 jours de gel enregistrés sur la station météorologique de xxx (alt : xx m), d'après les « Normales Climatiques, 1961-1990 »).

- Sous-performance des turbines : les pertes sont estimées à 1.0%, prenant en compte les alignements de rotor et orientations des pales défectueux.

- Dégradation des pales : les pertes sont estimées à 0.5%.

On peut alors estimer les productibles nets selon :

Eolienne	V110 2 MW	V117 3.3 MW	3.2M114 3.17 MW	G114 2.5MW
Productible Brut (GWh)	**xxx**	**xxx**	**xxx**	**xxx**
Pertes électriques	0.98	0.98	0.98	0.98
Disponibilité Technique	0.968	0.968	0.968	0.968
maintenance	0.995	0.995	0.995	0.995
Disponibilité du réseau	0.994	0.994	0.994	0.994
Pertes dues au givre	0.996	0.996	0.996	0.996
Sous-performance	0.99	0.99	0.99	0.99
Dégradation des pales	0.995	0.995	0.995	0.995
Efficacité Globale	**0.921**	**0.921**	**0.921**	**0.921**
Productible Net (GWh)	**xx**	**xx**	**xx**	**xx**
Nbre heures equival	**xx**	**xx**	**xx**	**xx**

Tableau 33: Productibles nets pour le site-type

6. Incertitudes sur les productibles et P90

6.1 METHODE DE CALCULS

Nous cherchons à estimer l'incertitude existant sur nos estimations et prévisions de productions nettes; nous distinguons :

- Incertitude due à l'imprécision sur les mesures de vitesses;
- Incertitude due à la méthode MCP;
- Incertitude due à la référence long terme;
- Incertitude due à l'extrapolation verticale des vitesses, et à l'utilisation de WAsP pour l'extrapolation spatiale des vitesses;
- Incertitude due à la courbe de puissance de l'éolienne;
- Incertitude due aux estimations des pertes diverses de production.

- Pour l'incertitude sur les vitesses de vent à hauteur de moyeu des éoliennes, nous distinguons :

  - L'incertitude sur la mesure; elle dépend de la vitesse du vent, et est fonction des incertitudes sur la calibration de l'anémomètre, sur son montage et sur ses conditions de fonctionnement (cf. IEC 61400-12-1); le mât étant conforme, les calibrations ayant été effectuées selon Measnet, et l'environnement du mât étant plat et dégagé, nous l'estimons à xx m/s en moyenne (2%).

  - L'incertitude due à la méthode MCP et au recalage long terme de la vitesse moyenne mesurée. Cette incertitude est fonction des coefficients de corrélation entre stations et site, est fonction de la durée de la période de mesures (là, 1 année complète), et de la méthode MCP utilisée; elle est là estimée à 2% en relatif.

  - L'incertitude sur la qualité de la référence long terme (données Merra-2); nous estimons cette incertitude à 2% en relatif.

  - L'incertitude due à la durée limitée de la période long terme utilisée (ici 20 années) peut être estimée à partir de la variabilité interannuelle des moyennes de vent annuelles des données recalées; on suppose que les moyennes annuelles du vent suivent une loi normale, dont on déduit une incertitude standard (utilisation de la loi de Student); elle est là estimée à ~1% en relatif

  - L'incertitude due à l'extrapolation spatiale et verticale, du mât aux éoliennes, est estimée à ~1.5% sur les vitesses (1% sur les vitesses pour l'extrapolation spatiale, et 1% tous les 10m pour l'extrapolation verticale).

- L'incertitude sur la courbe de puissance est établie pour les fabricants par des organismes de test indépendants (cette incertitude est normalement proche de 4 % pour des vitesses comprises entre 7 et 10 m/s). Elle est là estimée à 4% sur les productions, quelle que soit l'éolienne considérée**.**

- L'incertitude sur les pertes diverses de productions estimées pour le calcul des productibles nets à partir des productibles bruts est calculée en estimant que les incertitudes sont d'environ ½ perte pour les conditions environnementales et la performance de la machine, et d'environ ¼ perte pour les disponibilités, les pertes électriques et les pertes de sillages.

6.2 INCERTITUDE SUR LA VITESSE MOYENNE CLIMATOLOGIQUE DU SITE

6.2.1 Incertitude sur la vitesse moyenne climatologique du vent sur le mât de mesures, à 82 m

Site-type	
Vitesse moyenne à 82 m	**x.xx m/s**
Incertitude sur la mesure (2%)	± xx m/s
Incertitude due au recalage (2%)	± xx m/s
Incertitude sur la qualité de la référence long terme (2%)	± xx m/s
Incertitude due à la durée limitée de la période long terme (~1%)	± xx m/s
Incertitude totale sur la vitesse	**± xx m/s**

Tableau 34: Incertitudes sur la vitesse moyenne climatologique à 82 mètres sur le mât de mesures

Ces incertitudes sont considérées comme étant indépendantes, et sont sommées en prenant la racine de la somme des carrés des 4 incertitudes.

On a donc une vitesse climatologique sur le mât de Site-type à 82 mètres de :

V = x.xx m/s ± xx m/s

6.2.2 Incertitude sur les vitesses moyennes long terme à hauteur de moyeu des éoliennes

On ajoute l'incertitude due à l'extrapolation spatiale et verticale du mât aux éoliennes; les vitesses moyennes à hauteur de moyeu sont issues des tableaux 24 à 27, en tenant compte des corrections issues des tableaux 28 à 31 :

Eolienne	V110 2 MW	V117 3.3 MW	3.2M114 3.17 MW	G114 2.5MW
Hauteur de moyeu (m)	**95**	**91.5**	**93**	**93**
Vitesse moyenne à hauteur de moyeu (m/s)				
Incertitude sur la mesure (2 %) (m/s)				
Incertitude due au recalage (2%) (m/s)				
Incertitude sur la qualité de la référence long terme (2%) (m/s)				
Incertitude due à la durée limitée de la période long terme (m/s)				
Incertitude due à l'extrapolation verticale et spatiale (m/s)				
Incertitude totale sur la vitesse à hauteur de moyeu (m/s)				
Incertitude totale relative (%)				

Tableau 35: Incertitudes sur la vitesse moyenne climatologique à hauteur de moyeu des éoliennes

Ces incertitudes sont considérées comme étant indépendantes, et sont sommées en prenant la racine de la somme des carrés des 5 incertitudes.

6.3 INCERTITUDES SUR LA PRODUCTION

On détermine pour cela un coefficient de sensibilité de la production du site à des variations sur la vitesse moyenne climatologique à hauteur de moyeu ; ce coefficient nous permet de déduire les incertitudes sur les productions résultant des incertitudes sur les vitesses.
Sont prises en compte par ailleurs les incertitudes sur les courbes de puissances, et l'incertitude sur les pertes diverses de production.

Eolienne	V110 2 MW	V117 3.3 MW	3.2M114 3.17 MW	G114 2.5MW
Coefficient de sensibilité				
Incertitude sur les vitesses (GWh)				
Incertitude sur la courbe de puissance (GWh)				
Incertitude sur les estimations de pertes (GWh)				
Incertitude totale (GWh)				
% incertitude				

Tableau 36 : Incertitudes sur les productions annuelles, en GWh

Ces incertitudes sont considérées comme étant indépendantes, et sont sommées en prenant la racine des carrés des incertitudes.

On obtient donc les productions annuelles moyennes nettes :

V110 2MW, hm : 95 m P = xx.xx GWh ± x.xx GWh
V117 3.3MW, hm : 91.5 m P = xx.xx GWh ± x.xx GWh
3.2M114 3.17MW, hm : 93 m P = xx.xx GWh ± x.xx GWh
G114 2.5MW, hm : 93 m P = xx.xx GWh ± x.xx GWh

6.4 P50 & P90

En supposant que les productions annuelles de la centrale suivent une loi normale dont on a correctement estimé l'écart-type, on en déduit les productions long terme minimales aux taux de confiance 90% et 50%. **On obtient ainsi les valeurs P90 et P50 suivantes** :

Eolienne	V110 2 MW	V117 3.3 MW	3.2M114 3.17 MW	G114 2.5MW
P90				
P50				

Tableau 37: Productions long terme minimales, en GWh

7. Impact du bridage chiroptère sur les productibles

Selon ce bridage, toutes les éoliennes seraient arrêtées pendant 3h après le coucher du soleil, entre le 1 août et le 31 octobre, si la vitesse du vent à hauteur de moyeu est inférieure à 6m/s.

7.1 METHODOLOGIE POUR LE BRIDAGE CHIROPTERE

Pour estimer la perte de production due au bridage, il nous faut comparer sur le long terme les productions des éoliennes avec et sans bridage, en tenant compte du mois, de l'heure (par rapport à l'heure du coucher du soleil), et de la vitesse du vent à hauteur de moyeu.

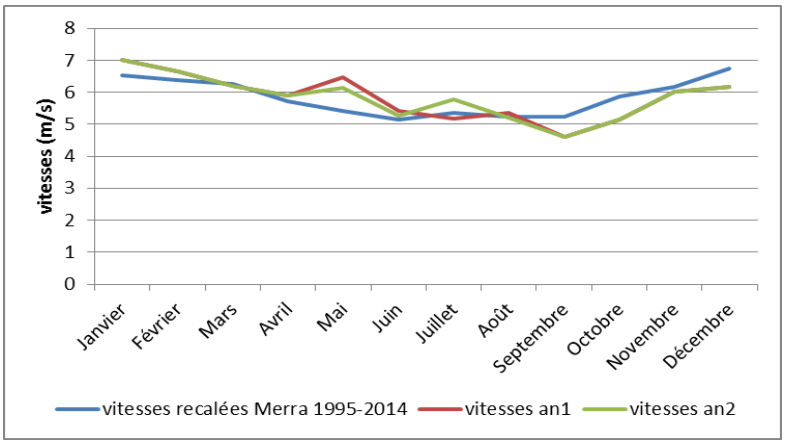
Pour chaque mois d'août à octobre, une heure moyenne (heure du 15 du mois) de lever et coucher de soleil a été retenue, en se basant sur les heures de coucher du soleil de xxx, situé à environ 23 km au nord-est du site; (cf. http://www.leshorairesdusoleil.com/).
On a ainsi :

mois	8	9	10
Heure moyenne de coucher (heure locale)	21h04	20h04	19h04
Heure moyenne de coucher +3h	00h04	23h04	22h04

Tableau 38 : heures mensuelles de lever et coucher du soleil et heures limites de bridage chiroptère

Pour ce bridage chiroptère, il nous faut aussi nous baser sur des données de vent représentatives du long terme, comportant un horodatage (mois, jour, minute).

Nous disposons pour cela des années de mesures de vent retenue (§3.2.3), allant soit du 1ier mai 2014 au 30 avril 2015, soit du 1ier septembre 2014 au 31 août 2015. Les vitesses au niveau 82m de ces 2 années de mesures ont été recadrées sur la vitesse long terme de x.xx m/s.
Il faudrait que ces années de mesures soient à la fois représentatives du long terme pour ce qu'il en est de l'histogramme des vitesses, mais aussi pour ce qu'il en est de la variabilité horaire des mois d'août à octobre, et surtout pour ce qu'il en est de la variabilité mensuelle; pour cette dernière, on peut comparer les vitesses moyennes mensuelles des données recalées (linéairement) sur les Merra-2, 1995-2014, et les vitesses moyennes mensuelles mesurées sur ces 2 années de mesures; on obtient :



graphique 10 : vitesses moyennes mensuelles recalées et mesurées au site-type, 82m

Les écarts entre vitesses mensuelles sont relativement importants en mai, septembre et octobre, et nous devrions ainsi sur-estimer la perte de production due au bridage en se basant sur une année recadrée globalement sur le long terme, la fréquence des vents inférieurs à 6m/s à hauteur de moyeu y étant plus élevée que la normale en septembre et octobre.

Une alternative consiste à **recadrer mois par mois une année de mesures sur les vitesses moyennes mensuelles long terme**, ce qui a été fait avec l'année de mesures allant du 1ier mai 2014 au 30 avril 2015; on obtient ainsi une année de mesures avec horodatage, dont la variabilité mensuelle est égale à la variabilité long terme.

Pour ce qu'il en est de l'histogramme des vitesses, considérons les 2 années recadrées sur la vitesse long terme estimée au §4.4.3, et notre année recadrée mensuellement sur le long terme ; on obtient alors les histogrammes suivants, que l'on peut comparer aux données long terme calculées au §4.5.1:

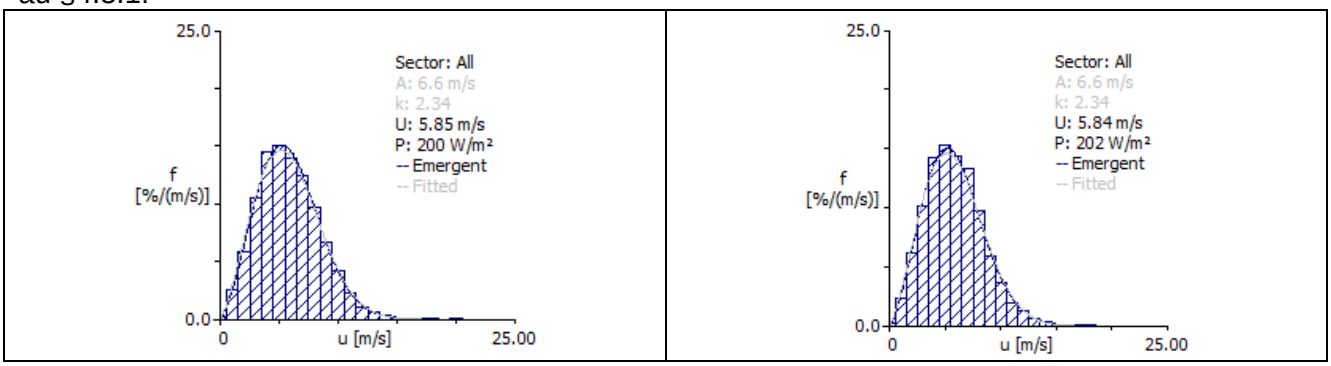


Figure 11 : comparaison des histogrammes de vitesses, année 1 de mesures recadrée et long terme, 82 m

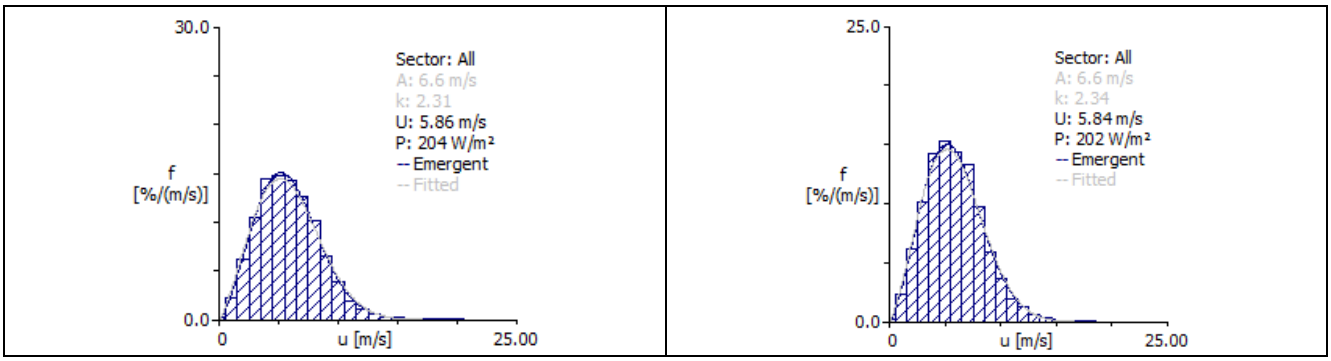


Figure 12 : comparaison des histogrammes de vitesses, année 2 de mesures recadrée et long terme, 82 m

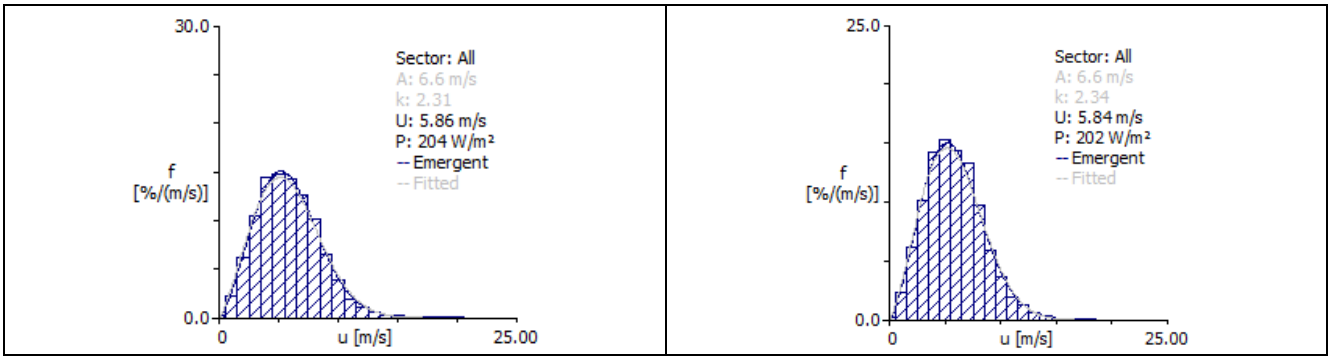


Figure 13 : comparaison des histogrammes de vitesses, année de mesures recadrée mensuellement et long terme, 82 m

Au niveau des paramètres de Weibull, ce sont ceux de l'année 1 qui sont les plus proches des paramètres long terme; rappelons toutefois que ces paramètres sont calculés par WAsP sur les bins de vitesses les plus énergétiques, ce qui, là, n'est pas très pertinent ; les différents histogrammes semblent autrement relativement proches de l'histogramme long terme.
En définitive, il nous parait important de se baser sur une année dont la variabilité mensuelle est proche du long terme, et nous choisissons donc l'année de mesures recadrée mensuellement pour estimer la perte de production due au bridage.

Nous suivons ensuite la méthodologie suivante :

- Modification de l'horodatage, en heure d'été et heure d'hiver (changements les 26/10/2014 et 29/03/2015).

- Pour chaque éolienne, extrapolation des vitesses du mât en vitesses de l'éolienne à hauteur de moyeu, en se basant sur le profil mesuré pour l'extrapolation verticale à hauteur de moyeu, puis sur WAsP pour l'extrapolation spatiale ; (cf. tableaux 24 à 27, les vitesses long terme selon WAsP sur le mât étant issues des tableaux 28 à 31).

- Pour chaque éolienne, mise en application du bridage (arrêt des éoliennes) si les conditions sont réunies (les conditions portant donc sur le mois, l'heure, et la vitesse de vent à hauteur de moyeu, cela pour toutes les éoliennes) ; un programme VBA sous excel est utilisé.

- Estimation de la perte globale en comparant pour chaque éolienne les productions bridées et non bridées, et en prenant en compte les pertes de sillages moyennes dans ce comparatif.

7.2 ESTIMATIONS DES PERTES POUR LA V110

On obtient, en MWh/an, les productions suivantes, avec et sans bridage, chaque éolienne étant considérée isolément :

éolienne	E1	E2	E3	E4	E5	E6
Prod Mode0 (MWh)						
Prod bridées (MWh)						
Rapport bridé/Mode0	99.5%	99.5%	99.5%	99.5%	99.5%	99.5%

Tableau 39: Estimations des productions annuelles, avec et sans bridage chiroptère, V110

A partir du tableau 24, et en supposant que les estimations de pertes dues aux sillages sont peu modifiées par le bridage, on obtient les productions brutes, sillages compris, avec et sans bridage, suivantes :

Eolienne	Position x	Position y	Vitesse du vent (m/s)	Production brute (GWh)	Production effets de sillage pris en compte (GWh)	Rapport bridé/ mode0 (%)	Productions bridées effets de sillage pris en compte (GWh)
E1							
E2							
E3							
E4							
E5							
E6							
Centrale							

Tableau 40: estimation de la perte globale de production due au bridage chiroptère, V110

On arrive finalement à un rapport global (production avec bridage/production Mode0) de xx.xxx/xx.xxx, soit 99.47%.

7.3 ESTIMATIONS DES PERTES POUR LA V117

On obtient, en MWh/an, les productions suivantes, avec et sans bridage, chaque éolienne étant considérée isolément :

éolienne	E1	E2	E3	E4	E5	E6
Prod Mode0 (MWh)						
Prod bridées (MWh)						
Rapport bridé/Mode0	99.5%	99.5%	99.5%	99.5%	99.5%	99.5%

Tableau 41: Estimations des productions annuelles, avec et sans bridage chiroptère, V117

A partir du tableau 25, et en supposant que les estimations de pertes dues aux sillages sont peu modifiées par le bridage, on obtient les productions brutes, sillages compris, avec et sans bridage, suivantes :

Eolienne	Position x	Position y	Vitesse du vent (m/s)	Production brute (GWh)	Production effets de sillage pris en compte (GWh)	Rapport bridé/ mode0 (%)	Productions bridées effets de sillage pris en compte (GWh)
E1							
E2							
E3							
E4							
E5							
E6							
Centrale							

Tableau 42: estimation de la perte globale de production due au bridage chiroptère, V117

On arrive finalement à un rapport global (production avec bridage/production Mode0) de xx.xxx/xx.xxx, soit 99.54%.

7.4 ESTIMATIONS DES PERTES POUR LA 3.2M114

On obtient, en MWh/an, les productions suivantes, avec et sans bridage, chaque éolienne étant considérée isolément :

éolienne	E1	E2	E3	E4	E5	E6
Prod Mode0 (MWh)						
Prod bridées (MWh)						
Rapport bridé/Mode0	99.5%	99.5%	99.5%	99.5%	99.5%	99.5%

Tableau 43: Estimations des productions annuelles, avec et sans bridage chiroptère, 3.2M114

A partir du tableau 26, et en supposant que les estimations de pertes dues aux sillages sont peu modifiées par le bridage, on obtient les productions brutes, sillages compris, avec et sans bridage, suivantes :

Eolienne	Position x	Position y	Vitesse du vent (m/s)	Production brute (GWh)	Production effets de sillage pris en compte (GWh)	Rapport bridé/ mode0 (%)	Productions bridées effets de sillage pris en compte (GWh)
E1							
E2							
E3							
E4							
E5							
E6							
Centrale							

Tableau 44: estimation de la perte globale de production due au bridage chiroptère, 3.2M114

On arrive finalement à un rapport global (production avec bridage/production Mode0) de xx.xxx/xx.xxx, soit 99.54%.

7.5 ESTIMATIONS DES PERTES POUR LA G114

On obtient, en MWh/an, les productions suivantes, avec et sans bridage, chaque éolienne étant considérée isolément :

éolienne	E1	E2	E3	E4	E5	E6
Prod Mode0 (MWh)						
Prod bridées (MWh)						
Rapport bridé/Mode0	99.5%	99.5%	99.5%	99.5%	99.5%	99.5%

Tableau 45: Estimations des productions annuelles, avec et sans bridage chiroptère, G114

A partir du tableau 27, et en supposant que les estimations de pertes dues aux sillages sont peu modifiées par le bridage, on obtient les productions brutes, sillages compris, avec et sans bridage, suivantes :

Eolienne	Position x	Position y	Vitesse du vent (m/s)	Production brute (GWh)	Production effets de sillage pris en compte (GWh)	Rapport bridé/ mode0 (%)	Productions bridées effets de sillage pris en compte (GWh)
E1							
E2							
E3							
E4							
E5							
E6							
Centrale							

Tableau 46: estimation de la perte globale de production due au bridage chiroptère, G114

On arrive finalement à un rapport global (production avec bridage/production Mode0) de xx.xxx/xx.xxx, soit 99.51%.

7.6 RETOUR VERS LES P50 ET P90

Les productibles nets avec bridage (chiroptère) sont calculés à partir des coefficients de réduction de production estimés ci-dessus ; les incertitudes relatives sur les productions sont issues des incertitudes relatives du tableau 36, en y ajoutant une incertitude estimée à ¼ de la perte associée au bridage; on arrive aux résultats ci-dessous :

éolienne	**V110 2 MW**	**V117 3.3 MW**	**3.2M114 3.17 MW**	**G114 2.5MW**
P50 (GWh)				
Nbre heures equival (h)				
Coef de réduction/ bridage				
P50 avec bridage				
Nbre heures equival				
% incertitude				
P90 avec bridage				
Nbre heures equival				

Tableau 47: P50 & P90, avec bridages

8. Références

[1] : « European Wind Atlas », I. Troen & E.L.Petersen, Risoe, Denmark, 1989.

[2] : « Wind speed measurement and use of cup anemometry », IEA, 1999.

[3] : « Wind turbines-Part 12-1 : Power performance measurements of electricity producing wind turbines », IEC 61400-12-1, 2005-12.

[4]: MEASNET: Power Performance Measurement Procedure, 3rd Ed., November 2000

[5]: Long-term correction of wind measurements. State-of-the-art, guidelines and future work", Liléo, Berge, Undheim, Klinkert & Bredesen, EWEA 2013.

[6]: "Long-term wind speed trends in northwestern Europe", Peter Thomas, Simon Cox, Andrew Tindal, GLGH.

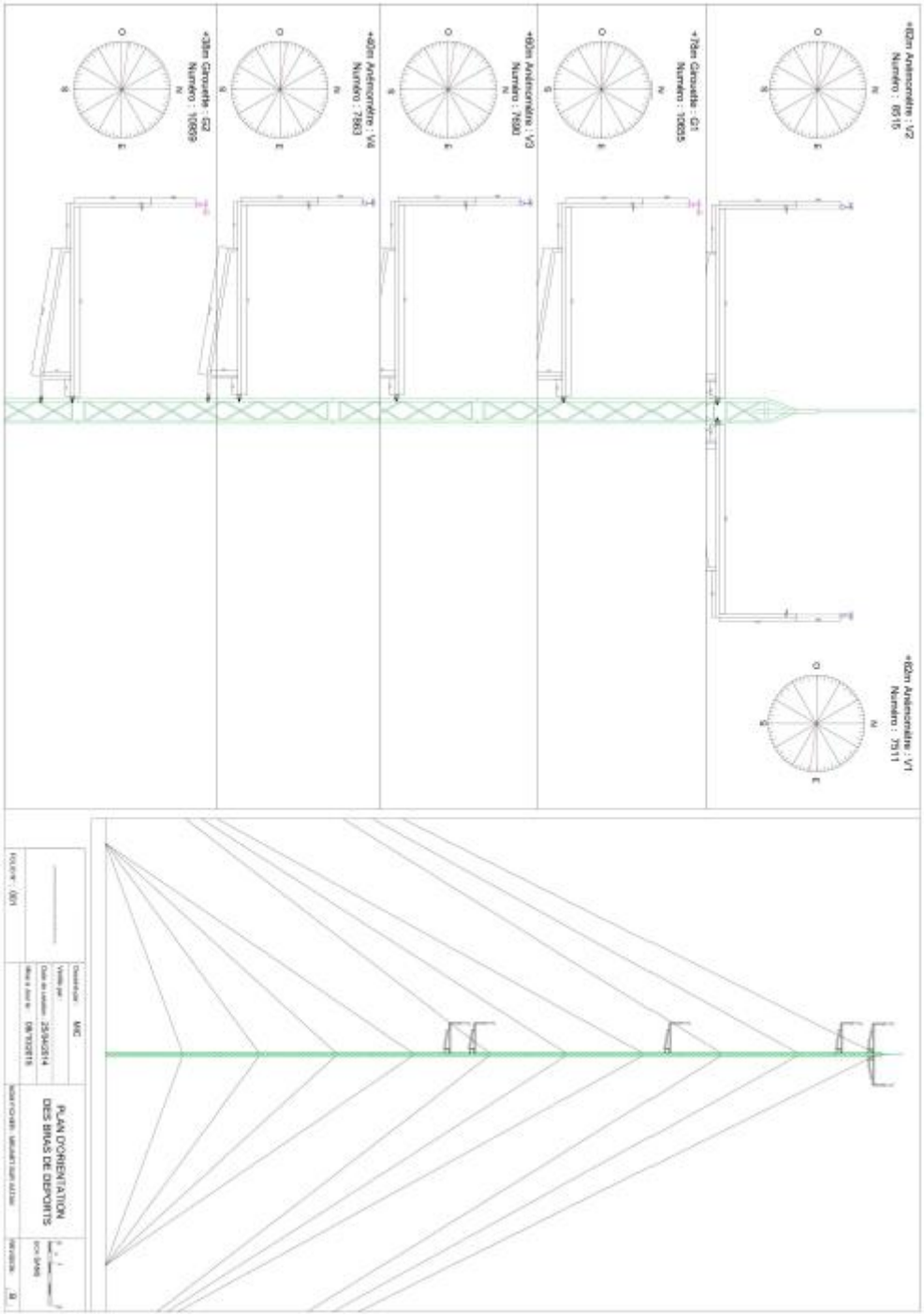
[7]: cf. "http://dss.ucar.edu/" , CISL research data archive, ds090.0.

[8] : « A review of MCP techniques », M. Anderson, "RES Ltd", 2004.

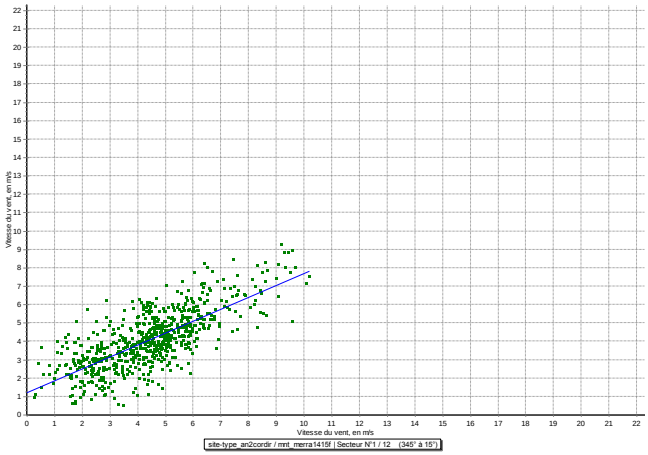
[9] : « Wind turbines-Part 1 : Design requirements », IEC 61400-1, 2005-08.

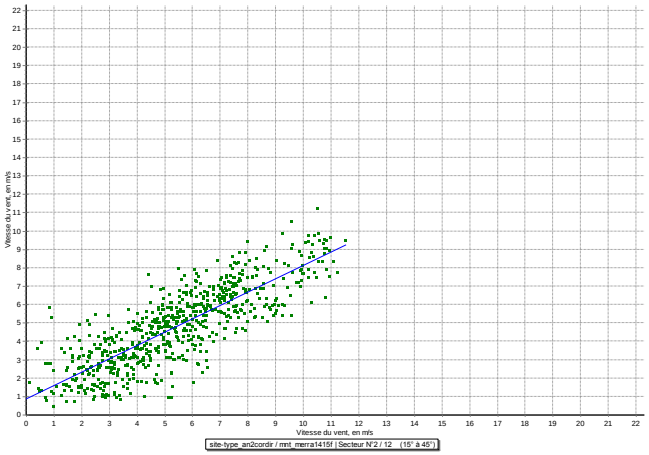
9. Annexes

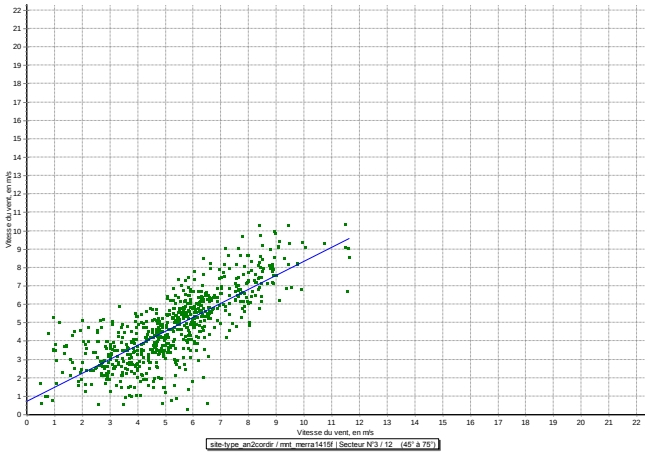
9.1 PLAN DU MAT DE MESURES

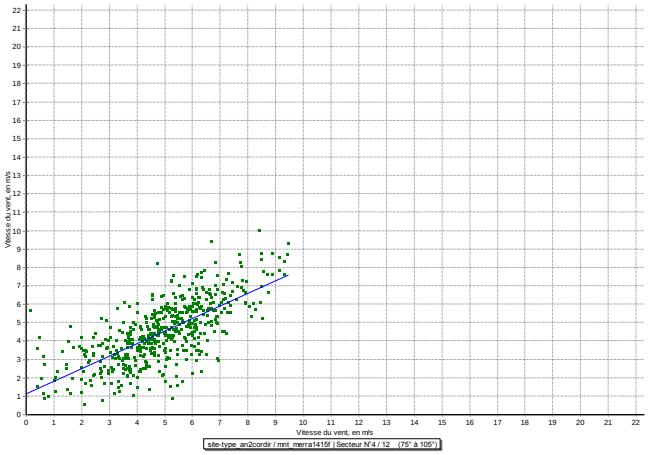


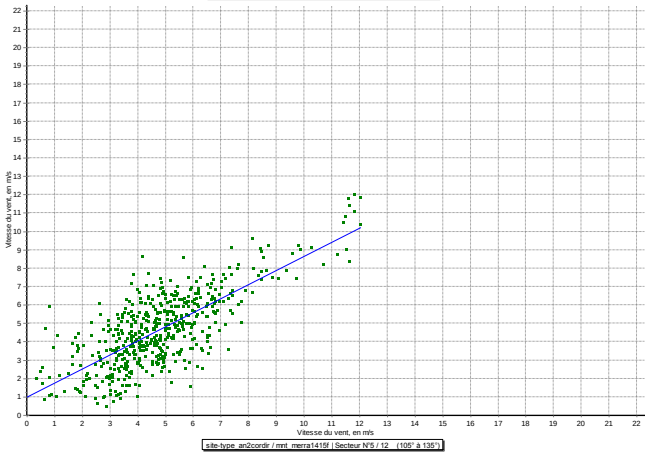
9.2 METHODE MCP : REGRESSIONS PAR SECTEURS, DONNEES MERRA-2

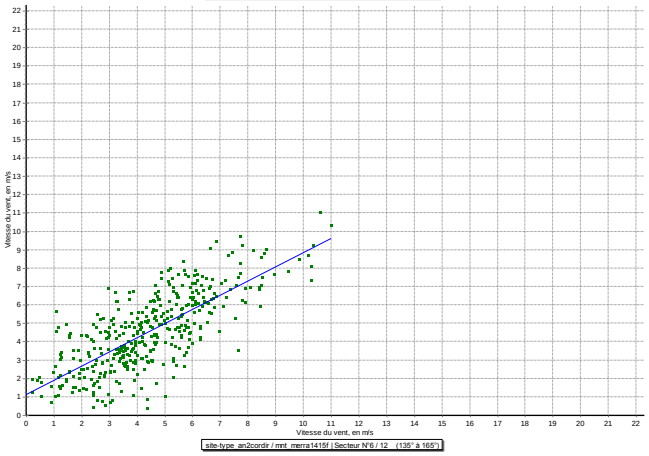


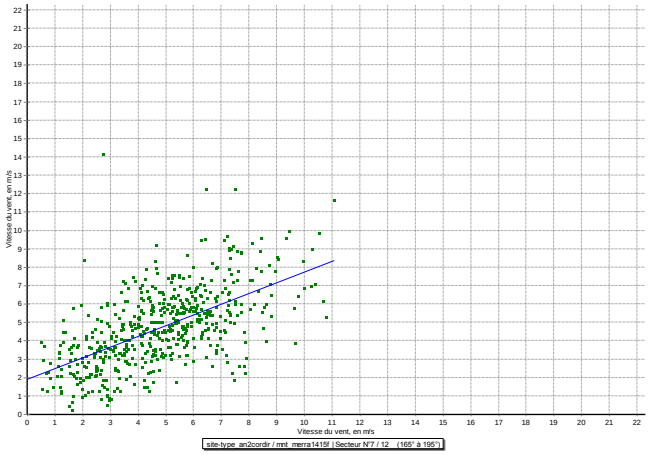


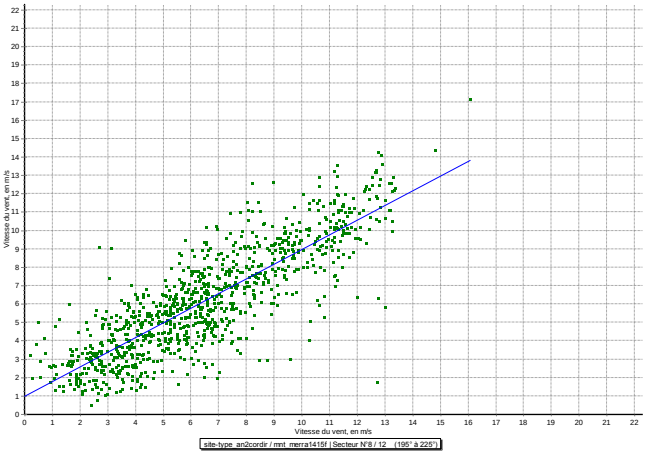


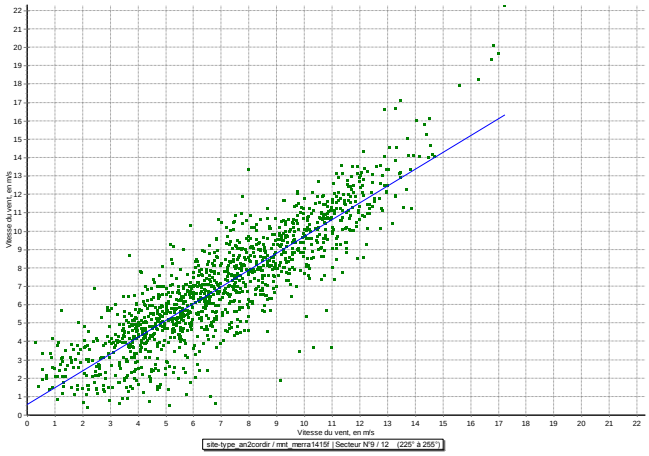


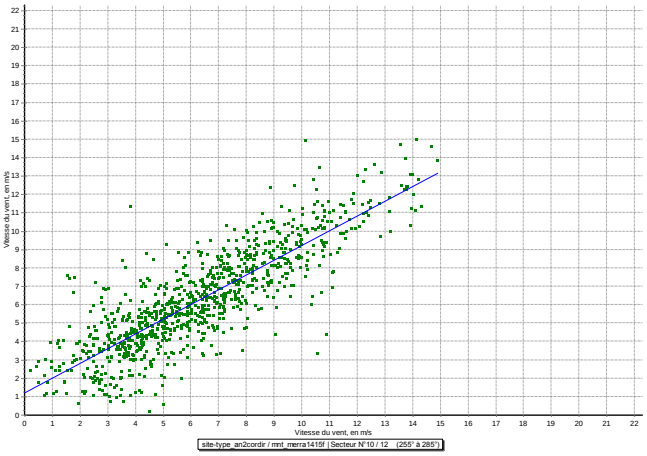


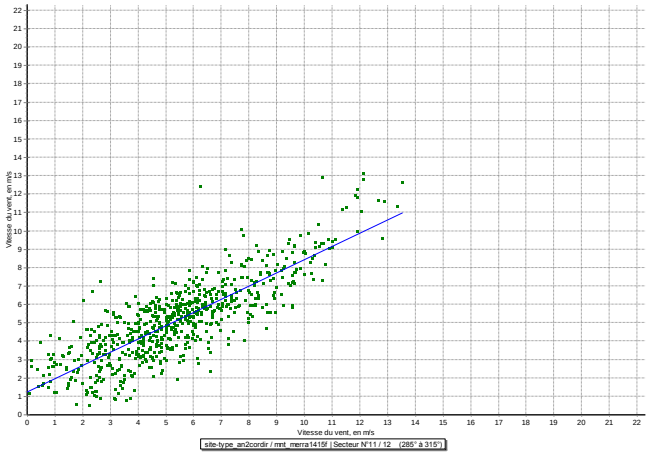


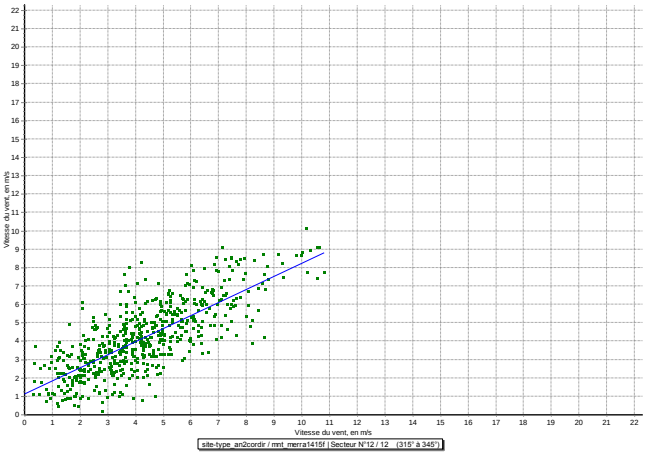

Vitesse du vent, en m/s
Vitesse du vent, en m/s
site-type_an2cordir / mnt_merra1415f | Secteur N°7 / 12 (165° à 195°)


Vitesse du vent, en m/s
Vitesse du vent, en m/s
site-type_an2cordir / mnt_merra1415f | Secteur N°8 / 12 (195° à 225°)


Vitesse du vent, en m/s
Vitesse du vent, en m/s
site-type_an2cordir / mnt_merra1415f | Secteur N°9 / 12 (225° à 255°)


Vitesse du vent, en m/s
Vitesse du vent, en m/s
site-type_an2cordir / mnt_merra1415f | Secteur N°10 / 12 (255° à 285°)


Vitesse du vent, en m/s
Vitesse du vent, en m/s
site-type_an2cordir / mnt_merra1415f | Secteur N°11 / 12 (285° à 315°)


Vitesse du vent, en m/s
Vitesse du vent, en m/s
site-type_an2cordir / mnt_merra1415f | Secteur N°12 / 12 (315° à 345°)

9.3 TYPE DES STATIONS METEO-FRANCE ET CLASSE DU VENT

9.3.1 Classe du vent

* Qualité du site: Vent	
Classe	**Commentaires**
1	obstacles h > 2m doivent être situés à plus de 10 fois leur hauteur
2	obstacles h > 3m doivent être situés à plus de 10 fois leur hauteur
3	obstacles h > 4m doivent être situés à plus de 5 fois leur hauteur
4	obstacles h > 6m doivent être situés à plus de 2.5 fois leur hauteur
5	obstacles de hauteur > 8m dans un rayon de 25m

9.3.2 Type de station et disponibilité des données

Les stations météo sont classées selon 6 grands types, numérotés de 0 à 5 :

Type de station	Définition / Disponibilité des données
0	station professionnelle avec observation humaine, sur place, de temps sensible • *Données horaires disponibles à partir de H+1.* • *Données quotidiennes disponibles à partir du lendemain à 8 h.*
1	station avec observation humaine, non professionnelle ou à distance, de temps sensible • *Données horaires disponibles à partir de H+1.* • *Données quotidiennes disponibles à partir du lendemain à 8 h.*
2	station automatique temps réel = transmission quotidienne des données • *Données horaires & quotidiennes disponibles à partir du lendemain à 8 h.*
3	station automatique temps différé = transmission et exploitation différées • *Données horaires & quotidiennes disponibles au plus tôt 45 jours après la fin du mois en cours.*
4	station manuelle • *aucune donnée horaire n'est disponible* • *Données quotidiennes disponibles au plus tôt 45 jours après la fin du mois en cours.*
5	station automatique ou poste à interrogation occasionnelle • *La disponibilité des données est variable.*

Une station de **type 0 ou 1** est une station qui effectue des observations quotidiennes et régulières par du personnel formé à cet effet (**type 0**) et sur place, ou par du personnel non "spécialisé" (**type 1**).

Les stations de type 0 et 1 par opposition aux autres types de stations effectuent des observations humaines avec temps sensible.

Une station automatique de **type 2 ou 3 ou 5** effectue des mesures issues de capteurs et non des observations du temps comme le temps présent, les nuages... Elle n'effectue pas de mesures de temps sensible. Elle peut être équipée de systèmes permettant l'obtention des données en temps réel ou de systèmes d'enregistrement de type cassette .

- une station de **type 2** est interrogée quotidiennement

- une station de **type 3** est une station automatique qui fait l'objet d'une exploitation en différé. Les stations non interrogeables en temps réel, à enregistrement sur cassette par exemple rentrent dans cette catégorie.

- une station de **type 5** est une station automatique dont l'interrogation est occasionnelle.

Une station manuelle de **type 4** fournit des mesures issues des relevés manuels. Ces relevés ont lieu en général une fois par jour, vers 06 UTC. (*exemple:* *poste climatologique thermo-pluvio*).

9.4 COURBES DE PUISSANCE UTILISEES

9.4.1 Eolienne V110 2 MW

La courbe de puissances ci-dessous est obtenue à partir de la courbe de puissances fournie par Vestas pour une masse volumique de 1.200 kg/m^3 (document no: " 0051-0208 V00 " du 2015-04-13) :

ρ =1.200 kg/m^3		ρ =1.209 kg/m^3	
Bins de vitesses centrés (m/s)	V110 2MW Puissance (kW)	Bins de vitesses centrés (m/s)	V110 2MW Puissance (kW)
3	34	3	34.7
3.5	86	3.5	87.0
4	151	4	152.4
4.5	229	4.5	230.9
5	322	5	324.6
5.5	433	5.5	436.1
6	554	6	558.2
6.5	718	6.5	723.9
7	909	7	916.0
7.5	1121	7.5	1129.4
8	1354	8	1363.5
8.5	1591	8.5	1600.8
9	1802	9	1809.8
9.5	1931	9.5	1934.9
10	1981	10	1982.2
10.5	1994	10.5	1994.3
11	1999	11	1999.1
11.5	2000	11.5	2000.0
12	2000	12	2000.0
12.5	2000	12.5	2000.0
13	2000	13	2000.0
13.5	2000	13.5	2000.0
14	2000	14	2000.0
14.5	2000	14.5	2000.0
15	2000	15	2000.0
15.5	2000	15.5	2000.0
16	2000	16	2000.0
16.5	2000	16.5	2000.0
17	2000	17	2000.0
17.5	2000	17.5	2000.0
18	2000	18	2000.0
18.5	2000	18.5	2000.0
19	2000	19	2000.0
19.5	2000	19.5	2000.0
20	2000	20	2000.0

9.4.2 Eolienne V117 3.3 MW

La courbe de puissances ci-dessous est obtenue à partir de la courbe de puissances fournie par Vestas pour une masse volumique de 1.200 kg/m^3 (document n°: 0035-1209 V10 du 2015-07-10).

ρ =1.200 kg/m^3		ρ =1.209 kg/m^3	
Bins de vitesses centrés (m/s)	V117 3.3MW Puissance (kW)	Bins de vitesses centrés (m/s)	V117 3.3MW Puissance (kW)
3	23	3	23.8
3.5	77	3.5	78.0
4	143	4	144.4
4.5	222	4.5	224.0
5	320	5	322.7
5.5	439	5.5	442.6
6	584	6	588.7
6.5	755	6.5	761.1
7	957	7	964.6
7.5	1188	7.5	1197.2
8	1451	8	1462.2
8.5	1746	8.5	1759.2
9	2070	9	2085.1
9.5	2414	9.5	2430.6
10	2754	10	2769.6
10.5	3025	10.5	3036.4
11	3192	11	3198.3
11.5	3271	11.5	3273.5
12	3295	12	3295.5
12.5	3299	12.5	3299.1
13	3300	13	3300.0
13.5	3300	13.5	3300.0
14	3300	14	3300.0
14.5	3300	14.5	3300.0
15	3300	15	3300.0
15.5	3300	15.5	3300.0
16	3300	16	3300.0
16.5	3300	16.5	3300.0
17	3300	17	3300.0
17.5	3300	17.5	3300.0
18	3300	18	3300.0
18.5	3300	18.5	3300.0
19	3300	19	3300.0
19.5	3300	19.5	3300.0
20	3300	20	3300.0
20.5	3300	20.5	3300.0
21	3300	21	3300.0
21.5	3300	21.5	3300.0
22	3300	22	3300.0
22.5	3300	22.5	3300.0
23	3300	23	3300.0
23.5	3300	23.5	3300.0
24	3300	24	3300.0
24.5	3300	24.5	3300.0
25	3300	25	3300.0
25.5	-	25.5	-

9.4.3 Eolienne M114 3.2 MW

La courbe de puissances ci-dessous est obtenue à partir de la courbe de puissances garantie fournie par Senvion pour une masse volumique de 1.225 kg/m^3 (document SD-3 2-WT PC-00-B-C-EN daté 2013-07-10) :

ρ =1.225 kg/m^3		ρ =1.209 kg/m^3	
Bins de vitesses centrés (m/s)	M114 3.17MW Puissance (kW)	Bins de vitesses centrés (m/s)	M114 3.17MW Puissance (kW)
1	0	1	0.0
2	0	2	0.0
3	18	3	17.1
4	144	4	141.3
5	319	5	314.3
6	590	6	581.5
7	969	7	955.6
8	1460	8	1441.4
9	2017	9	1994.5
10	2576	10	2552.9
11	3009	11	2994.1
12	3170	12	3167.2
13	3170	13	3170.0
14	3170	14	3170.0
15	3170	15	3170.0
16	3170	16	3170.0
17	3170	17	3170.0
18	3170	18	3170.0
19	3170	19	3170.0
20	3170	20	3170.0
21	3170	21	3170.0
22	3170	22	3170.0

9.4.4 Eoliennes G114 2.5 MW

La courbe de puissances ci-dessous est obtenue à partir de la courbe de puissances fournie par Gamesa pour une masse volumique de 1.21 kg/m^3 (document : GD181659-en du 2014-11-25).

ρ =1.21 kg/m^3		ρ =1.209 kg/m^3	
Bins de vitesses centrés (m/s)	G114 2.5 MW Puissance (kW)	Bins de vitesses centrés (m/s)	G114 2.5 MW Puissance (kW)
1	0	1	0
2	0	2	0
3	35	3	34.9
4	132	4	131.9
5	316	5	315.7
6	593	6	592.5
7	977	7	976.1
8	1471	8	1469.8
9	1983	9	1981.9
10	2322	10	2321.4
11	2456	11	2455.8
12	2491	12	2491.0
13	2498	13	2498.0
14	2500	14	2500.0
15	2500	15	2500.0
16	2500	16	2500.0
17	2500	17	2500.0
18	2500	18	2500.0
19	2500	19	2500.0
20	2500	20	2500.0
21	2500	21	2500.0
22	2300	22	2300.0
23	2100	23	2100.0
24	1900	24	1900.0
25	1700	25	1700.0