

ANNEXE J

ETUDE DE VENT DU BUREAU D'ÉTUDE 3E



PARC EOLIEN A HERON

ESTIMATION DE PRODUCTION - DEMANDE DE PERMIS

PARC EOLIEN A HERON

ESTIMATION DE PRODUCTION - DEMANDE DE PERMIS

Client : EDF-Luminus
Personne de contact : Chrystelle Debève
Adresse : Rue Joffre, 12
4000 Liège
3E Référence : PR107046
Personne de contact 3E : Sophie Jacques
Date : 17/12/2013
Version : Version finale
Classification : Usage publique limité à la demande de permis

Conformément aux Conditions Générales de 3E, le Client reçoit le droit non-exclusif et non-transférable d'utiliser les résultats transmis par 3E à usage interne exclusivement. A moins d'un autre accord explicite, 3E ne peut être tenu responsable des conséquences de l'utilisation par le Client des résultats, rapports, recommandations ou autres données fournies par 3E dans le cadre d'un quelconque projet ou commande exécutée par 3E.

info@3E.eu
www.3E.eu

3E sa
Rue du Canal 61
B-1000 Bruxelles

T +32 2 217 58 68
F +32 2 219 79 69

Fortis Banque 230-0028290-83
IBAN: BE14 2300 0282 9083
SWIFT/BIC: GEBABEBB

RPR Bruxelles
TVA BE 0465 755 594

LISTE DE DISTRIBUTION

A

Nom : Chrystelle Debève
Organisation & Département : EDF-Luminus
Adresse : Rue Joffre, 12 4000 Liège
Nombre de copies imprimées : 0
Copie électronique : Oui



RESUME

Ce rapport, commandé par EDF-Luminus, présente les résultats des estimations de la vitesse du vent sur site et de la production d'énergie du projet éolien à Héron, situé à 11 km au nord-ouest de Huy, dans la province de Liège en Région Wallonne.

Cette estimation du productible pour ce projet éolien sera utilisée dans le cadre de la demande de permis et prend en considération les modèles d'éoliennes étudiés dans l'étude d'incidence environnementale.

Du fait de l'absence de mesures sur site pour ce projet, la présente étude se base sur des statistiques de vent régionales pré-calculées. Pour cette étude, les statistiques calculées à partir des données de ré-analyse MERRA et validées pour la Belgique ont été utilisées.

Le modèle de terrain du site a été réalisé et le modèle de simulation des écoulements du vent WASP a été utilisé afin d'interpoler les statistiques de vents sélectionnées et définir les caractéristiques du vent aux emplacements et hauteurs d'axe de chaque éolienne. La vitesse moyenne du vent attendue au centre du parc à 100 mètres de hauteur est de 6.12 m/s.

Les courbes de puissance des modèles d'éoliennes ont été adaptées à la densité de l'air sur site et la production brute a été calculée. L'estimation des pertes de sillages et autres pertes de production permet de déterminer la production nette annuelle.

Le projet de Héron est soumis à des restrictions sonores. Le Client nous a fourni les conditions de bridage acoustique à appliquer au parc selon 3 scénarios. Les conditions de bridage ainsi que l'évaluation de l'impact du bridage acoustique sur la production du parc éolien sont détaillées dans la section 6.

Les principaux résultats des calculs de production sont fournis aux tableaux suivants.

Tableau 1: Synthèse des productions attendues, sans bridage acoustique

Configuration	[-]	MM100	MM92	E82	3.2M114
Vit. moy. du vent	[m/s]	6 - 6.2	6 - 6.2	6.2 - 6.4	5.9 - 6.1
Production brute	[MWh/an]	46,257	42,560	40,753	61,688
Pertes de sillage	[%]	7.6	7.3	6.6	9.7
Pertes de production (incl. pertes de sillage)	[%]	13.0	12.7	12.1	15.0
Production nette (AEP)	[MWh/an]	40,236	37,152	35,841	52,458
Nb heures éq. pleine charge	[h/an]	2,515	2,265	1,948	2,069
Facteur de capacité net	[%]	28.7	25.8	22.2	23.6



Tableau 2: Synthèse des productions attendues, prenant en compte le bridage acoustique respectant la valeur limite de 40dB

Configuration	[-]	MM100	MM92	E82	3.2M114
Vit. moy. du vent	[m/s]	6 - 6.2	6 - 6.2	6.2 - 6.4	5.9 - 6.1
Production brute	[MWh/an]	46,208	42,533	40,620	61,443
Pertes de sillage	[%]	7.5	7.2	6.3	9.3
Pertes de production (incl. pertes de sillage)	[%]	14.1	13.4	14.8	16.7
Production nette (AEP)	[MWh/an]	39,704	36,821	34,604	51,211
Nb heures éq. pleine charge	[h/an]	2,481	2,245	1,881	2,019
Facteur de capacité net	[%]	28.3	25.6	21.5	23.0

Tableau 3: Synthèse des productions attendues, prenant en compte le bridage acoustique respectant la valeur limite de 41dB

Configuration	[-]	MM100	MM92	E82	3.2M114
Vit. moy. du vent	[m/s]	6 - 6.2	6 - 6.2	6.2 - 6.4	5.9 - 6.1
Production brute	[MWh/an]	46,237	42,557	40,678	61,558
Pertes de sillage	[%]	7.6	7.3	6.4	9.5
Pertes de production (incl. pertes de sillage)	[%]	13.3	12.8	13.8	15.9
Production nette (AEP)	[MWh/an]	40,077	37,091	35,068	51,743
Nb heures éq. pleine charge	[h/an]	2,505	2,262	1,906	2,040
Facteur de capacité net	[%]	28.6	25.8	21.7	23.3

Tableau 4: Synthèse des productions attendues, prenant en compte le bridage acoustique respectant la valeur limite de 42dB

Configuration	[-]	MM100	MM92	E82	3.2M114
Vit. moy. du vent	[m/s]	6 - 6.2	6 - 6.2	6.2 - 6.4	5.9 - 6.1
Production brute	[MWh/an]	46,257	42,560	40,753	61,661
Pertes de sillage	[%]	7.6	7.3	6.6	9.6
Pertes de production (incl. pertes de sillage)	[%]	13.0	12.7	12.1	15.2
Production nette (AEP)	[MWh/an]	40,236	37,152	35,841	52,310
Nb heures éq. pleine charge	[h/an]	2,515	2,265	1,948	2,063
Facteur de capacité net	[%]	28.7	25.8	22.2	23.5

Cette étude de vents a pour objectif d'être jointe dans le dossier de demande de permis. Les estimations de la production d'énergie calculées dans cette étude correspondent, dans un calcul des incertitudes, au productible net dépassé avec une probabilité de 50%, par définition



TABLE DES MATIERES

Liste de distribution	3
Résumé	4
Table des matières	7
1 Introduction	9
2 Description du site et du projet	10
3 Methodologie	12
4 Données météorologique	13
4.1 L'absence de mesures sur site	13
4.2 Données météorologiques utilisées	14
5 Modélisation de l'écoulement du vent	16
5.1 Modèle de terrain	16
5.2 Ecoulement de vent	17
5.3 Régime de vent sur site	18
6 Calcul du productible	19
6.1 Production annuelle brute	19
6.2 pertes de production	19
6.3 Production annuelle nette	23
6.4 Remarques relatives à la configuration du parc	26
7 Conclusions et recommandations	27
8 References	30
ANNEXE A Description et illustrations du site	31
ANNEXE B Coordonnées des éolienne(s)	32
ANNEXE C Le modèle WASP	33
ANNEXE D Profil vertical des vitesses de vent au centrE du parc	34

ANNEXE E	Courbes de puissance	35
ANNEXE F	Résultats détaillés de la production	36



1 INTRODUCTION

EDF-Luminus (le « Client ») développe un projet éolien à Héron, situé à 11 km au nord-ouest de Huy, dans la province de Liège en Région wallonne (le « Projet »). Le Client a sollicité 3E afin d'évaluer le productible du parc éolien en projet.

Pour présent projet, 4 configurations de parc sont envisagées, pour une capacité totale installée allant de 16 MW à 25.4 MW en fonction du modèle d'éolienne envisagé. Les configurations de parc à étudier (coordonnées, modèles et hauteurs de moyeu des éoliennes) ainsi que les courbes de puissance et de poussée des modèles d'éoliennes retenus ont été fournis par le Client.

Ce rapport détaille dans un premier temps le site et le projet éolien. Cette partie est suivie par la description de la méthodologie (Section 3), de l'analyse du régime de vent sur site et de la modélisation de l'écoulement du vent (Sections 4 et 5). Ensuite, la production annuelle a été calculée et restituée pour chacune des configurations de parc (Section 6).

2 DESCRIPTION DU SITE ET DU PROJET

Cette section présente le projet de parc éolien, sa localisation, son environnement ainsi que les différentes configurations à étudier.

Description du site

Le projet éolien à Héron est situé à 11 km au nord-ouest de Huy, dans la province de Liège en Région wallonne en Belgique, tel qu'illustré en Figure 1. Le parc éolien en projet est composé de 8 éoliennes, pour une capacité totale installée allant de 16 MW à 25.4 MW en fonction du modèle d'éolienne envisagé.

Configurations du parc éolien

Dans ce rapport, une configuration fait référence à la combinaison d'un layout de parc éolien et d'un modèle d'éolienne. Les configurations à étudier ont été fournies par le client et sont détaillés dans le Tableau 5. Les configurations du parc éolien sont illustrées à la Figure 2 et les coordonnées des turbines sont reprises en annexe B.

Tableau 5: Configuration(s) du parc éolien

Configuration		1	2	3	4
Constructeur	[-]	Repower	Repower	Enercon	Repower
Type	[-]	MM100	MM92	E82	3.2M114
Nombre d'éoliennes	[-]	8	8	8	8
Puissance nominale	[MW]	2	2.05	2.3	3.17
Capacité totale installée	[MW]	16.0	16.4	18.4	25.4
Diamètre du rotor	[m]	100	92.5	82	114
Hauteur d'axe	[m]	100	100	108.3	93





Figure 1 : Carte de localisation du site



Figure 2 : Photo aérienne du site et localisation des éoliennes

3 METHODOLOGIE

La méthodologie utilisée pour obtenir les résultats de cette étude est synthétisée sous cette section.

Etant donné qu'aucune mesure de vent n'a été effectuée sur le site étudié, 3E a analysé différents jeux de données de vent pour cette étude : l'Atlas Européen des vents, ainsi que des statistiques de vents basées sur des données de réanalyse MERRA. Pour cette étude, les jeux de données basées sur des données de réanalyse MERRA ont été utilisés comme données météorologiques pour le calcul de production annuelle moyenne. Cette tâche est détaillée sous la Section 4.

Le site a été modélisé (élévation, rugosité et autres obstacles à l'écoulement du vent), et les modèles WindPRO et WAsP ont été utilisés pour déterminer les caractéristiques du vent aux emplacements et hauteurs de moyeu de chaque éolienne. La modélisation du relief est détaillée sous la Section 5.1, et le régime de vent à hauteur de moyeu au niveau d'un emplacement représentatif du site est fourni sous la Section 0.

Les caractéristiques du vent aux emplacements et hauteurs de moyeu de chaque éolienne ont ensuite été combinées aux courbes de puissance des modèles d'éoliennes considérés, afin de calculer la production annuelle brute. Les pertes de sillage et autres pertes ont également été évaluées afin de déterminer la production annuelle nette la plus probable. De plus amples informations sont fournies sous la Section 6.2.

Remarque : 3E améliore de manière continue sa méthodologie et met à jour sa base de données, en fonction de la mise à disposition de nouvelles données et conformément aux pratiques du secteur éolien. Les résultats d'études plus récentes, basées sur ce jeu de données de ré-analyse et l'utilisation de cette nouvelle méthodologie, peut résulter dans des prévisions de production différentes de celles obtenues à l'aide de la méthodologie basée sur l'Atlas Européen des vents. Les études plus récentes devraient être considérées comme plus précises et être favorisées.



4 DONNEES METEOROLOGIQUE

Dans cette section sont présentées les données de vent utilisées pour le calcul de la production d'énergie annuelle.

4.1 L'ABSENCE DE MESURES SUR SITE

Evaluation du gisement éolien en Belgique

En Belgique, des projets éoliens ont été développés sans avoir mené une campagne de mesures sur site au préalable. Dans ce cas, des données génériques (signifiant non spécifiques au site) long-terme sont utilisées pour caractériser le régime de vent sur site.

Pour cette tâche, 3E analyse différents jeux de données et compare ces derniers à des données locales disponibles, résultant en une base de données exploitables pour la Belgique mises à jour régulièrement et conformément à l'état d'avancement technique.

Les principaux jeux de données exploitables sont :

- Atlas Européen des vents, développé par DTU Riso [1]
- Données historiques des stations météorologiques, exploitées par l'IRM
- Jeux de données de réanalyses (ECMWF, NCEP-NCAR, CFSR, MERRA)

Dans le cadre d'un projet européen, relatif à l'exploitation de données satellitaires pour le secteur éolien [5], 3E a récemment mené une analyse à grande échelle des différentes sources de données et a conclu que pour la Belgique, les résultant les plus fiables et cohérents sont obtenus à l'aide de :

- Statistiques météorologiques de l'Atlas Européen des vents
- Jeu de données de réanalyses « Modern Era-Retrospective Analysis » (MERRA), projet de la NASA

Plus d'information sur ces sources de données sont fournies ci-dessous.

Le jeu de données en particulier à utiliser pour chacun des projets va dépendre de la région et de l'emplacement spécifique du projet. Ceci sera analysé pour chaque projet éolien, et se base sur la disponibilité des jeux de données à proximité, la comparaison entre les résultats obtenus à partir de différentes sources de données et des périodes de référence de celles-ci, ainsi que l'expérience de 3E en matière d'estimation du gisement éolien en Belgique.

Atlas Européen des vents

L'atlas européen des vents est constitué de statistiques de vent générées à partir des mesures de 190 stations météorologiques en Europe. Il a été validé sur un grand nombre de sites en Europe.

La sélection des stations météorologiques a été réalisée par Risoe DTU sur base de la qualité des mesures et de leur disponibilité.

Pour chacune de ces stations météorologiques, un modèle numérique du terrain environnant a été préparé (position exacte du mât, élévation et rugosité du terrain, obstacles). Ces données ont ensuite été introduites dans le modèle WAsP, afin de calculer des statistiques de vent régionales.

Jeu de statistiques de vent 3E pour la Belgique basées sur les données de ré-analyse MERRA

Dans le cadre d'un projet européen, relatif à l'exploitation de données satellite dans le secteur des énergies renouvelables [5], 3E a récemment mené une analyse à grande échelle des différentes sources de données disponibles et mis en place une méthodologie permettant de générer des statistiques de vent à partir des données de ré-analyse MERRA qui, utilisées selon la méthodologie WAsP, fournit des résultats fiables pour la Belgique.

Les principales différences de ce jeu de données, comparé à l'Atlas Européen des vents, est l'utilisation de statistiques de vent représentatives de la période 2001-2010, tandis que l'Atlas Européen des vents est basé sur des données mesurées entre 1970 et 1981 et dont les périodes varient selon les statistiques. Egalement, le jeu de statistiques couvre de manière homogène et relativement fine la Belgique, tandis que l'Atlas Européen des vents contient un faible nombre de statistiques distribuées de façon hétérogène.

4.2 DONNEES METEOROLOGIQUES UTILISEES

Pour cette étude, 3E a sélectionné 4 statistiques issues du jeu de statistiques de vent 3E pour la Belgique basé sur les données de ré-analyse MERRA. Leurs principales caractéristiques sont présentées au Tableau 6 et les emplacements pour lesquels ces statistiques sont représentatives sont présentés à la Figure 3.

Tableau 6 : Caractéristiques des statistiques de vent utilisées

Coordonnées des statistiques générées	Distance du site [km]	Période [-]	Hauteur de référence [m agl]	Weibull A [m/s]	Weibull k [-]	Vitesse moyenne du vent [m/s]	Poids [%]
5.3E 50.5N	17	2001-2010	150	7.55	2.1032	6.69	47
4.6E 50.5N	31	2001-2010	150	7.66	2.0862	6.79	25
5.3E 51N	54	2001-2010	150	7.59	2.0711	6.73	15
4.6E 51N	60	2001-2010	150	7.71	2.06	6.83	13



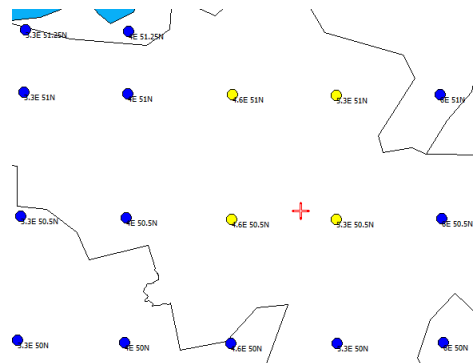


Figure 3 : Localisation des statistiques de référence disponibles et du centre du parc

5 MODELISATION DE L'ÉCOULEMENT DU VENT

Les statistiques de vents générées au niveau de chaque point MERRA par WAsP sont interpolées à l'emplacement et hauteur de chaque éolienne. A cet effet, la méthodologie du modèle WAsP est utilisée, pour laquelle le modèle de terrain doit être décrit (voir ANNEXE C).

5.1 MODELE DE TERRAIN

Les caractéristiques du terrain jouent un rôle important dans l'extrapolation géographique du régime de vents. WAsP utilise les caractéristiques suivantes pour modéliser le site : l'élévation, la rugosité et autres obstacles à l'écoulement du vent non repris dans le modèle comme élément de rugosité. Le modèle de terrain utilisé dans cette étude représente la situation actuelle, censée rester identique pendant toute la durée de vie du projet.

Relief

Le vent a tendance à s'écouler au-dessus et autour des collines et être freiné à certains endroits en fonction de la complexité du terrain déterminé par l'orographie. Selon les recommandations WAsP [15], le relief a été modélisé dans un rayon de 7 km autour des éoliennes. 3E utilise les données SRTM (Shuttle Radar Topography Mission) pour le modèle de relief. Les courbes de niveau du terrain ont été générées et la différence d'altitude entre deux courbes de niveaux est de 5 mètres.

Il convient de noter que les données utilisées pour le modèle de relief correspondent à un modèle numérique d'élévation (MNE) comprenant les forêts et les bâtiments.

La validité de la modélisation WAsP a été contrôlée en calculant la valeur RIX (ruggedness index) de chaque site. WAsP a été conçu pour travailler sur des terrains qui présentent une valeur RIX proche de 0, ce qui correspond à des terrains peu complexes.

Le site du parc éolien de Héron présente une valeur de RIX voisine de 0, confirmant la validité du modèle WAsP.

Rugosité

La longueur de rugosité est un paramètre clé de l'équation qui modélise l'écoulement du vent (wind shear). Tout changement de longueur de rugosité engendrera un changement sur l'écoulement du vent et aura un impact sur les mesures à hauteur d'axe, pouvant varier de manière importante selon les conditions atmosphériques.

Comme la longueur de rugosité est étroitement liée à l'occupation du sol, une base de données d'occupation du sol a été utilisée pour modéliser la rugosité du site. La base de données Corine Land Cover 2006 a été utilisée et la longueur de rugosité spécifique à chaque occupation du sol a été définie selon la méthodologie de 3E [19].

La base de données de l'occupation du sol et les longueurs de rugosité ont été vérifiées en comparant ces informations à une image aérienne.

Cette vérification a été réalisée dans un rayon de 1 kilomètre autour des éoliennes.

L'image aérienne de Google Earth du 04/08/2007 a été utilisée comme source de référence pour cette vérification et a été supposée être une représentation correcte de l'état des lieux du site au moment de la rédaction du présent rapport.



Selon les recommandations WASP [15], la rugosité du site est modélisée dans un rayon de 15 kilomètres.

Obstacles isolés à l'écoulement des vents

La rugosité du site ne prend pas correctement en compte la perturbation au niveau de l'écoulement du vent à proximité de grands obstacles isolés tels qu'une maison isolée, une rangée de maisons ou d'arbres. Ces obstacles devront être modélisés séparément en cas d'impact attendu sur les résultats de l'étude.

Selon les recommandations WASP [15], tout obstacle situé dans un rayon à moins de 50 fois leur hauteur de n'importe quel mât ou éolienne, et dont la hauteur est supérieure à un tiers du mât ou hauteur d'axe d'éolienne, devra être modélisé séparément.

Dans cette étude, aucun obstacle ne répond pas aux critères ci-dessus et n'a par conséquent pas été modélisé séparément.

Hauteur de déplacement

Selon les recommandations WASP [15], les longueurs de rugosité doivent être adaptées en utilisant le déplacement de hauteur lorsque le mât et/ou éolienne est situé endéans ou à la limite de larges zones de grands obstacles.

Dans cette étude, il n'y pas de large zone à grands obstacles. Par conséquent, aucun déplacement de hauteur n'a été appliqué

5.2 ECOULEMENT DE VENT

Le modèle WASP a été utilisé dans cette étude pour interpoler les statistiques de vents, sélectionnées à la Section 4 au niveau de l'emplacement et hauteur d'axe de chaque turbine.

WASP est conçu pour être utilisé dans des environnements et conditions atmosphérique spécifiques et typiques à l'Europe du Nord. Dans certains cas, les hypothèses utilisées par WASP ne s'appliquent pas et nécessite une calibration du modèle du flux de vent. Pour cette étude, aucun calibrage spécifique du modèle n'est fait.

5.3 REGIME DE VENT SUR SITE

Le régime de vent à la hauteur représentative de 100 mètres pour le centre du parc éolien est illustré à au Tableau 7 et à la Figure 4.

Tableau 7 : Régime de vent long-terme sur site

Localisation	[-]	Centre du parc éolien (X : 202083m, Y : 136347m)
Hauteur	[m]	100
Vitesse moyenne du vent Weibull	[m/s]	6.12
Weibull A	[m/s]	6.91
Weibull k	[-]	2.107
Direction du vent dominant	[-]	OSO - SSO
Direction(s) du vent au contenu énergétique plus élevé	[-]	OSO - SSO

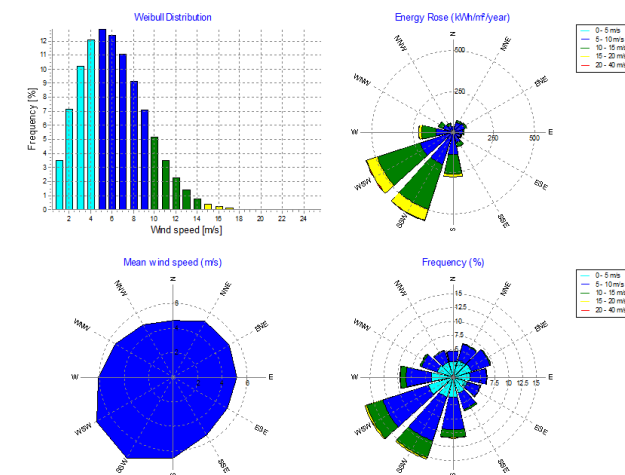


Figure 4 : Régime de vent long terme tel que présente au Tableau 7



6 CALCUL DU PRODUCTIBLE

Dans cette section, la production d'énergie annuelle attendue (AEP) est calculée pour les différentes configurations de parcs éoliens proposées. Les caractéristiques du vent et les courbes de puissance adaptées à la densité de l'air spécifique à l'emplacement et hauteur de chacune des éoliennes ont été combinées pour calculer la production brute du parc. Les pertes de production ont été évaluées et ensuite appliquées à la production brute pour obtenir la production d'énergie annuelle nette attendue.

6.1 PRODUCTION ANNUELLE BRUTE

Dans un premier temps, la courbe de puissance est combinée au régime de vents long-terme pour calculer la production brute et les pertes de sillage. Les résultats sont repris dans les Tableaux 13 à 16.

Etant donné que le contenu énergétique du vent varie proportionnellement à la densité de l'air, les courbes de puissances ont été adaptées à ces densités d'air avant utilisation dans les calculs. Ceci a été réalisé suivant la nouvelle méthodologie WindPRO recommandée (méthode IEC 61400-12 adapté au contrôle des turbines) [14].

Pour ce projet, la densité de l'air à hauteur d'axe varie de 1.208 à 1.212 kg/m³ en fonction de l'emplacement de l'éolienne et hauteur d'axe. Ces valeurs sont basées sur les mesures de températures et pression de la station météorologique de Bierset, station météorologique la plus proche du site, située à 28 km du site. Les courbes de puissance adaptées à la densité de l'air sont reprises en ANNEXE E.

Note importante : Les résultats des calculs du productible sont étroitement liés aux courbes de puissances utilisées. Par conséquent, lors de l'achat des éoliennes pour le projet, il convient de vérifier que la courbe de puissance garantie par le fabricant et fournie dans le contrat d'achat correspond à celle utilisée dans cette étude. Toute modification de la courbe de puissance nécessitera une mise à jour des calculs de productible.

6.2 PERTES DE PRODUCTION

Outre les pertes de conversion d'énergie prises en compte dans la courbe de puissance, d'autres pertes affectent la puissance électrique finale injectée sur le réseau électrique. Les pertes de production prises en considération sont données dans les Tableau 9, 10, 11 et 12.

- **Pertes de sillage :** elles sont dues à l'influence mutuelle des éoliennes et sont calculées en utilisant le modèle de sillage N.O. Jensen 2005 dans WindPRO [14].
- **Pertes d'indisponibilité :** elles sont liées aux temps d'arrêt des éoliennes pour la maintenance des éoliennes ou des infrastructures du parc (maintenance ou incidents techniques) et arrêt des éoliennes relatifs aux restrictions/limite du réseau électrique.

Les pertes dues à la maintenance et incidents techniques sur les éoliennes sont généralement évaluées par 3E à 3% par rapport à la production énergie. Il s'agit d'une valeur standard et conservatrice communément utilisé par le secteur, en référence aux garanties de disponibilités souvent de 97% dans les contrats de gestion opérationnels et de maintenance (O&M) des éoliennes.

Les pertes dues à la maintenance et incidents techniques sur les infrastructures du parc sont évaluées par 3E à typiquement 0.5% de la production. L'étude réalisée par VREG, transmis à 3E par d'Elia [16] estime l'indisponibilité du réseau électrique de l'ordre de 0.005%. Cette perte est par conséquent jugée négligeable pour cette étude.

- **Pertes de sous-performance de l'éolienne :** elles sont généralement dues à un effet hystérésis pour les vitesses de vents élevés, un mauvais alignement du rotor face au vent, une inclinaison de l'écoulement du vent, cisaillement élevé et différence entre les conditions du test de la courbe de puissance de l'éolienne et les conditions réelles sur site. L'effet hystérésis pour les vitesses de vents élevés est considéré pour ce projet négligeable, et cela pour deux raisons. Tout d'abord, les éoliennes sont équipées de mécanismes de contrôle évitant l'arrêt des turbines et réduisant par contre la production à la sortie de l'éolienne. Par ailleurs, la distribution du vent sur site est telle que ce type d'évènement n'est pas supposé être très fréquent. Pour cette étude, compte tenu de l'emplacement du projet, terrain et caractéristiques de la rugosité du milieu environnant, aucun effet d'inclinaison de l'écoulement du vent ou cisaillement élevé n'est attendu.
- **Pertes électriques :** elles correspondent aux pertes dans les câbles électriques et le transformateur jusqu'à la cabine de tête (pertes existantes dans les limites du parc éolien). 3E évalue ces pertes à 2% de la production.
- **Pertes environnementales :** elles tiennent compte de la dégradation de la performance due au givre (dégradation des pales). Une valeur de 0.2% pour la perte causée par le givre est utilisée dans cette étude. 3E considère cette valeur comme une valeur standard de dégradation de la performance due au givre en Belgique. La perte due à la dégradation des pales est fixée à 0.25% pour cette étude.
- **Pertes de bridage :** le parc éolien de Héron est soumis à des restrictions sonores. Les conditions de bridage nous ont été fournies par CSD Ingénieurs. Trois scénarios de bridage ont été pris en compte dans cette étude, se référant à quatre limites de niveaux sonores maximales (40dB, 41 dB, 42dB et 43dB). Le parc éolien ne nécessite aucun bridage acoustique pour le niveau d'émission de 43dB. Le bridage acoustique s'appliquerait en période nocturne, de 22h à 6h, indépendamment des vitesses ou directions des vents. Les modes de bridage à appliquer sont détaillés dans le tableau suivant :



Tableau 8: Conditions de bridage à appliquer au projet éolien de Héron selon 4 scenarios

	MM100	MM92	E82	3.2M114
Respect des 40dB(A), suivant l'arrêté du 4/07/2002	WT 5 – 6, mode SMI-B WT 4 – 7, mode SMI-C	WT 5 – 6, mode SMI-B WT 4, mode SMI-C	WT 4 – 5 – 6 mode 1MW	WT 5 – 6, mode SMI-A WT 3 - 4 – 7, mode SMI-C
Niveau à l'émission de 41 dB(A) – prise en compte des conditions sectorielles	WT 5 – 6, mode SMI-C	WT 5, mode SMI-C	WT 5, mode 1MW WT 6, mode 1.2MW	WT 4 – 6, mode SMI-C WT 5, mode SMI-A
Niveau à l'émission de 42 dB(A) – prise en compte des conditions sectorielles	NA	NA	NA	WT 5, mode SMI-A

D'autres pertes peuvent s'appliquer mais sont considérées négligeables.

Tableau 9: Pertes de production attendues, sans bridage acoustique

Configuration	[-]	MM100	MM92	E82	3.2M114
Pertes de sillage	[%]	7.6	7.3	6.6	9.7
Pertes d'indisponibilité	[%]	3.5	3.5	3.5	3.5
Pertes de sous-performance de l'éolienne	[%]	0	0	0	0
Pertes électrique	[%]	2	2	2	2
Pertes environnementales	[%]	0.45	0.45	0.45	0.45
Pertes totales*	[%]	13.0	12.7	12.1	15.0

* Les pertes de production en % sont combinés telles que: $Total = 100 - \frac{\prod(100 - Loss_i)}{100^{(N-1)}}$

Tableau 10: Pertes de production attendues, prenant en compte le bridage acoustique respectant la valeur limite de 40dB

Configuration	[-]	MM100	MM92	E82	3.2M114
Pertes de sillage	[%]	7.5	7.2	6.3	9.3
Pertes d'indisponibilité	[%]	3.5	3.5	3.5	3.5
Pertes de sous-performance de l'éolienne	[%]	0	0	0	0
Pertes électrique	[%]	2	2	2	2
Pertes environnementales	[%]	0.45	0.45	0.45	0.45
Pertes dues au bridage acoustique (40dB)	[%]	1.3	0.9	3.5	2.4
Pertes totales*	[%]	14.1	13.4	14.9	16.7

* Les pertes de production en % sont combinés telles que: $Total = 100 - \frac{\prod(100 - Loss_i)}{100^{(N-1)}}$

Tableau 11: Pertes de production attendues, prenant en compte le bridage acoustique respectant la valeur limite de 41dB

Configuration	[-]	MM100	MM92	E82	3.2M114
Pertes de sillage	[%]	7.6	7.3	6.4	9.5
Pertes d'indisponibilité	[%]	3.5	3.5	3.5	3.5
Pertes de sous-performance de l'éolienne	[%]	0	0	0	0
Pertes électrique	[%]	2	2	2	2
Pertes environnementales	[%]	0.45	0.45	0.45	0.45
Pertes dues au bridage acoustique (41dB)	[%]	0.4	0.2	2.2	1.4
Pertes totales*	[%]	13.3	12.9	13.8	16.0

* Les pertes de production en % sont combinés telles que: $Total = 100 - \frac{\prod(100 - Loss_i)}{100^{(N-1)}}$

Tableau 12: Pertes de production attendues, prenant en compte le bridage acoustique respectant la valeur limite de 42dB

Configuration	[-]	MM100	MM92	E82	3.2M114
Pertes de sillage	[%]	7.6	7.3	6.6	9.6
Pertes d'indisponibilité	[%]	3.5	3.5	3.5	3.5
Pertes de sous-performance de l'éolienne	[%]	0	0	0	0
Pertes électrique	[%]	2	2	2	2
Pertes environnementales	[%]	0.45	0.45	0.45	0.45
Pertes dues au bridage acoustique (42dB)	[%]	0	0	0	0.3
Pertes totales*	[%]	13.0	12.7	12.1	15.2

* Les pertes de production en % sont combinés telles que: $Total = 100 - \frac{\prod(100 - Loss_i)}{100^{(N-1)}}$



6.3 PRODUCTION ANNUELLE NETTE

Les caractéristiques du vent et courbes de puissance adaptées à la densité aux emplacements et hauteurs de moyeu de chaque éolienne ont été combinées, afin de calculer la production annuelle brute. Les pertes de production ont été appliquées à la production brute afin de déterminer la production annuelle nette attendue pour le projet.

La production annuelle attendue (AEP) et d'autres valeurs de production sont reprises dans les Tableaux 13, 14, 15 et 16. Les résultats détaillés par turbine sont repris en Annexe F. Pour chaque configuration les résultats de production suivants sont fournis :

- **Vitesse moyenne du vent** : correspond aux valeurs minimales et maximales de la vitesse moyenne de vent attendue à l'emplacement et hauteur de moyeu de chaque turbine.
- **La production brute** : correspond à l'énergie annuelle théoriquement récupérable à la sortie de la génératrice, sans pertes de production.
- **Les pertes de production** : estimée dans la Section 6.2
- **La production nette** : correspond à la production annuelle attendue qui devrait être injecté sur le réseau électrique (en prenant en compte toutes les pertes de production).
- **Heures équivalentes pleine charge** : est le temps nécessaire pour atteindre la production annuelle du parc si les éoliennes fonctionnaient en permanence à puissance nominale.
- **Facteur de capacité net** : correspond aux heures équivalentes pleine charge divisée par le nombre total d'heures de l'année. Ce facteur représente l'utilisation de la capacité installée.

Tableau 13: Production d'énergie attendue pour chaque configuration, sans bridage acoustique

Configuration	[-]	MM100	MM92	E82	3.2M114
Vit. moy. du vent	[m/s]	6 - 6.2	6 - 6.2	6.2 - 6.4	5.9 - 6.1
Production brute	[MWh/an]	46,257	42,560	40,753	61,688
Pertes de sillage	[%]	7.6	7.3	6.6	9.7
Pertes de production (incl. pertes de sillage)	[%]	13.0	12.7	12.1	15.0
Production nette (AEP)	[MWh/an]	40,236	37,152	35,841	52,458
Nb heures éq. pleine charge	[h/an]	2,515	2,265	1,948	2,069
Facteur de capacité net	[%]	28.7	25.8	22.2	23.6

Tableau 14: Production d'énergie attendue pour chaque configuration, prenant en compte le bridage acoustique respectant la valeur limite de 40dB

Configuration	[-]	MM100	MM92	E82	3.2M114
Vit. moy. du vent	[m/s]	6 - 6.2	6 - 6.2	6.2 - 6.4	5.9 - 6.1
Production brute	[MWh/an]	46,208	42,533	40,620	61,443
Pertes de sillage	[%]	7.5	7.2	6.3	9.3
Pertes de production (incl. pertes de sillage)	[%]	14.1	13.4	14.8	16.7
Production nette (AEP)	[MWh/an]	39,704	36,821	34,604	51,211
Nb heures éq. pleine charge	[h/an]	2,481	2,245	1,881	2,019
Facteur de capacité net	[%]	28.3	25.6	21.5	23.0

Tableau 15: Production d'énergie attendue pour chaque configuration, prenant en compte le bridage acoustique respectant la valeur limite de 41dB

Configuration	[-]	MM100	MM92	E82	3.2M114
Vit. moy. du vent	[m/s]	6 - 6.2	6 - 6.2	6.2 - 6.4	5.9 - 6.1
Production brute	[MWh/an]	46,237	42,557	40,678	61,558
Pertes de sillage	[%]	7.6	7.3	6.4	9.5
Pertes de production (incl. pertes de sillage)	[%]	13.3	12.8	13.8	15.9
Production nette (AEP)	[MWh/an]	40,077	37,091	35,068	51,743
Nb heures éq. pleine charge	[h/an]	2,505	2,262	1,906	2,040
Facteur de capacité net	[%]	28.6	25.8	21.7	23.3



Tableau 16: Production d'énergie attendue pour chaque configuration, prenant en compte le bridage acoustique respectant la valeur limite de 42dB

Configuration	[-]	MM100	MM92	E82	3.2M114
Vit. moy. du vent	[m/s]	6 - 6.2	6 - 6.2	6.2 - 6.4	5.9 - 6.1
Production brute	[MWh/an]	46,257	42,560	40,753	61,661
Pertes de sillage	[%]	7.6	7.3	6.6	9.6
Pertes de production (incl. pertes de sillage)	[%]	13.0	12.7	12.1	15.2
Production nette (AEP)	[MWh/an]	40,236	37,152	35,841	52,310
Nb heures éq. pleine charge	[h/an]	2,515	2,265	1,948	2,063
Facteur de capacité net	[%]	28.7	25.8	22.2	23.5

6.4 REMARQUES RELATIVES A LA CONFIGURATION DU PARC

Il convient de noter que la disposition proposée pour le parc éolien présente un espacement des éoliennes plutôt serré par rapport aux meilleures pratiques. La Figure 5 illustre les meilleures pratiques correspondant à un espacement des éoliennes, compte tenu de la rose des vents sur le site (voir Section 5), d'au moins sept fois le diamètre du rotor dans la direction des vents dominants et d'au moins quatre fois le diamètre du rotor dans le sens perpendiculaire à la direction des vents dominants. Le fait que certains cercles se croisent dans la Figure 5 indique que le schéma proposé ne répond pas complètement à ce critère, pouvant affecter les performances de l'éolienne.

Il convient alors de vérifier que le fabricant d'éoliennes spécifiée dans le contrat d'achat que leur courbes de puissance et Ct sont valables pour la configuration proposée du parc éolien et que les turbines fonctionneront avec la même performance que celle précisée par les spécifications techniques.



Figure 5: Configuration du parc éolien et cercles indiquant la distance correspondant à 7 fois le diamètre du rotor dans la direction des vents dominants



7 CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

3E a calculé la production attendue pour toutes les configurations de parc proposées pour le projet de parc éolien à Héron.

Etant donné qu'aucune mesure de vent n'a été effectuée sur le site étudié, 3E a analysé différents jeux de données de vent pour cette étude : l'Atlas Européen des vents, ainsi que des statistiques de vents basées sur des données de réanalyse MERRA.

Pour cette étude, et fondé sur l'expérience de 3E en Belgique, les jeux de données basées sur des données de réanalyse MERRA ont été utilisées comme données météorologiques pour le calcul de production annuelle moyenne.

Le site a été modélisé et le modèle d'écoulement WAsP a été utilisé pour interpoler les statistiques de vents sélectionnées aux emplacements et hauteurs de moyeu de chaque éolienne. Le régime de vent long-terme attendu au niveau du centre du parc éolien à 100m au-dessus du niveau du sol présente une vitesse moyenne du vent de 6.12 m / s, principalement en provenance des secteurs Ouest-Sud-Ouest et Sud-Sud-Ouest.

Les courbes de puissance des éoliennes ont été adaptées à la densité de l'air et la production brute attendue a été calculée. L'estimation des pertes de sillage et autres pertes de production ont permis de déterminer la production annuelle nette attendue. La distribution mensuelle de la production a également été calculée.

Le projet de Héron est soumis à des restrictions sonores. Le Client nous a fourni les conditions de bridage acoustique à appliquer au parc selon 3 scénarios. Les conditions de bridage ainsi que l'évaluation de l'impact du bridage acoustique sur la production du parc éolien sont détaillées dans la section 6.

Les principaux résultats des calculs de production sont fournis aux tableaux suivants.

Tableau 17: Synthèse des productions attendues, sans bridage acoustique

Configuration	[-]	MM100	MM92	E82	3.2M114
Vit. moy. du vent	[m/s]	6 - 6.2	6 - 6.2	6.2 - 6.4	5.9 - 6.1
Production brute	[MWh/an]	46,257	42,560	40,753	61,688
Pertes de sillage	[%]	7.6	7.3	6.6	9.7
Pertes de production (incl. pertes de sillage)	[%]	13.0	12.7	12.1	15.0
Production nette (AEP)	[MWh/an]	40,236	37,152	35,841	52,458
Nb heures éq. pleine charge	[h/an]	2,515	2,265	1,948	2,069
Facteur de capacité net	[%]	28.7	25.8	22.2	23.6

Tableau 18: Synthèse des productions attendues, prenant en compte le bridage acoustique respectant la valeur limite de 40dB

Configuration	[-]	MM100	MM92	E82	3.2M114
Vit. moy. du vent	[m/s]	6 - 6.2	6 - 6.2	6.2 - 6.4	5.9 - 6.1
Production brute	[MWh/an]	46,208	42,533	40,620	61,443
Pertes de sillage	[%]	7.5	7.2	6.3	9.3
Pertes de production (incl. pertes de sillage)	[%]	14.1	13.4	14.8	16.7
Production nette (AEP)	[MWh/an]	39,704	36,821	34,604	51,211
Nb heures éq. pleine charge	[h/an]	2,481	2,245	1,881	2,019
Facteur de capacité net	[%]	28.3	25.6	21.5	23.0

Tableau 19: Synthèse des productions attendues, prenant en compte le bridage acoustique respectant la valeur limite de 41dB

Configuration	[-]	MM100	MM92	E82	3.2M114
Vit. moy. du vent	[m/s]	6 - 6.2	6 - 6.2	6.2 - 6.4	5.9 - 6.1
Production brute	[MWh/an]	46,237	42,557	40,678	61,558
Pertes de sillage	[%]	7.6	7.3	6.4	9.5
Pertes de production (incl. pertes de sillage)	[%]	13.3	12.8	13.8	15.9
Production nette (AEP)	[MWh/an]	40,077	37,091	35,068	51,743
Nb heures éq. pleine charge	[h/an]	2,505	2,262	1,906	2,040
Facteur de capacité net	[%]	28.6	25.8	21.7	23.3

Notes importantes :

- Les estimations de productibles dans cette étude se basent sur des statistiques de vent régionales pré-calculées, du fait de l'absence de mesures sur site.
- Les résultats des calculs du productible sont étroitement liés aux courbes de puissances utilisées. Par conséquent, lors de l'achat des éoliennes pour le projet, il convient de vérifier que la courbe de puissance garantie par le fabricant et fournie dans le contrat d'achat correspond à celle utilisée dans cette étude. Toute modification de la courbe de puissance nécessitera une mise à jour des calculs de productible.



- Les pertes de production prises en considération dans cette étude correspondent à des valeurs standards que 3E estime pertinentes pour le projet. Ces valeurs peuvent être révisées sur base d'études spécifiques ou documents contractuels à un stade ultérieur du projet.
- Les pertes dues à l'application de bridages acoustiques se basent sur des conditions de bridages fournies par le Client.
- Il convient de noter que la disposition proposée pour le parc éolien présente un espacement des éoliennes plutôt serré par rapport aux meilleures pratiques, se référant compte tenu de la rose des vents sur le site (voir Section 4), à un espacement des éoliennes d'au moins sept fois le diamètre du rotor dans la direction des vents dominants et quatre fois le diamètre dans le sens perpendiculaire à la direction des vents dominants. Un espacement insuffisant entre turbines pourrait affecter les performances de l'éolienne.
Il convient alors de vérifier que le fabricant d'éoliennes spécifie dans le contrat d'achat que leur courbes de puissance et Ct sont valables pour la configuration proposée du parc éolien et que les turbines fonctionneront avec la même performance que celle précisée par les spécifications techniques.



8 REFERENCES

- [1] Nils G. Mortensen, Ib Troen and Erik Lundtang Petersen. European Wind Atlas published for the Commission of the European Communities Directorate-General for Science, Research and Development, Brussels, Belgium by Risoe National Laboratory, Roskilde, Denmark, 1989, ISBN 87-550-1482-8
- [2] T. Burton, D. Sharpe, N. Jenkins, E. Boussanyi. Wind Energy Handbook.
- [3] IEA (International Energy Agency). Recommended practices for wind turbine testing and evaluation. Wind speed measurement and use of cup anemometry. Second print 2003.
- [4] MEASNET. Evaluation of site-specific wind conditions. Version 1, Nov 2009.
- [5] Nicolaz Guidon and Sophie Jacques, 3E - Belgian Wind Atlas produced as part of the FP7 European project ENDORSE (ENergy DOWNstReam SErVICES)
- [6] Lloyd W. Wind Resource assessment using Measure-Correlate-Predict Techniques, Crest MSc thesis, 1995
- [7] A. Rogers, J. Rogers and J Manwell. Comparison of the performance of four measure-correlate-predict algorithms, Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics 93, 2005, pp. 243-264.
- [8] A Comparison of Measure-Correlate-Predict Techniques for Wind Resource Assessment, Crest MSc thesis, 1996
- [9] J.C. Woods and S.J. Watson. A new matrix method of predicting long-term wind roses with MCP, J Wind Engineering and Industrial Aerodynamics 66, pp 85-94, 1997
- [10] C. Heipke, A. Koch, P. Lohmann. Analysis of SRTM DTM – Methodology and practical results. Institute for Photogrammetry and Geoinformation (IPI), University of Hannover.
- [11] G. Mortensen, L. Landberg, I. Troen, E.L. Petersen. Wind Atlas Analysis and Application Program (WAsP). Risoe National Laboratory, Roskilde, Denmark, 1993 and updates
- [12] Bowen, A.J. and N.G. Mortensen (1996/2005). WAsP prediction errors due to site orography. Risø-R-995(EN). Risø National Laboratory, Roskilde. 65 pp.
- [13] Bowen, A.J. and N.G. Mortensen (1996). Exploring the limits of WAsP: the Wind Atlas Analysis and Application Program. Proc. 1996 European Union Wind Energy Conference, Göteborg, 584-587.
- [14] WindPro 2.8: user manual
- [15] The WAsP team, "WAsP best practices and checklist", Risoe, DTU, September 2009.
- [16] Rapport van de Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt, met betrekking tot de kwaliteit van de dienstverlening van de elektriciteitsdistributienetbeheerders in het Vlaamse Gewest in 2011, 19/06/2012.
- [17] Y. Cabooter, K. De Ridder, J.P. Van Ypersele, C. Tricot. Improved prediction of wind power in Belgium, Part 1. SPSD II, Belgian Science Policy, October 2006.



ANNEXE A DESCRIPTION ET ILLUSTRATIONS DU SITE



Figure 6: Altitude du site (lignes de contour tous les 5 mètres)

ANNEXE B COORDONNEES DES EOLIENNE(S)

Tableau 20: Coordonnées et altitude des éoliennes (Lambert BE-72)

Turbine	X [m]	Y [m]	Altitude
[-]	[m]	[m]	[m asl.]
WT-01	201,383	135,842	178
WT-02	201,826	135,933	173
WT-03	202,260	136,097	165
WT-04	202,650	136,344	166
WT-05	201,253	136,128	190
WT-06	201,765	136,419	184
WT-07	202,282	136,721	177
WT-08	202,714	136,968	179



ANNEXE C LE MODELE WASP

Le principe de la méthode WAsP est schématisé à la Figure 7. WAsP utilise les données mesurées de station météorologique, ayant été corrigées des effets locaux du terrain, pour calculer le vent géostrophique représentatif du vent dans la région. Le vent local du site du projet est ensuite reconstruit en appliquant au vent géostrophique les effets locaux du terrain.

Les données d'entrée pour WAsP sont le régime de vent, l'élévation, la rugosité et les obstacles sur site.

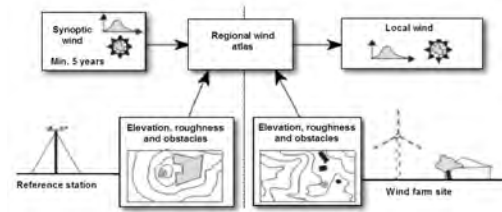


Figure 7 : Méthode Wasp

ANNEXE D PROFIL VERTICAL DES VITESSES DE VENT AU CENTRE DU PARC

Tableau 21: Variation de la production long-terme en fonction de la hauteur

Hauteur	Vitesse moyenne de vent	Weibull A	Weibull k	Production d'énergie MM100	Différence // 100m
[m agl]	[m/s]	[m/s]	[-]	[MWh/an]	[%]
50	5.2	5.9	1.90	4,200	-27.3
55	5.3	6.0	1.93	4,402	-23.8
60	5.5	6.1	1.96	4,589	-20.5
65	5.6	6.3	1.98	4,767	-17.4
70	5.7	6.4	2.01	4,931	-14.6
75	5.7	6.5	2.03	5,086	-11.9
80	5.8	6.6	2.04	5,234	-9.4
85	5.9	6.7	2.06	5,377	-6.9
90	6.0	6.7	2.08	5,516	-4.5
95	6.1	6.8	2.09	5,649	-2.2
100	6.1	6.9	2.11	5,774	0.0
105	6.2	7.0	2.10	5,949	3.0
110	6.3	7.1	2.10	6,115	5.9
115	6.4	7.2	2.10	6,273	8.6
120	6.5	7.3	2.09	6,424	11.3
125	6.5	7.4	2.09	6,568	13.7
130	6.6	7.5	2.08	6,703	16.1
135	6.7	7.6	2.08	6,833	18.3
140	6.8	7.6	2.08	6,955	20.5
145	6.8	7.7	2.08	7,073	22.5
150	6.9	7.8	2.08	7,187	24.5



ANNEXE E COURBES DE PUISSANCE



Project: ID_PR107046_EDF-Luminus_Héron_P90-Bridge_Windpro
 Printed Page: 8/20/2013 11:11 AM / 1
 Licensed user: 3E nv
 Vaartstraat 61 Rue du Canal 61
 BE-1000 Brussels
 +32 2 217 58 68
 SJA / sophie.jacques@3e.eu
 Calculated: 8/20/2013 10:13 AM/2.9.250

PARK - Power Curve Analysis

Calculation: MM100 2MW 100m - Bridge 40dBWTG: 3 - REpower MM100 2000 100.0 I-I Standard PC Corrected 20120730, Hub height: 100.0 m

Name: Standard PC Corrected 20120730

Source:

Source/Date	Created by	Created	Edited	Stop wind speed [m/s]	Power control	CT curve type	Generator type	Specific power kW/m ²
7/30/2012	USER	7/30/2012	7/30/2012	22.0	Pitch	User defined	One generator	0.25

Corrected to Cut-out=22m/s and Pitch power control

HP curve comparison - Note: For standard air density and weibull k parameter = 2

Vmean	[m/s]	5	6	7	8	9	10
HP value Pitch, single generator (2009)	[MWh]	3,523	5,370	7,234	8,937	10,294	11,530
REpower MM100 2000 100.0 I-I Standard PC Corrected 20120730	[MWh]	3,854	5,730	7,467	8,937	10,085	10,897
Check value	[%]	-9	-6	-3	0	2	6

The table shows comparison between annual energy production calculated on basis of simplified "HP-curves" which assume that all WTGs performs quite similar - only specific power loading (kW/m²) and single/tall speed or stall/pitch decides the calculated values. Productions are without wake losses.
 For further details, ask at the Danish Energy Agency for project report J.nr. 51171/00-0016 or see WindPRO manual chapter 3.5.2.
 The method is refined in EMD report "20 Detailed Case Studies comparing Project Design Calculations and actual Energy Productions for Wind Energy Projects worldwide", jan 2003.
 Use the table to evaluate if the given power curve is reasonable - if the check value are lower than -5%, the power curve probably is too optimistic due to uncertainty in power curve measurement.

Power curve

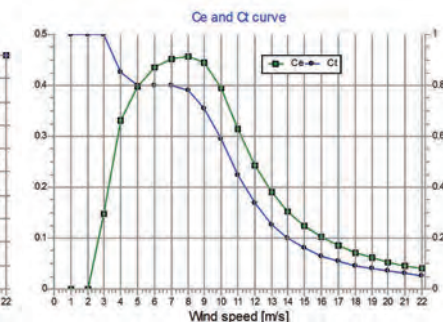
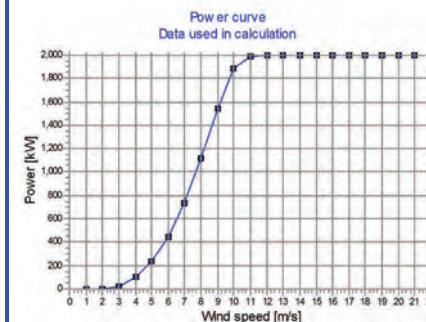
Original data from Windcat, Air density: 1.225 kg/m³

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

Power, Efficiency and energy vs. wind speed

Data used in calculation, Air density: 1.211 kg/m³ New WindPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Ce	Interval [m/s]	Energy [MWh]	Acc. Energy [MWh]	Relative [%]
1.0	0.0	0.00	0.50-1.50	0.0	0.0	0.0
2.0	0.0	0.00	1.50-2.50	0.0	0.0	0.0
3.0	19.1	0.15	2.50-3.50	28.9	28.9	0.6
4.0	100.7	0.33	3.50-4.50	120.5	149.4	2.9
5.0	236.4	0.40	4.50-5.50	276.6	426.0	8.3
6.0	447.1	0.44	5.50-6.50	472.1	898.1	17.4
7.0	738.1	0.45	6.50-7.50	655.9	1,554.0	30.2
8.0	1,114.2	0.46	7.50-8.50	774.4	2,328.3	45.2
9.0	1,542.6	0.44	8.50-9.50	786.2	3,114.5	60.5
10.0	1,884.2	0.40	9.50-10.50	680.7	3,795.2	73.7
11.0	1,993.6	0.31	10.50-11.50	507.0	4,302.2	83.5
12.0	2,000.0	0.24	11.50-12.50	340.3	4,642.5	90.1
13.0	2,000.0	0.19	12.50-13.50	216.2	4,858.7	94.3
14.0	2,000.0	0.15	13.50-14.50	131.6	4,990.3	96.9
15.0	2,000.0	0.12	14.50-15.50	76.5	5,066.8	98.4
16.0	2,000.0	0.10	15.50-16.50	42.3	5,109.0	99.2
17.0	2,000.0	0.09	16.50-17.50	22.1	5,131.2	99.6
18.0	2,000.0	0.07	17.50-18.50	11.0	5,142.2	99.8
19.0	2,000.0	0.06	18.50-19.50	5.2	5,147.3	99.9
20.0	2,000.0	0.05	19.50-20.50	2.3	5,149.6	100.0
21.0	2,000.0	0.05	20.50-21.50	1.0	5,150.6	100.0
22.0	2,000.0	0.04	21.50-22.50	0.3	5,150.9	100.0



Project: ID_PR107046_EDF-Luminus_Héron_P90-Bridge_Windpro
 Printed Page: 8/20/2013 11:11 AM / 2
 Licensed user: 3E nv
 Vaartstraat 61 Rue du Canal 61
 BE-1000 Brussels
 +32 2 217 58 68
 SJA / sophie.jacques@3e.eu
 Calculated: 8/20/2013 10:13 AM/2.9.250

PARK - Power Curve Analysis

Calculation: MM100 2MW 100m - Bridge 40dBWTG: 4 - REpower MM100 2000 100.0 I-1 103dB 12%<TI<18% Corrected 20120730, Hub height: 100.0 m

Name: 103dB 12%<TI<18% Corrected 20120730
 Source:

Source/Date	Created by	Created	Edited	Stop wind speed	Power control	CT curve type	Generator type	Specific power
7/30/2012	USER	7/30/2012	7/30/2012	[m/s] 22.0	Pitch	User defined	One generator	kW/m ² 0.25

HP curve comparison - Note: For standard air density and weibull k parameter = 2

	[m/s]	5	6	7	8	9	10
Vmean	[m/s]	5	6	7	8	9	10
HP value Pitch, single generator (2009)	[MWh]	3,523	5,370	7,234	8,937	10,294	11,530
REpower MM100 2000 100.0 I-1 103dB 12%<TI<18% Corrected 20120730	[MWh]	3,717	5,426	6,988	8,303	9,326	10,046
Check value	[%]	-5	-1	4	8	10	15

The table shows comparison between annual energy production calculated on basis of simplified "HP-curves" which assume that all WTGs performs quite similar - only specific power loading (kW/m²) and single/dual speed or stall/pitch decides the calculated values. Productions are without wake losses.
 For further details, ask at the Danish Energy Agency for project report J.nr. 51171/00-0016 or see WindPRO manual chapter 3.5.2.
 The method is refined in EMD report "20 Detailed Case Studies Comparing Project Design Calculations and actual Energy Productions for Wind Energy Projects worldwide", jan 2003.
 Use the table to evaluate if the given power curve is reasonable - if the check value are lower than -5%, the power curve probably is too optimistic due to uncertainty in power curve measurement.

Power curve

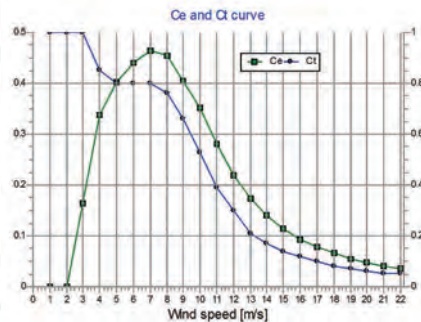
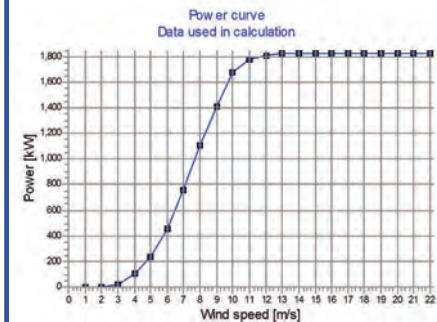
Original data from Windcat, Air density: 1.225 kg/m³

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Ce	Wind speed [m/s]	Ct curve
3.0	22.0	0.17	3.0	1.01
4.0	104.0	0.34	4.0	0.85
5.0	242.0	0.40	5.0	0.80
6.0	458.0	0.44	6.0	0.80
7.0	766.0	0.46	7.0	0.80
8.0	1,120.0	0.45	8.0	0.76
9.0	1,416.0	0.40	9.0	0.66
10.0	1,691.0	0.35	10.0	0.53
11.0	1,787.0	0.28	11.0	0.39
12.0	1,809.0	0.22	12.0	0.30
13.0	1,825.0	0.17	13.0	0.21
14.0	1,825.0	0.14	14.0	0.17
15.0	1,825.0	0.11	15.0	0.14
16.0	1,825.0	0.09	16.0	0.12
17.0	1,825.0	0.08	17.0	0.10
18.0	1,825.0	0.07	18.0	0.08
19.0	1,825.0	0.06	19.0	0.07
20.0	1,825.0	0.05	20.0	0.06
21.0	1,825.0	0.04	21.0	0.05
22.0	1,825.0	0.04	22.0	0.05

Power, Efficiency and energy vs. wind speed

Data used in calculation, Air density: 1.211 kg/m³ New WindPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Ce	Interval [m/s]	Energy [MWh]	Acc.Energy [MWh]	Relative [%]
1.0	0.0	0.00	0.50-1.50	0.0	0.0	0.0
2.0	0.0	0.00	1.50-2.50	0.0	0.0	0.0
3.0	21.1	0.16	2.50-3.50	29.7	29.7	0.6
4.0	102.7	0.34	3.50-4.50	122.7	152.4	3.0
5.0	239.3	0.40	4.50-5.50	281.2	433.6	8.6
6.0	453.0	0.44	5.50-6.50	484.6	918.1	18.2
7.0	757.7	0.46	6.50-7.50	674.5	1,592.7	31.6
8.0	1,109.0	0.46	7.50-8.50	771.7	2,364.4	46.9
9.0	1,404.7	0.41	8.50-9.50	746.4	3,110.8	61.7
10.0	1,677.4	0.35	9.50-10.50	631.0	3,741.8	74.2
11.0	1,780.8	0.28	10.50-11.50	473.1	4,214.9	83.6
12.0	1,807.2	0.22	11.50-12.50	323.3	4,538.2	90.0
13.0	1,823.6	0.17	12.50-13.50	209.3	4,747.5	94.2
14.0	1,825.0	0.14	13.50-14.50	129.4	4,877.0	96.8
15.0	1,825.0	0.11	14.50-15.50	76.3	4,953.2	98.3
16.0	1,825.0	0.09	15.50-16.50	42.8	4,996.0	99.1
17.0	1,825.0	0.08	16.50-17.50	22.8	5,018.8	99.6
18.0	1,825.0	0.07	17.50-18.50	11.5	5,030.4	99.8
19.0	1,825.0	0.06	18.50-19.50	5.5	5,035.9	99.9
20.0	1,825.0	0.05	19.50-20.50	2.5	5,038.4	100.0
21.0	1,825.0	0.04	20.50-21.50	1.1	5,039.5	100.0
22.0	1,825.0	0.04	21.50-22.50	0.3	5,039.8	100.0



Project: ID_PR107046_EDF-Luminus_Héron_P90-Bridge_Windpro
 Printed Page: 8/20/2013 11:11 AM / 3
 Licensed user: 3E nv
 Vaartstraat 61 Rue du Canal 61
 BE-1000 Brussels
 +32 2 217 58 68
 SJA / sophie.jacques@3e.eu
 Calculated: 8/20/2013 10:13 AM/2.9.250

PARK - Power Curve Analysis

Calculation: MM100 2MW 100m - Bridge 40dBWTG: 5 - REpower MM100 2000 100.0 I-1 101.5dB 12%<TI<18% Corrected 20120730, Hub height: 100.0 m

Name: 101.5dB 12%<TI<18% Corrected 20120730
 Source:

Source/Date	Created by	Created	Edited	Stop wind speed	Power control	CT curve type	Generator type	Specific power
7/30/2012	USER	7/30/2012	7/30/2012	[m/s] 22.0	Pitch	User defined	One generator	kW/m ² 0.25

HP curve comparison - Note: For standard air density and weibull k parameter = 2

	[m/s]	5	6	7	8	9	10
Vmean	[m/s]	5	6	7	8	9	10
HP value Pitch, single generator (2009)	[MWh]	3,523	5,370	7,234	8,937	10,294	11,530
REpower MM100 2000 100.0 I-1 101.5dB 12%<TI<18% Corrected 20120730	[MWh]	3,530	5,037	6,372	7,470	8,308	8,885
Check value	[%]	0	7	14	20	24	30

The table shows comparison between annual energy production calculated on basis of simplified "HP-curves" which assume that all WTGs performs quite similar - only specific power loading (kW/m²) and single/dual speed or stall/pitch decides the calculated values. Productions are without wake losses.
 For further details, ask at the Danish Energy Agency for project report J.nr. 51171/00-0016 or see WindPRO manual chapter 3.5.2.
 The method is refined in EMD report "20 Detailed Case Studies Comparing Project Design Calculations and actual Energy Productions for Wind Energy Projects worldwide", jan 2003.
 Use the table to evaluate if the given power curve is reasonable - if the check value are lower than -5%, the power curve probably is too optimistic due to uncertainty in power curve measurement.

Power curve

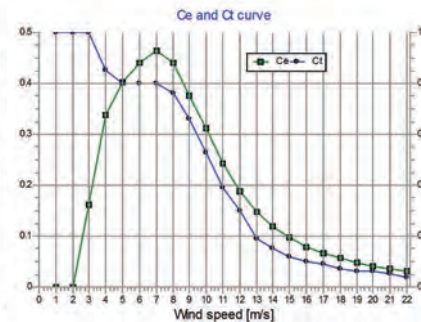
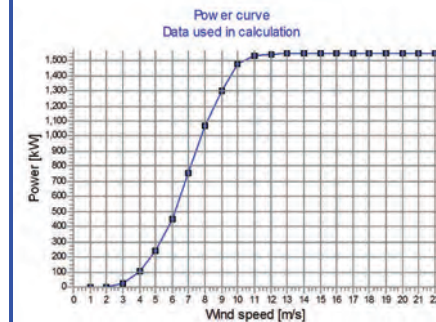
Original data from Windcat, Air density: 1.225 kg/m³

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Ce	Wind speed [m/s]	Ct curve
3.0	22.0	0.17	3.0	1.01
4.0	104.0	0.34	4.0	0.85
5.0	242.0	0.40	5.0	0.80
6.0	458.0	0.44	6.0	0.80
7.0	766.0	0.46	7.0	0.80
8.0	1,082.0	0.44	8.0	0.76
9.0	1,314.0	0.37	9.0	0.66
10.0	1,485.0	0.31	10.0	0.53
11.0	1,536.0	0.24	11.0	0.39
12.0	1,546.0	0.19	12.0	0.30
13.0	1,550.0	0.15	13.0	0.19
14.0	1,550.0	0.12	14.0	0.15
15.0	1,550.0	0.10	15.0	0.12
16.0	1,550.0	0.08	16.0	0.10
17.0	1,550.0	0.07	17.0	0.09
18.0	1,550.0	0.06	18.0	0.07
19.0	1,550.0	0.05	19.0	0.06
20.0	1,550.0	0.04	20.0	0.06
21.0	1,550.0	0.03	21.0	0.05
22.0	1,550.0	0.03	22.0	0.04

Power, Efficiency and energy vs. wind speed

Data used in calculation, Air density: 1.209 kg/m³ New WindPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Ce	Interval [m/s]	Energy [MWh]	Acc.Energy [MWh]	Relative [%]
1.0	0.0	0.00	0.50-1.50	0.0	0.0	0.0
2.0	0.0	0.00	1.50-2.50	0.0	0.0	0.0
3.0	20.9	0.16	2.50-3.50	29.3	29.3	0.6
4.0	102.5	0.34	3.50-4.50	122.3	151.6	3.1
5.0	238.8	0.40	4.50-5.50	283.9	435.5	8.8
6.0	452.0	0.44	5.50-6.50	496.7	932.2	18.8
7.0	756.0	0.46	6.50-7.50	694.9	1,627.1	32.8
8.0	1,070.2	0.44	7.50-8.50	785.9	2,413.0	48.6
9.0	1,303.4	0.38	8.50-9.50	740.2	3,153.1	63.5
10.0	1,474.9	0.31	9.50-10.50	606.3	3,759.4	75.7
11.0	1,532.0	0.24	10.50-11.50	444.9	4,204.3	84.7
12.0	1,545.0	0.19	11.50-12.50	301.3	4,505.6	90.7
13.0	1,549.6	0.15	12.50-13.50	193.7	4,699.2	94.6
14.0	1,550.0	0.12	13.50-14.50	118.9	4,818.1	97.0
15.0	1,550.0	0.10	14.50-15.50	69.5	4,887.7	98.4
16.0	1,550.0	0.08	15.50-16.50	38.7	4,926.4	99.2
17.0	1,550.0	0.07	16.50-17.50	20.4	4,946.7	99.6
18.0	1,550.0	0.06	17.50-18.50	10.2	4,956.9	99.8
19.0	1,550.0	0.05	18.50-19.50	4.8	4,961.7	99.9
20.0	1,550.0	0.04	19.50-20.50	2.1	4,963.8	100.0
21.0	1,550.0	0.04	20.50-21.50	0.9	4,964.7	100.0
22.0	1,550.0	0.03	21.50-22.50	0.3	4,964.9	100.0



Project: ID_PR107046_EDF-Luminus_Héron_P90-Bridge_Windpro
 Printed Page: 8/20/2013 11:13 AM / 1
 Licensed user: 3E nv
 Vaartstraat 61 Rue du Canal 61
 BE-1000 Brussels
 +32 2 217 58 68
 SJA / sophie.jacques@3e.eu
 Calculated: 8/20/2013 10:17 AM/2.9.250

PARK - Power Curve Analysis

Calculation: MM92 2MW 100m - Bridge 40dBWTG: 3 - REpower MM92 2050 92.5 IOI Level 0 - guaranteed - 2011-07, Hub height: 100.0 m

Name: Level 0 - guaranteed - 2011-07
 Source: REpower

Source/Date	Created by	Created	Edited	Stop wind speed [m/s]	Power control	CT curve type	Generator type	Specific power kW/m ²
7/13/2011	USER	11/22/2000	5/28/2013	24.0	Pitch	User defined	One generator	0.31

sources :
 GI-2.9-WT.PC.00-A-B-EN (2009-05-14)
 SD-2.9-WT.PC.03-B-B-EN (2009-05-11)

HP curve comparison - Note: For standard air density and weibull k parameter = 2

Vmean [m/s]	5	6	7	8	9	10	
HP value Pitch, single generator (2009)	[MWh]	3,055	4,791	6,555	8,223	9,587	10,814
REpower MM92 2050 92.5 IOI Level 0 - guaranteed - 2011-07	[MWh]	3,474	5,287	7,031	8,572	9,847	10,832
Check value	[%]	-12	-9	-7	-4	-3	0

The table shows comparison between annual energy production calculated on basis of simplified "HP-curves" which assume that all WTGs performs quite similar - only specific power loading (kW/m²) and single/dual speed or stall/pitch decides the calculated values. Productions are without wake losses.
 For further details, ask at the Danish Energy Agency for project report J.nr. 51171/00-0016 or see WindPRO manual chapter 3.5.2.
 The method is refined in EMD report "20 Detailed Case Studies comparing Project Design Calculations and actual Energy Productions for Wind Energy Projects worldwide", jan 2003.
 Use the table to evaluate if the given power curve is reasonable - if the check value are lower than -5%, the power curve probably is too optimistic due to uncertainty in power curve measurement.

Power curve

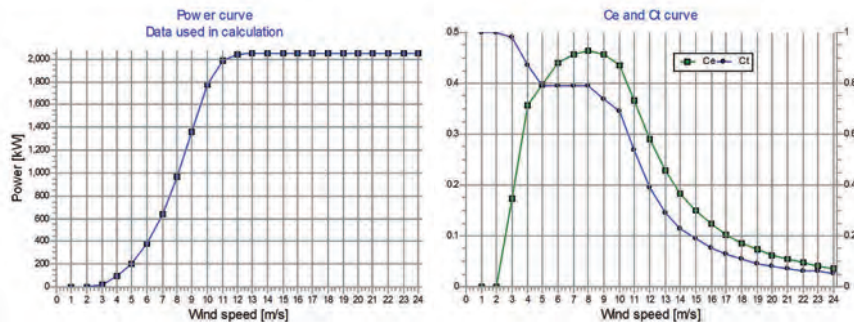
Original data from Windcat, Air density: 1.225 kg/m³

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Ce	Wind speed [m/s]	Ct curve
3.0	20.0	0.18	3.0	0.98
4.0	94.0	0.36	4.0	0.87
5.0	205.0	0.40	5.0	0.79
6.0	391.0	0.44	6.0	0.79
7.0	645.0	0.46	7.0	0.79
8.0	979.0	0.46	8.0	0.79
9.0	1,375.0	0.46	9.0	0.74
10.0	1,795.0	0.44	10.0	0.69
11.0	2,050.0	0.37	11.0	0.54
12.0	2,040.0	0.29	12.0	0.39
13.0	2,050.0	0.23	13.0	0.29
14.0	2,050.0	0.18	14.0	0.23
15.0	2,050.0	0.15	15.0	0.19
16.0	2,050.0	0.12	16.0	0.15
17.0	2,050.0	0.10	17.0	0.13
18.0	2,050.0	0.09	18.0	0.11
19.0	2,050.0	0.07	19.0	0.09
20.0	2,050.0	0.06	20.0	0.08
21.0	2,050.0	0.05	21.0	0.07
22.0	2,050.0	0.05	22.0	0.06
23.0	2,050.0	0.04	23.0	0.06
24.0	2,050.0	0.04	24.0	0.05

Power, Efficiency and energy vs. wind speed

Data used in calculation, Air density: 1.211 kg/m³ New WindPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Ce	Interval [m/s]	Energy [MWh]	Acc.Energy [MWh]	Relative [%]
1.0	0.0	0.00	0.50-1.50	0.0	0.0	0.0
2.0	0.0	0.00	1.50-2.50	0.0	0.0	0.0
3.0	19.2	0.17	2.50-3.50	27.1	27.1	0.6
4.0	92.9	0.36	3.50-4.50	107.9	135.0	2.8
5.0	202.9	0.40	4.50-5.50	240.9	375.9	7.9
6.0	386.7	0.44	5.50-6.50	409.4	785.3	16.5
7.0	638.2	0.46	6.50-7.50	570.4	1,355.7	28.5
8.0	968.7	0.46	7.50-8.50	678.0	2,033.7	42.8
9.0	1,360.0	0.46	8.50-9.50	705.9	2,739.6	57.7
10.0	1,774.4	0.44	9.50-10.50	641.2	3,380.8	71.1
11.0	1,986.7	0.37	10.50-11.50	501.6	3,882.5	81.7
12.0	2,036.8	0.29	11.50-12.50	346.4	4,228.9	89.0
13.0	2,049.1	0.23	12.50-13.50	222.1	4,451.0	93.7
14.0	2,050.0	0.18	13.50-14.50	135.5	4,586.4	96.5
15.0	2,050.0	0.15	14.50-15.50	78.7	4,665.1	98.2
16.0	2,050.0	0.12	15.50-16.50	43.5	4,708.6	99.1
17.0	2,050.0	0.10	16.50-17.50	22.8	4,731.4	99.6
18.0	2,050.0	0.09	17.50-18.50	11.3	4,742.7	99.8
19.0	2,050.0	0.07	18.50-19.50	5.3	4,748.0	99.9
20.0	2,050.0	0.06	19.50-20.50	2.4	4,750.4	100.0
21.0	2,050.0	0.05	20.50-21.50	1.0	4,751.4	100.0
22.0	2,050.0	0.05	21.50-22.50	0.4	4,751.7	100.0
23.0	2,050.0	0.04	22.50-23.50	0.1	4,751.9	100.0
24.0	2,050.0	0.04	23.50-24.50	0.0	4,751.9	100.0



Project: ID_PR107046_EDF-Luminus_Héron_P90-Bridge_Windpro
 Printed Page: 8/20/2013 11:13 AM / 2
 Licensed user: 3E nv
 Vaartstraat 61 Rue du Canal 61
 BE-1000 Brussels
 +32 2 217 58 68
 SJA / sophie.jacques@3e.eu
 Calculated: 8/20/2013 10:17 AM/2.9.250

PARK - Power Curve Analysis

Calculation: MM92 2MW 100m - Bridge 40dBWTG: 4 - REpower MM92 2050 92.5 IOI SM 1 - 103dba - 06/2012, Hub height: 100.0 m

Name: SM 1 - 103dba - 06/2012
 Source: Repower

Source/Date	Created by	Created	Edited	Stop wind speed [m/s]	Power control	CT curve type	Generator type	Specific power kW/m ²
6/28/2012	USER	6/25/2012	6/28/2013	24.0	Pitch	User defined	One generator	0.31

HP curve comparison - Note: For standard air density and weibull k parameter = 2

Vmean [m/s]	5	6	7	8	9	10	
HP value Pitch, single generator (2009)	[MWh]	3,055	4,791	6,555	8,223	9,587	10,814
REpower MM92 2050 92.5 IOI SM 1 - 103dba - 06/2012	[MWh]	3,373	5,079	6,696	8,107	9,265	10,153
Check value	[%]	-9	-6	-2	1	3	7

The table shows comparison between annual energy production calculated on basis of simplified "HP-curves" which assume that all WTGs performs quite similar - only specific power loading (kW/m²) and single/dual speed or stall/pitch decides the calculated values. Productions are without wake losses.
 For further details, ask at the Danish Energy Agency for project report J.nr. 51171/00-0016 or see WindPRO manual chapter 3.5.2.
 The method is refined in EMD report "20 Detailed Case Studies comparing Project Design Calculations and actual Energy Productions for Wind Energy Projects worldwide", jan 2003.
 Use the table to evaluate if the given power curve is reasonable - if the check value are lower than -5%, the power curve probably is too optimistic due to uncertainty in power curve measurement.

Power curve

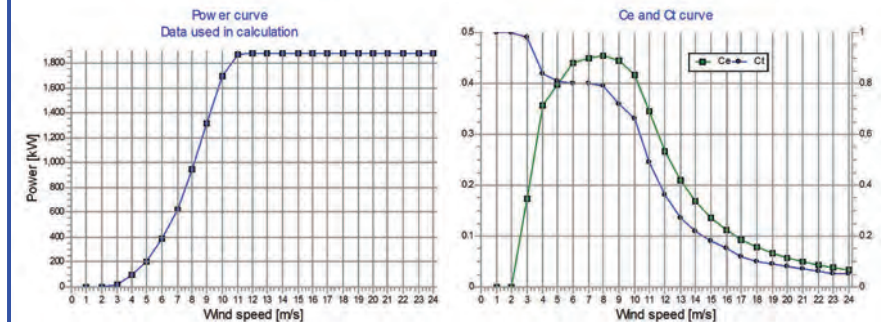
Original data from Windcat, Air density: 1.225 kg/m³

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Ce	Wind speed [m/s]	Ct curve
3.0	20.0	0.18	3.0	0.98
4.0	94.0	0.36	4.0	0.84
5.0	205.0	0.40	5.0	0.81
6.0	391.0	0.44	6.0	0.80
7.0	634.0	0.45	7.0	0.80
8.0	957.0	0.45	8.0	0.79
9.0	1,332.0	0.44	9.0	0.72
10.0	1,710.0	0.42	10.0	0.66
11.0	1,880.0	0.34	11.0	0.49
12.0	1,880.0	0.26	12.0	0.36
13.0	1,880.0	0.21	13.0	0.27
14.0	1,880.0	0.17	14.0	0.22
15.0	1,880.0	0.14	15.0	0.18
16.0	1,880.0	0.11	16.0	0.15
17.0	1,880.0	0.09	17.0	0.12
18.0	1,880.0	0.08	18.0	0.10
19.0	1,880.0	0.07	19.0	0.09
20.0	1,880.0	0.06	20.0	0.08
21.0	1,880.0	0.05	21.0	0.07
22.0	1,880.0	0.04	22.0	0.06
23.0	1,880.0	0.04	23.0	0.05
24.0	1,880.0	0.03	24.0	0.05

Power, Efficiency and energy vs. wind speed

Data used in calculation, Air density: 1.211 kg/m³ New WindPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Ce	Interval [m/s]	Energy [MWh]	Acc.Energy [MWh]	Relative [%]
1.0	0.0	0.00	0.50-1.50	0.0	0.0	0.0
2.0	0.0	0.00	1.50-2.50	0.0	0.0	0.0
3.0	19.1	0.17	2.50-3.50	26.9	26.9	0.6
4.0	92.9	0.36	3.50-4.50	107.4	134.3	2.9
5.0	202.9	0.40	4.50-5.50	240.8	375.0	8.0
6.0	386.7	0.44	5.50-6.50	408.8	783.8	16.7
7.0	627.4	0.45	6.50-7.50	567.4	1,351.2	28.7
8.0	946.9	0.45	7.50-8.50	673.1	2,024.4	43.1
9.0	1,317.7	0.44	8.50-9.50	698.8	2,723.1	57.9
10.0	1,691.4	0.42	9.50-10.50	631.2	3,354.3	71.4
11.0	1,868.9	0.34	10.50-11.50	490.7	3,845.0	81.8
12.0	1,880.0	0.27	11.50-12.50	337.1	4,182.1	89.0
13.0	1,880.0	0.21	12.50-13.50	216.4	4,398.6	93.6
14.0	1,880.0	0.17	13.50-14.50	133.4	4,532.0	96.4
15.0	1,880.0	0.14	14.50-15.50	78.6	4,610.6	98.1
16.0	1,880.0	0.11	15.50-16.50	44.1	4,654.7	99.0
17.0	1,880.0	0.09	16.50-17.50	23.5	4,678.2	99.5
18.0	1,880.0	0.08	17.50-18.50	11.9	4,690.1	99.8
19.0	1,880.0	0.07	18.50-19.50	5.7	4,695.8	99.9
20.0	1,880.0	0.06	19.50-20.50	2.6	4,698.4	100.0
21.0	1,880.0	0.05	20.50-21.50	1.1	4,699.5	100.0
22.0	1,880.0	0.04	21.50-22.50	0.5	4,700.0	100.0
23.0	1,880.0	0.04	22.50-23.50	0.2	4,700.1	100.0
24.0	1,880.0	0.03	23.50-24.50	0.0	4,700.2	100.0



Project: ID_PR107046_EDF-Luminus_Héron_P90-Bridge_Windpro
 Printed Page: 8/20/2013 11:13 AM / 3
 Licensed user: 3E nv
 Vaartstraat 61 Rue du Canal 61
 BE-1000 Brussels
 +32 2 217 58 68
 SJA / sophie.jacques@3e.eu
 Calculated: 8/20/2013 10:17 AM/2.9.250

PARK - Power Curve Analysis

Calculation: MM92 2MW 100m - Bridge 40dBWTG: 5 - REpower MM92 2050 92.5 IOI SM 1 - 101.5dBA - 06/2012, Hub height: 100.0 m

Name: SM 1 - 101.5dBA - 06/2012
 Source: Repower

Source/Date	Created by	Created	Edited	Stop wind speed [m/s]	Power control	CT curve type	Generator type	Specific power kW/m ²
6/28/2012	USER	6/25/2012	6/28/2013	24.0	Pitch	User defined	One generator	0.31

HP curve comparison - Note: For standard air density and weibull k parameter = 2

	[m/s]	5	6	7	8	9	10
Vmean	[m/s]	5	6	7	8	9	10
HP value Pitch, single generator (2009)	[MWh]	3,055	4,791	6,555	8,223	9,587	10,814
REpower MM92 2050 92.5 IOI SM 1 - 101.5dBA - 06/2012	[MWh]	3,246	4,783	6,196	7,401	8,372	9,105
Check value	[%]	-6	0	6	11	15	19

The table shows comparison between annual energy production calculated on basis of simplified "HP-curves" which assume that all WTGs performs quite similar - only specific power loading (kW/m²) and single/dual speed or stall/pitch decides the calculated values. Productions are without wake losses.
 For further details, ask at the Danish Energy Agency for project report J.nr. 51171/00-0016 or see WindPRO manual chapter 3.5.2.
 The method is refined in EMD report "20 Detailed Case Studies comparing Project Design Calculations and actual Energy Productions for Wind Energy Projects worldwide", jan 2003.
 Use the table to evaluate if the given power curve is reasonable - if the check value are lower than -5%, the power curve probably is too optimistic due to uncertainty in power curve measurement.

Power curve

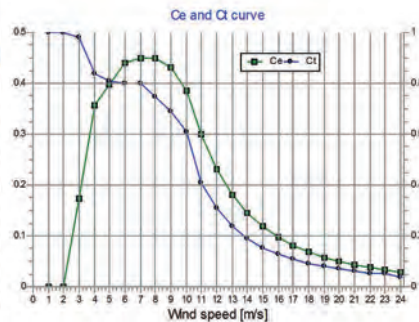
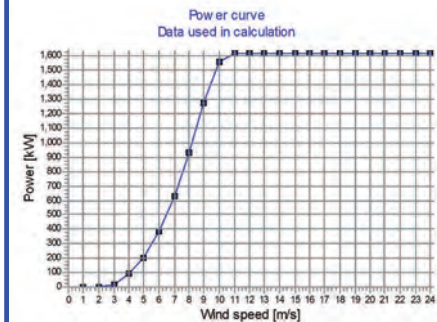
Original data from Windcat, Air density: 1.225 kg/m³

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Ce	Wind speed [m/s]	Ct curve
3.0	20.0	0.18	3.0	0.98
4.0	94.0	0.36	4.0	0.84
5.0	205.0	0.40	5.0	0.81
6.0	391.0	0.44	6.0	0.80
7.0	634.0	0.45	7.0	0.80
8.0	947.0	0.45	8.0	0.75
9.0	1,291.0	0.43	9.0	0.69
10.0	1,582.0	0.38	10.0	0.61
11.0	1,620.0	0.30	11.0	0.41
12.0	1,620.0	0.23	12.0	0.31
13.0	1,620.0	0.18	13.0	0.24
14.0	1,620.0	0.14	14.0	0.19
15.0	1,620.0	0.12	15.0	0.15
16.0	1,620.0	0.10	16.0	0.13
17.0	1,620.0	0.08	17.0	0.11
18.0	1,620.0	0.07	18.0	0.09
19.0	1,620.0	0.06	19.0	0.08
20.0	1,620.0	0.05	20.0	0.07
21.0	1,620.0	0.04	21.0	0.06
22.0	1,620.0	0.04	22.0	0.05
23.0	1,620.0	0.03	23.0	0.05
24.0	1,620.0	0.03	24.0	0.04

Power, Efficiency and energy vs. wind speed

Data used in calculation, Air density: 1.209 kg/m³ New WindPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Ce	Interval [m/s]	Energy [MWh]	Acc.Energy [MWh]	Relative [%]
1.0	0.0	0.00	0.50-1.50	0.0	0.0	0.0
2.0	0.0	0.00	1.50-2.50	0.0	0.0	0.0
3.0	19.0	0.17	2.50-3.50	26.6	26.6	0.6
4.0	92.6	0.36	3.50-4.50	107.3	133.9	2.8
5.0	202.4	0.40	4.50-5.50	243.8	377.8	8.0
6.0	385.8	0.44	5.50-6.50	420.3	798.1	16.9
7.0	626.1	0.45	6.50-7.50	590.6	1,388.7	29.4
8.0	935.3	0.45	7.50-8.50	703.5	2,092.2	44.3
9.0	1,275.3	0.43	8.50-9.50	722.3	2,814.6	59.7
10.0	1,564.8	0.39	9.50-10.50	632.0	3,446.6	73.0
11.0	1,617.0	0.30	10.50-11.50	471.9	3,918.5	83.1
12.0	1,620.0	0.23	11.50-12.50	317.4	4,235.9	89.8
13.0	1,620.0	0.18	12.50-13.50	203.3	4,439.2	94.1
14.0	1,620.0	0.15	13.50-14.50	124.7	4,563.9	96.7
15.0	1,620.0	0.12	14.50-15.50	72.9	4,636.9	98.3
16.0	1,620.0	0.10	15.50-16.50	40.5	4,677.4	99.1
17.0	1,620.0	0.08	16.50-17.50	21.4	4,698.8	99.6
18.0	1,620.0	0.07	17.50-18.50	10.7	4,709.4	99.8
19.0	1,620.0	0.06	18.50-19.50	5.0	4,714.5	99.9
20.0	1,620.0	0.05	19.50-20.50	2.2	4,716.7	100.0
21.0	1,620.0	0.04	20.50-21.50	0.9	4,717.6	100.0
22.0	1,620.0	0.04	21.50-22.50	0.4	4,718.0	100.0
23.0	1,620.0	0.03	22.50-23.50	0.1	4,718.1	100.0
24.0	1,620.0	0.03	23.50-24.50	0.0	4,718.2	100.0



Project: ID_PR107046_EDF-Luminus_Héron_P90-Bridge_Windpro
 Printed Page: 8/20/2013 11:14 AM / 1
 Licensed user: 3E nv
 Vaartstraat 61 Rue du Canal 61
 BE-1000 Brussels
 +32 2 217 58 68
 SJA / sophie.jacques@3e.eu
 Calculated: 8/20/2013 10:23 AM/2.9.250

PARK - Power Curve Analysis

Calculation: E82 2.3MW 108m - Bridge 41dBWTG: 3 - ENERCON E-82 2300 82.0 IOI Level 0 - guaranteed* - 2300kW- 02/2010, Hub height: 108.3 m

Name: Level 0 - guaranteed* - 2300kW- 02/2010
 Source: ENERCON GmbH

Source/Date	Created by	Created	Edited	Stop wind speed [m/s]	Power control	CT curve type	Generator type	Specific power kW/m ²
2/25/2010	USER	11/27/2001	3/7/2013	25.0	Pitch	User defined	Variable	0.44

Received from Enercon on 25/06/2010 /
 Based on "SIAS-001-ct_E82_E2_2.3MW_Vers.3.1ger-eng.pdf"

* Uncertainties in measurement of power curves can lead to different power curves for the same turbine, so ENERCON uses calculated curves for energy calculations and guarantees. For reference and verification, measured power curves are available at ENERCON (not for use in energy calculations or guarantees!)

HP curve comparison - Note: For standard air density and weibull k parameter = 2

	[m/s]	5	6	7	8	9	10
Vmean	[m/s]	5	6	7	8	9	10
HP value Pitch, variable speed (2013)	[MWh]	2,771	4,454	6,221	7,904	9,401	10,653
ENERCON E-82 2300 82.0 IOI Level 0 - guaranteed* - 2300kW- 02/2010	[MWh]	3,050	4,801	6,614	8,321	9,823	11,062
Check value	[%]	9	-7	-6	-5	-4	-4

The table shows comparison between annual energy production calculated on basis of simplified "HP-curves" which assume that all WTGs performs quite similar - only specific power loading (kW/m²) and single/dual speed or stall/pitch decides the calculated values. Productions are without wake losses.
 For further details, ask at the Danish Energy Agency for project report J.nr. 51171/00-0016 or see WindPRO manual chapter 3.5.2.
 The method is refined in EMD report "20 Detailed Case Studies comparing Project Design Calculations and actual Energy Productions for Wind Energy Projects worldwide", jan 2003.
 Use the table to evaluate if the given power curve is reasonable - if the check value are lower than -5%, the power curve probably is too optimistic due to uncertainty in power curve measurement.

Power curve

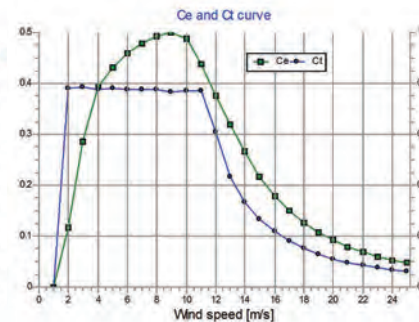
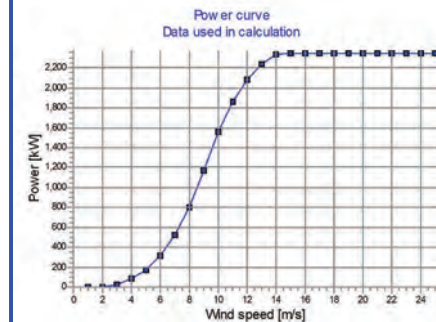
Original data from Windcat, Air density: 1.225 kg/m³

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Ce	Wind speed [m/s]	Ct curve
1.0	0.0	0.00	1.0	0.00
2.0	3.0	0.12	2.0	0.78
3.0	25.0	0.29	3.0	0.79
4.0	82.0	0.40	4.0	0.77
5.0	174.0	0.43	5.0	0.78
6.0	321.0	0.46	6.0	0.78
7.0	532.0	0.48	7.0	0.78
8.0	815.0	0.49	8.0	0.77
9.0	1,180.0	0.50	9.0	0.77
10.0	1,580.0	0.49	10.0	0.77
11.0	1,890.0	0.44	11.0	0.77
12.0	2,100.0	0.38	12.0	0.61
13.0	2,250.0	0.32	13.0	0.44
14.0	2,350.0	0.28	14.0	0.34
15.0	2,350.0	0.22	15.0	0.27
16.0	2,350.0	0.18	16.0	0.22
17.0	2,350.0	0.15	17.0	0.18
18.0	2,350.0	0.12	18.0	0.15
19.0	2,350.0	0.11	19.0	0.13
20.0	2,350.0	0.09	20.0	0.11
21.0	2,350.0	0.08	21.0	0.10
22.0	2,350.0	0.07	22.0	0.08
23.0	2,350.0	0.06	23.0	0.07
24.0	2,350.0	0.05	24.0	0.07
25.0	2,350.0	0.05	25.0	0.06

Power, Efficiency and energy vs. wind speed

Data used in calculation, Air density: 1.210 kg/m³ New WindPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Ce	Interval [m/s]	Energy [MWh]	Acc.Energy [MWh]	Relative [%]
1.0	0.0	0.00	0.50-1.50	0.0	0.0	0.0
2.0	3.0	0.12	1.50-2.50	5.1	5.3	0.1
3.0	24.7	0.29	2.50-3.50	29.4	34.7	0.8
4.0	81.1	0.40	3.50-4.50	92.0	126.7	2.8
5.0	172.1	0.43	4.50-5.50	198.7	325.4	7.1
6.0	317.4	0.46	5.50-6.50	337.5	662.8	14.4
7.0	525.9	0.48	6.50-7.50	429.1	1,141.9	24.8
8.0	805.6	0.49	7.50-8.50	589.3	1,731.1	37.6
9.0	1,165.2	0.50	8.50-9.50	641.0	2,372.1	51.5
10.0	1,559.0	0.49	9.50-10.50	615.4	2,987.6	64.9
11.0	1,888.5	0.44	10.50-11.50	520.3	3,507.9	76.2
12.0	2,081.8	0.38	11.50-12.50	395.2	3,903.1	84.7
13.0	2,235.5	0.32	12.50-13.50	277.5	4,180.6	90.8
14.0	2,339.6	0.27	13.50-14.50	181.8	4,362.4	94.7
15.0	2,350.0	0.22	14.50-15.50	110.9	4,473.3	97.1
16.0	2,350.0	0.18	15.50-16.50	63.6	4,536.8	98.5
17.0	2,350.0	0.15	16.50-17.50	34.7	4,571.5	99.3
18.0	2,350.0	0.13	17.50-18.50	18.0	4,589.5	99.7
19.0	2,350.0	0.11	18.50-19.50	8.9	4,598.4	99.8
20.0	2,350.0	0.09	19.50-20.50	4.1	4,602.5	99.9
21.0	2,350.0	0.08	20.50-21.50	1.8	4,604.3	100.0
22.0	2,350.0	0.07	21.50-22.50	0.8	4,605.1	100.0
23.0	2,350.0	0.06	22.50-23.50	0.3	4,605.4	100.0
24.0	2,350.0	0.05	23.50-24.50	0.1	4,605.5	100.0
25.0	2,350.0	0.05	24.50-25.50	0.0	4,605.6	100.0



Project: ID_PR107046_EDF-Luminus_Héron_P90-Bridge_Windpro
 Printed Page: 8/20/2013 11:14 AM / 2
 Licensed user: 3E nv
 Vaartstraat 61 Rue du Canal 61
 BE-1000 Brussels
 +32 2 217 58 68
 SJA / sophie.jacques@3e.eu
 Calculated: 8/20/2013 10:23 AM/2.9.250

PARK - Power Curve Analysis

Calculation: E82 2.3MW 108m - Bridge 41dWBTG: 5 - ENERCON E-82 2300 82.0 IOI Level 5 - guaranteed* - 1000kW - 02/2010, Hub height: 108.3 m

Name: Level 5 - guaranteed* - 1000kW - 02/2010
 Source: ENERCON GmbH

Source/Date	Created by	Created	Edited	Stop wind speed [m/s]	Power control	CT curve type	Generator type	Specific power kW/m ²
6/2/2006	EMD	11/27/2001	2/10/2012	25.0	Pitch	User defined	Variable	0.44

Received from Enercon on 20/07/2010 / Based on "SIAS-001-ct_E82_E2_1.0MWred_Vers.3.1ger-eng.pdf"

* Uncertainties in measurement of power curves can lead to different power curves for the same turbine, so ENERCON uses calculated curves for energy calculations and guarantees. For reference and verification, measured power curves are available at ENERCON (not for use in energy calculations or guarantees!)

HP curve comparison - Note: For standard air density and weibull k parameter = 2

Vmean [m/s]	5	6	7	8	9	10	
HP value Pitch, variable speed (2013)	[MWh]	2,771	4,454	6,221	7,904	9,401	10,653
ENERCON E-82 2300 82.0 IOI Level 5 - guaranteed* - 1000kW - 02/2010	[MWh]	2,436	3,411	4,267	4,977	5,544	5,973
Check value [%]		14	31	46	59	74	78

The table shows comparison between annual energy production calculated on basis of simplified "HP-curves" which assume that all WTGs performs quite similar - only specific power loading (kW/m²) and single/dual speed or stall/pitch decides the calculated values. Productions are without wake losses.

For further details, ask at the Danish Energy Agency for project report J.nr. 51171/00-0016 or see WindPRO manual chapter 3.5.2.

The method is refined in EMD report "20 Detailed Case Studies comparing Project Design Calculations and actual Energy Productions for Wind Energy Projects worldwide", jan 2003.

Use the table to evaluate if the given power curve is reasonable - if the check value are lower than -5%, the power curve probably is too optimistic due to uncertainty in power curve measurement.

Power curve

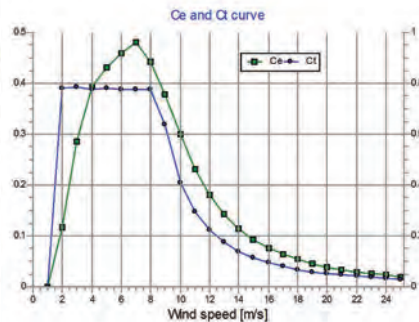
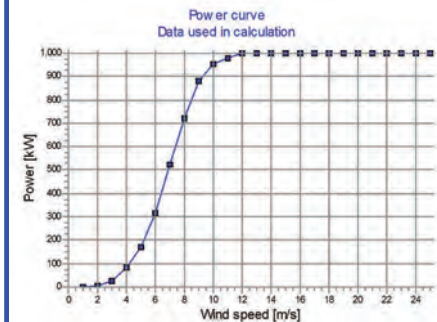
Original data from Windcat, Air density: 1.225 kg/m³

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Ce	Wind speed [m/s]	Ct curve
1.0	0.0	0.00	1.0	0.00
2.0	3.0	0.12	2.0	0.78
3.0	25.0	0.29	3.0	0.79
4.0	82.0	0.40	4.0	0.77
5.0	174.0	0.43	5.0	0.78
6.0	321.0	0.46	6.0	0.78
7.0	532.0	0.48	7.0	0.78
8.0	730.0	0.44	8.0	0.77
9.0	890.0	0.38	9.0	0.64
10.0	960.0	0.30	10.0	0.41
11.0	980.0	0.23	11.0	0.29
12.0	1,000.0	0.18	12.0	0.22
13.0	1,000.0	0.14	13.0	0.17
14.0	1,000.0	0.11	14.0	0.14
15.0	1,000.0	0.09	15.0	0.11
16.0	1,000.0	0.08	16.0	0.09
17.0	1,000.0	0.06	17.0	0.08
18.0	1,000.0	0.05	18.0	0.07
19.0	1,000.0	0.05	19.0	0.06
20.0	1,000.0	0.04	20.0	0.05
21.0	1,000.0	0.03	21.0	0.05
22.0	1,000.0	0.03	22.0	0.04
23.0	1,000.0	0.03	23.0	0.04
24.0	1,000.0	0.02	24.0	0.03
25.0	1,000.0	0.02	25.0	0.03

Power, Efficiency and energy vs. wind speed

Data used in calculation, Air density: 1.208 kg/m³ New WindPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Ce	Interval [m/s]	Energy [MWh]	Acc.Energy [MWh]	Relative [MWh]
1.0	0.0	0.00	0.50-1.50	0.3	0.3	0.0
2.0	3.0	0.12	1.50-2.50	4.9	5.2	0.1
3.0	24.7	0.29	2.50-3.50	28.9	34.2	1.0
4.0	80.9	0.40	3.50-4.50	91.7	125.9	3.6
5.0	171.7	0.43	4.50-5.50	201.2	327.0	9.2
6.0	316.9	0.46	5.50-6.50	347.6	674.9	19.0
7.0	524.7	0.48	6.50-7.50	486.2	1,161.0	32.8
8.0	722.1	0.44	7.50-8.50	551.7	1,712.7	48.3
9.0	862.2	0.38	8.50-9.50	521.7	2,234.4	63.1
10.0	856.6	0.30	9.50-10.50	425.4	2,659.7	75.1
11.0	876.3	0.23	10.50-11.50	312.9	2,972.6	83.9
12.0	997.9	0.18	11.50-12.50	216.9	3,189.5	90.0
13.0	1,000.0	0.14	12.50-13.50	143.4	3,332.8	94.0
14.0	1,000.0	0.11	13.50-14.50	90.4	3,423.3	96.6
15.0	1,000.0	0.09	14.50-15.50	54.8	3,478.9	98.1
16.0	1,000.0	0.08	15.50-16.50	31.5	3,509.4	99.0
17.0	1,000.0	0.06	16.50-17.50	17.3	3,526.6	99.5
18.0	1,000.0	0.05	17.50-18.50	9.0	3,535.7	99.8
19.0	1,000.0	0.05	18.50-19.50	4.5	3,540.1	99.9
20.0	1,000.0	0.04	19.50-20.50	2.1	3,542.2	100.0
21.0	1,000.0	0.03	20.50-21.50	0.9	3,543.1	100.0
22.0	1,000.0	0.03	21.50-22.50	0.4	3,543.5	100.0
23.0	1,000.0	0.03	22.50-23.50	0.2	3,543.7	100.0
24.0	1,000.0	0.02	23.50-24.50	0.1	3,543.7	100.0
25.0	1,000.0	0.02	24.50-25.50	0.0	3,543.8	100.0



Project: ID_PR107046_EDF-Luminus_Héron_P90-Bridge_Windpro
 Printed Page: 8/20/2013 11:14 AM / 3
 Licensed user: 3E nv
 Vaartstraat 61 Rue du Canal 61
 BE-1000 Brussels
 +32 2 217 58 68
 SJA / sophie.jacques@3e.eu
 Calculated: 8/20/2013 10:23 AM/2.9.250

PARK - Power Curve Analysis

Calculation: E82 2.3MW 108m - Bridge 41dWBTG: 6 - ENERCON E-82 2300 82.0 IOI Level 4 - guaranteed* - 1200kW - 02/2010, Hub height: 108.3 m

Name: Level 4 - guaranteed* - 1200kW - 02/2010
 Source: ENERCON GmbH

Source/Date	Created by	Created	Edited	Stop wind speed [m/s]	Power control	CT curve type	Generator type	Specific power kW/m ²
11/17/2005	EMD	11/27/2001	2/10/2012	25.0	Pitch	User defined	Variable	0.44

Received from Enercon on 20/07/2010 / Based on "SIAS-001-ct_E82_E2_1.2MWred_Vers.3.1ger-eng.pdf"

* Uncertainties in measurement of power curves can lead to different power curves for the same turbine, so ENERCON uses calculated curves for energy calculations and guarantees. For reference and verification, measured power curves are available at ENERCON (not for use in energy calculations or guarantees!)

HP curve comparison - Note: For standard air density and weibull k parameter = 2

Vmean [m/s]	5	6	7	8	9	10	
HP value Pitch, variable speed (2013)	[MWh]	2,771	4,454	6,221	7,904	9,401	10,653
ENERCON E-82 2300 82.0 IOI Level 4 - guaranteed* - 1200kW - 02/2010	[MWh]	2,541	3,645	4,654	5,519	6,228	6,777
Check value [%]		9	22	34	43	51	57

The table shows comparison between annual energy production calculated on basis of simplified "HP-curves" which assume that all WTGs performs quite similar - only specific power loading (kW/m²) and single/dual speed or stall/pitch decides the calculated values. Productions are without wake losses.

For further details, ask at the Danish Energy Agency for project report J.nr. 51171/00-0016 or see WindPRO manual chapter 3.5.2.

The method is refined in EMD report "20 Detailed Case Studies comparing Project Design Calculations and actual Energy Productions for Wind Energy Projects worldwide", jan 2003.

Use the table to evaluate if the given power curve is reasonable - if the check value are lower than -5%, the power curve probably is too optimistic due to uncertainty in power curve measurement.

Power curve

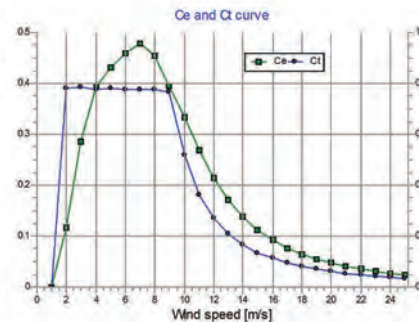
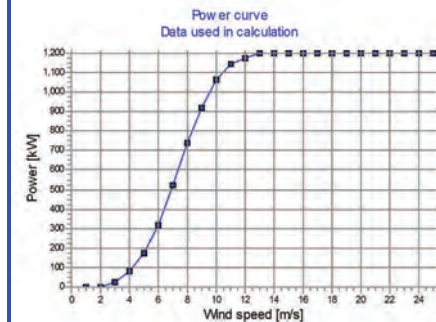
Original data from Windcat, Air density: 1.225 kg/m³

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Ce	Wind speed [m/s]	Ct curve
1.0	0.0	0.00	1.0	0.00
2.0	3.0	0.12	2.0	0.78
3.0	25.0	0.29	3.0	0.79
4.0	82.0	0.40	4.0	0.77
5.0	174.0	0.43	5.0	0.78
6.0	321.0	0.46	6.0	0.78
7.0	532.0	0.48	7.0	0.78
8.0	750.0	0.45	8.0	0.77
9.0	930.0	0.39	9.0	0.77
10.0	1,070.0	0.33	10.0	0.62
11.0	1,150.0	0.27	11.0	0.36
12.0	1,180.0	0.21	12.0	0.27
13.0	1,200.0	0.17	13.0	0.21
14.0	1,200.0	0.14	14.0	0.17
15.0	1,200.0	0.11	15.0	0.14
16.0	1,200.0	0.09	16.0	0.11
17.0	1,200.0	0.08	17.0	0.09
18.0	1,200.0	0.06	18.0	0.08
19.0	1,200.0	0.05	19.0	0.07
20.0	1,200.0	0.05	20.0	0.06
21.0	1,200.0	0.04	21.0	0.05
22.0	1,200.0	0.03	22.0	0.05
23.0	1,200.0	0.03	23.0	0.04
24.0	1,200.0	0.03	24.0	0.04
25.0	1,200.0	0.02	25.0	0.04

Power, Efficiency and energy vs. wind speed

Data used in calculation, Air density: 1.209 kg/m³ New WindPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Ce	Interval [m/s]	Energy [MWh]	Acc.Energy [MWh]	Relative [MWh]
1.0	0.0	0.00	0.50-1.50	0.3	0.3	0.0
2.0	3.0	0.12	1.50-2.50	4.9	5.1	0.1
3.0	24.7	0.29	2.50-3.50	28.5	33.6	0.9
4.0	80.9	0.40	3.50-4.50	89.8	123.4	3.4
5.0	171.9	0.43	4.50-5.50	195.9	319.3	8.8
6.0	316.9	0.46	5.50-6.50	336.8	656.2	18.0
7.0	524.2	0.48	6.50-7.50	471.9	1,128.0	31.0
8.0	741.9	0.45	7.50-8.50	541.7	1,669.8	45.9
9.0	821.8	0.40	8.50-9.50	524.8	2,194.6	50.3
10.0	1,061.7	0.33	9.50-10.50	446.7	2,641.3	72.8
11.0	1,143.8	0.27	10.50-11.50	343.4	2,984.7	82.0
12.0	1,177.1	0.21	11.50-12.50	243.8	3,228.5	88.8
13.0	1,197.8	0.17	12.50-13.50	163.4	3,391.9	93.2
14.0	1,200.0	0.14	13.50-14.50	104.3	3,496.3	96.1
15.0	1,200.0	0.11	14.50-15.50	63.5	3,559.7	97.9
16.0	1,200.0	0.09	15.50-16.50	36.9	3,596.6	98.9
17.0	1,200.0	0.08	16.50-17.50	20.4	3,617.0	99.4
18.0	1,200.0	0.06	17.50-18.50	10.8	3,627.8	99.7
19.0	1,200.0	0.05	18.50-19.50	5.4	3,633.2	99.9
20.0	1,200.0	0.05	19.50-20.50	2.6	3,635.7	99.9
21.0	1,200.0	0.04	20.50-21.50	1.1	3,636.9	100.0
22.0	1,200.0	0.04	21.50-22.50	0.5	3,637.4	100.0
23.0	1,200.0	0.03	22.50-23.50	0.2	3,637.6	100.0
24.0	1,200.0	0.03	23.50-24.50	0.1	3,637.6	100.0
25.0	1,200.0	0.02	24.50-25.50	0.0	3,637.7	100.0



Project: ID_PR107046_EDF-Luminus_Héron_P90-Bridge_Windpro
 Printed Page: 8/20/2013 11:15 AM / 1
 Licensed user: 3E nv
 Vaartstraat 61 Rue du Canal 61
 BE-1000 Brussels
 +32 2 217 58 68
 SJA / sophie.jacques@3e.eu
 Calculated: 8/20/2013 10:25 AM/2.9.250

PARK - Power Curve Analysis

Calculation: Repower 3.2M114 3.2MW 93m - Bridge 40dBWTG: 1 - REpower 3.2M114 3170 114.0 I-I Guaranteed power curve 3.2M114, Hub height: 93.0 m

Name: Guaranteed power curve_3.2M114
 Source: Repower

Source/Date	Created by	Created	Edited	Stop wind speed	Power control	CT curve type	Generator type	Specific power
				[m/s]				kW/m ²
8/2/2011	USER	5/22/2012	1/14/2013	22.0	Pitch	User defined	One generator	0.31

Taken from the document: U:\3EGeneralDocuments\BWE\Wind Turbine Manufacturers\Large wind turbines\RePower\current wind turbines\Repower 3.2M\Power curve\SD-3.2-WT.PC.00-B-A-EN Power-Curve and Sound Power Level [3.2M_114m_50Hz].pdf

HP curve comparison - Note: For standard air density and weibull k parameter = 2

Vmean	[m/s]	5	6	7	8	9	10
HP value Pitch, single generator (2009)	[MWh]	4,647	7,310	10,017	12,585	14,691	16,562
REpower 3.2M114 3170 114.0 I-I Guaranteed power curve_3.2M114	[MWh]	5,190	7,913	10,557	12,883	14,759	16,130
Check value	[%]	-10	-8	-5	-2	0	3

The table shows comparison between annual energy production calculated on basis of simplified "HP-curves" which assume that all WTGs performs quite similar - only specific power loading (kW/m²) and single/dual speed or stall/pitch decides the calculated values. Productions are without wake losses.
 For further details, ask at the Danish Energy Agency for project report J.nr. 51171/00-0016 or see WindPRO manual chapter 3.5.2.
 The method is refined in EMD report "20 Detailed Case Studies comparing Project Design Calculations and actual Energy Productions for Wind Energy Projects worldwide", jan 2003.
 Use the table to evaluate if the given power curve is reasonable - if the check value are lower than -5%, the power curve probably is too optimistic due to uncertainty in power curve measurement.

Power curve

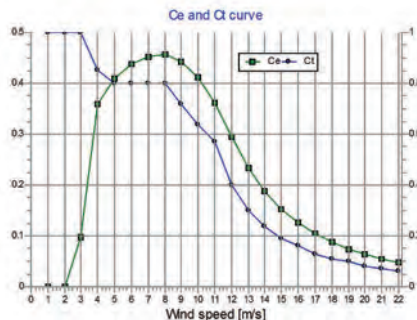
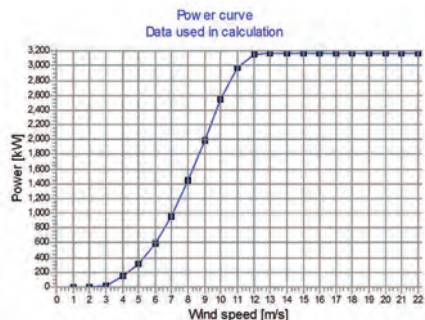
Original data from Windcat, Air density: 1.225 kg/m³

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Ce	Wind speed [m/s]	Ct curve
3.0	18.0	0.11	3.0	1.05
4.0	144.0	0.36	4.0	0.85
5.0	319.0	0.41	5.0	0.80
6.0	590.0	0.44	6.0	0.80
7.0	969.0	0.45	7.0	0.80
8.0	1,460.0	0.46	8.0	0.80
9.0	2,017.0	0.44	9.0	0.72
10.0	2,576.0	0.41	10.0	0.64
11.0	3,009.0	0.36	11.0	0.57
12.0	3,170.0	0.29	12.0	0.40
13.0	3,170.0	0.23	13.0	0.30
14.0	3,170.0	0.18	14.0	0.24
15.0	3,170.0	0.15	15.0	0.19
16.0	3,170.0	0.12	16.0	0.16
17.0	3,170.0	0.10	17.0	0.13
18.0	3,170.0	0.09	18.0	0.11
19.0	3,170.0	0.07	19.0	0.10
20.0	3,170.0	0.06	20.0	0.08
21.0	3,170.0	0.05	21.0	0.07
22.0	3,170.0	0.05	22.0	0.06

Power, Efficiency and energy vs. wind speed

Data used in calculation, Air density: 1.211 kg/m³ New WindPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Ce	Interval [m/s]	Energy [MWh]	Acc.Energy [MWh]	Relative [%]
1.0	0.0	0.00	0.50-1.50	0.0	0.0	0.0
2.0	0.0	0.00	1.50-2.50	0.0	0.0	0.0
3.0	16.5	0.10	2.50-3.50	40.2	40.2	0.5
4.0	141.9	0.36	3.50-4.50	170.4	210.6	2.9
5.0	315.4	0.41	4.50-5.50	383.2	593.8	8.1
6.0	583.4	0.44	5.50-6.50	640.1	1,233.9	16.8
7.0	958.2	0.45	6.50-7.50	881.7	2,115.6	28.8
8.0	1,443.8	0.46	7.50-8.50	1,037.2	3,152.8	42.9
9.0	1,994.6	0.44	8.50-9.50	1,063.4	4,216.2	57.4
10.0	2,546.9	0.41	9.50-10.50	962.6	5,178.8	70.5
11.0	2,979.2	0.36	10.50-11.50	771.5	5,950.3	81.1
12.0	3,156.2	0.30	11.50-12.50	549.3	6,499.7	88.5
13.0	3,170.0	0.23	12.50-13.50	356.1	6,855.8	93.4
14.0	3,170.0	0.19	13.50-14.50	217.5	7,073.3	96.4
15.0	3,170.0	0.15	14.50-15.50	126.9	7,200.1	98.1
16.0	3,170.0	0.13	15.50-16.50	70.4	7,270.6	99.0
17.0	3,170.0	0.10	16.50-17.50	37.1	7,307.7	99.5
18.0	3,170.0	0.09	17.50-18.50	18.5	7,326.2	99.8
19.0	3,170.0	0.07	18.50-19.50	8.7	7,334.9	99.9
20.0	3,170.0	0.06	19.50-20.50	3.9	7,338.8	100.0
21.0	3,170.0	0.06	20.50-21.50	1.6	7,340.4	100.0
22.0	3,170.0	0.05	21.50-22.50	0.5	7,340.9	100.0



Project: ID_PR107046_EDF-Luminus_Héron_P90-Bridge_Windpro
 Printed Page: 8/20/2013 11:15 AM / 2
 Licensed user: 3E nv
 Vaartstraat 61 Rue du Canal 61
 BE-1000 Brussels
 +32 2 217 58 68
 SJA / sophie.jacques@3e.eu
 Calculated: 8/20/2013 10:25 AM/2.9.250

PARK - Power Curve Analysis

Calculation: Repower 3.2M114 3.2MW 93m - Bridge 40dBWTG: 3 - REpower 3.2M114 3170 114.0 I-I SM I Type C 103.5dB, Hub height: 93.0 m

Name: SM I Type C 103.5dB
 Source: Repower

Source/Date	Created by	Created	Edited	Stop wind speed	Power control	CT curve type	Generator type	Specific power
				[m/s]				kW/m ²
6/28/2013	USER	6/28/2013	6/28/2013	22.0	Pitch	User defined	One generator	0.31

HP curve comparison - Note: For standard air density and weibull k parameter = 2

Vmean	[m/s]	5	6	7	8	9	10
HP value Pitch, single generator (2009)	[MWh]	4,647	7,310	10,017	12,585	14,691	16,582
REpower 3.2M114 3170 114.0 I-I SM I Type C 103.5dB	[MWh]	4,902	7,317	9,614	11,610	13,203	14,355
Check value	[%]	-5	0	4	8	11	16

The table shows comparison between annual energy production calculated on basis of simplified "HP-curves" which assume that all WTGs performs quite similar - only specific power loading (kW/m²) and single/dual speed or stall/pitch decides the calculated values. Productions are without wake losses.
 For further details, ask at the Danish Energy Agency for project report J.nr. 51171/00-0016 or see WindPRO manual chapter 3.5.2.
 The method is refined in EMD report "20 Detailed Case Studies comparing Project Design Calculations and actual Energy Productions for Wind Energy Projects worldwide", jan 2003.
 Use the table to evaluate if the given power curve is reasonable - if the check value are lower than -5%, the power curve probably is too optimistic due to uncertainty in power curve measurement.

Power curve

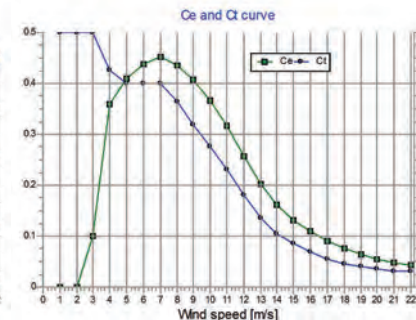
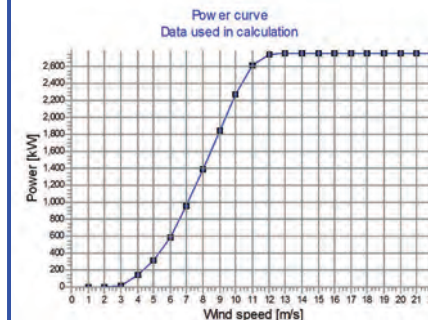
Original data from Windcat, Air density: 1.225 kg/m³

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Ce	Wind speed [m/s]	Ct curve
3.0	18.0	0.11	3.0	1.05
4.0	144.0	0.36	4.0	0.85
5.0	319.0	0.41	5.0	0.80
6.0	590.0	0.44	6.0	0.80
7.0	969.0	0.45	7.0	0.80
8.0	1,394.0	0.44	8.0	0.73
9.0	1,853.0	0.41	9.0	0.64
10.0	2,283.0	0.37	10.0	0.55
11.0	2,635.0	0.32	11.0	0.46
12.0	2,750.0	0.25	12.0	0.36
13.0	2,750.0	0.20	13.0	0.27
14.0	2,750.0	0.16	14.0	0.21
15.0	2,750.0	0.13	15.0	0.17
16.0	2,750.0	0.11	16.0	0.14
17.0	2,750.0	0.09	17.0	0.11
18.0	2,750.0	0.08	18.0	0.09
19.0	2,750.0	0.06	19.0	0.08
20.0	2,750.0	0.05	20.0	0.07
21.0	2,750.0	0.05	21.0	0.06
22.0	2,750.0	0.04	22.0	0.06

Power, Efficiency and energy vs. wind speed

Data used in calculation, Air density: 1.212 kg/m³ New WindPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Ce	Interval [m/s]	Energy [MWh]	Acc.Energy [MWh]	Relative [%]
1.0	0.0	0.00	0.50-1.50	0.0	0.0	0.0
2.0	0.0	0.00	1.50-2.50	0.0	0.0	0.0
3.0	16.6	0.10	2.50-3.50	38.7	38.7	0.6
4.0	142.2	0.36	3.50-4.50	163.4	202.1	3.2
5.0	315.9	0.41	4.50-5.50	364.8	566.9	9.1
6.0	584.2	0.44	5.50-6.50	604.6	1,171.5	18.7
7.0	959.5	0.45	6.50-7.50	813.5	1,985.0	31.7
8.0	1,381.7	0.44	7.50-8.50	917.7	2,902.7	46.4
9.0	1,836.7	0.41	8.50-9.50	896.2	3,800.9	60.8
10.0	2,263.2	0.37	9.50-10.50	782.4	4,583.3	73.3
11.0	2,613.6	0.32	10.50-11.50	610.5	5,193.8	83.0
12.0	2,741.3	0.26	11.50-12.50	426.7	5,620.6	89.9
13.0	2,750.0	0.20	12.50-13.50	272.6	5,893.1	94.2
14.0	2,750.0	0.16	13.50-14.50	164.4	6,057.5	96.9
15.0	2,750.0	0.13	14.50-15.50	94.5	6,152.1	98.4
16.0	2,750.0	0.11	15.50-16.50	51.7	6,203.8	99.2
17.0	2,750.0	0.09	16.50-17.50	26.8	6,230.6	99.6
18.0	2,750.0	0.08	17.50-18.50	13.2	6,243.7	99.8
19.0	2,750.0	0.06	18.50-19.50	6.1	6,249.8	99.9
20.0	2,750.0	0.06	19.50-20.50	2.7	6,252.5	100.0
21.0	2,750.0	0.05	20.50-21.50	1.1	6,253.6	100.0
22.0	2,750.0	0.04	21.50-22.50	0.3	6,253.9	100.0



Project: ID_PR107046_EDF-Luminus_Héron_P90-Bridge_Windpro
 Printed Page: 8/20/2013 11:15 AM / 3
 Licensed user: 3E nv
 Vaartstraat 61 Rue du Canal 61
 BE-1000 Brussels
 +32 2 217 58 68
 SJA / sophie.jacques@3e.eu
 Calculated: 8/20/2013 10:25 AM/2.9.250

PARK - Power Curve Analysis

Calculation: Repower 3.2M114 3.2MW 93m - Bridge 40dBWTG: 5 - REpower 3.2M114 3170 114.0 I-I SM I Type A 99.5dB, Hub height: 93.0 m

Name: SM I Type A 99.5dB
 Source: Repower

Source/Date	Created by	Created	Edited	Stop wind speed [m/s]	Power control	CT curve type	Generator type	Specific power kW/m²
11/13/2012	USER	6/28/2013	6/28/2013	22.0	Pitch	User defined	One generator	0.31

HP curve comparison - Note: For standard air density and weibull k parameter = 2

Vmean [m/s]	5	6	7	8	9	10
HP value Pitch, single generator (2009) [MWh]	4,647	7,310	10,017	12,585	14,691	16,582
REpower 3.2M114 3170 114.0 I-I SM I Type A 99.5dB [MWh]	4,267	6,143	7,877	9,358	10,525	11,355
Check value [%]	9	19	27	34	40	46

The table shows comparison between annual energy production calculated on basis of simplified "HP-curves" which assume that all WTGs performs quite similar - only specific power loading (kW/m²) and single/dual speed or stall/pitch decides the calculated values. Productions are without wake losses.
 For further details, ask at the Danish Energy Agency for project report J.nr. 51171/00-0016 or see WindPRO manual chapter 3.5.2.
 The method is refined in EMD report "20 Detailed Case Studies comparing Project Design Calculations and actual Energy Productions for Wind Energy Projects worldwide", jan 2003.
 Use the table to evaluate if the given power curve is reasonable - if the check value are lower than -5%, the power curve probably is too optimistic due to uncertainty in power curve measurement.

Power curve

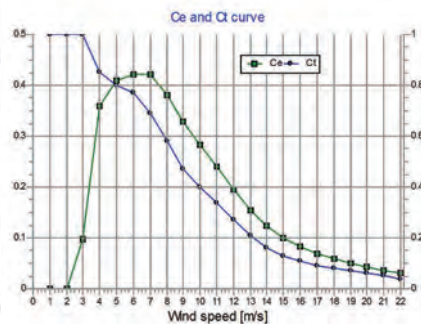
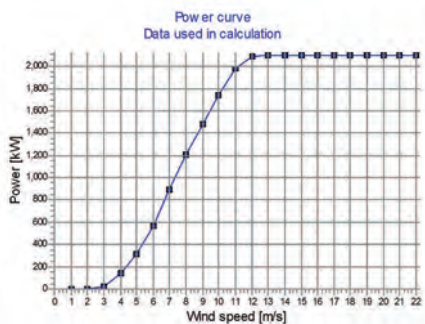
Original data from Windcat, Air density: 1.225 kg/m³

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Ce	Wind speed [m/s]	Ct curve
3.0	18.0	0.11	3.0	1.05
4.0	144.0	0.36	4.0	0.85
5.0	319.0	0.41	5.0	0.80
6.0	569.0	0.42	6.0	0.77
7.0	903.0	0.42	7.0	0.69
8.0	1,215.0	0.38	8.0	0.58
9.0	1,492.0	0.33	9.0	0.47
10.0	1,760.0	0.28	10.0	0.40
11.0	2,000.0	0.24	11.0	0.34
12.0	2,100.0	0.19	12.0	0.27
13.0	2,100.0	0.15	13.0	0.21
14.0	2,100.0	0.12	14.0	0.16
15.0	2,100.0	0.10	15.0	0.13
16.0	2,100.0	0.08	16.0	0.11
17.0	2,100.0	0.07	17.0	0.09
18.0	2,100.0	0.06	18.0	0.08
19.0	2,100.0	0.05	19.0	0.07
20.0	2,100.0	0.04	20.0	0.06
21.0	2,100.0	0.04	21.0	0.05
22.0	2,100.0	0.03	22.0	0.04

Power, Efficiency and energy vs. wind speed

Data used in calculation, Air density: 1.209 kg/m³ New WindPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Ce	Interval [m/s]	Energy [MWh]	Acc. Energy [MWh]	Relative [%]
1.0	0.0	0.00	0.50-1.50	0.0	0.0	0.0
2.0	0.0	0.00	1.50-2.50	0.0	0.0	0.0
3.0	16.3	0.10	2.50-3.50	38.3	38.3	0.7
4.0	141.8	0.36	3.50-4.50	163.7	202.0	3.5
5.0	315.2	0.41	4.50-5.50	367.0	569.0	9.8
6.0	562.4	0.42	5.50-6.50	604.2	1,173.2	20.1
7.0	892.7	0.42	6.50-7.50	797.9	1,971.1	33.8
8.0	1,203.9	0.38	7.50-8.50	867.7	2,838.8	48.7
9.0	1,490.0	0.33	8.50-9.50	813.5	3,652.3	62.6
10.0	1,744.9	0.28	9.50-10.50	689.7	4,342.0	74.4
11.0	1,982.2	0.24	10.50-11.50	536.2	4,878.2	83.6
12.0	2,090.7	0.20	11.50-12.50	378.7	5,256.9	90.1
13.0	2,100.0	0.15	12.50-13.50	245.0	5,501.9	94.3
14.0	2,100.0	0.12	13.50-14.50	149.1	5,651.0	96.9
15.0	2,100.0	0.10	14.50-15.50	86.6	5,737.6	98.4
16.0	2,100.0	0.08	15.50-16.50	47.8	5,785.4	99.2
17.0	2,100.0	0.07	16.50-17.50	25.0	5,810.4	99.6
18.0	2,100.0	0.06	17.50-18.50	12.4	5,822.7	99.8
19.0	2,100.0	0.05	18.50-19.50	5.8	5,828.5	99.9
20.0	2,100.0	0.04	19.50-20.50	2.6	5,831.1	100.0
21.0	2,100.0	0.04	20.50-21.50	1.1	5,832.2	100.0
22.0	2,100.0	0.03	21.50-22.50	0.3	5,832.5	100.0



ANNEXE F RESULTATS DETAILLES DE LA PRODUCTION

SANS BRIDAGE ACOUSTIQUE

Tableau 22: Résultat de production par éolienne pour la configuration du parc éolien configuration Repower MM100 2MW hauteur d'axe 100m, sans application du bridage acoustique nocturne

Label	Total	WTG 1	WTG 2	WTG 3	WTG 4	WTG 5	WTG 6	WTG 7	WTG 8
Vitesse moyenne du vent [m/s]	6 - 6.2	6.1	6.1	6.0	6.1	6.2	6.2	6.1	6.1
Production brute [MWh/ian]	46,257	5,764	5,720	5,632	5,739	5,929	5,861	5,819	5,793
Pertes de sillage [%]	7.6	4.2	7.3	8.7	7.9	5.2	9.9	9.6	8.2
Pertes de production (incl. pertes de sillage) [%]	13.0	9.8	12.7	14.0	13.3	10.7	15.2	14.9	13.6
Production nette (P50) [MWh/ian]	40,236	5,197	4,992	4,843	4,978	5,294	4,972	4,952	5,007
Heures équivalentes pleine charge [%]	2,515	2,598	2,496	2,422	2,489	2,647	2,486	2,476	2,503
Facteur de capacité [h/ian]	28.7	29.6	28.5	27.6	28.4	30.2	28.4	28.2	28.6

3E sa
 Rue du Canal 61
 B-1000 Bruxelles
 info@3e.eu
 www.3e.eu

Fortis Banque 230-0028290-83
 IBAN: BE14 2300 0282 9083
 SWIFT/BIC: GEBABEBB
 RPR Bruxelles
 TVA BE 0465 755 594

T +32 2 217 58 68
 F +32 2 219 79 89



Tableau 23: Résultat de production par éolienne pour la configuration du parc éolien configuration Repower MM92 2MW hauteur d'axe 100m, sans application du bridage acoustique nocturne

Label		Total	WTG 1	WTG 2	WTG 3	WTG 4	WTG 5	WTG 6	WTG 7	WTG 8
Vitesse moyenne du vent	[m/s]	6 - 6.2	6.1	6.1	6.0	6.1	6.2	6.2	6.1	6.1
Production brute	[MWh/an]	42,560	5,303	5,262	5,175	5,280	5,460	5,397	5,355	5,329
Pertes de sillage	[%]	7.3	3.8	6.8	8.3	7.7	4.7	9.6	9.3	8.1
Pertes de production (incl.pertes de sillage)	[%]	12.7	9.5	12.3	13.6	13.1	10.3	14.9	14.6	13.5
Production nette (P50)	[MWh/an]	37,152	4,801	4,614	4,469	4,590	4,897	4,595	4,573	4,612
Heures équivalentes pleine charge	[%]	2,265	2,342	2,251	2,180	2,239	2,389	2,242	2,231	2,250
Facteur de capacité	[h/an]	25.8	26.7	25.7	24.9	25.5	27.2	25.6	25.4	25.7



Tableau 24: Résultat de production par éolienne pour la configuration du parc éolien configuration Enercon E82 2.3MW hauteur d'axe 108.3m, sans application du bridage acoustique nocturne

Label		Total	WTG 1	WTG 2	WTG 3	WTG 4	WTG 5	WTG 6	WTG 7	WTG 8
Vitesse moyenne du vent	[m/s]	6.2 - 6.4	6.3	6.3	6.2	6.3	6.4	6.3	6.3	6.3
Production brute	[MWh/an]	40,753	5,082	5,043	4,964	5,059	5,220	5,167	5,123	5,095
Pertes de sillage	[%]	6.6	3.2	6.0	7.5	7.1	4.0	8.8	8.5	7.6
Pertes de production (incl.pertes de sillage)	[%]	12.1	8.9	11.5	12.9	12.6	9.6	14.1	13.9	13.0
Production nette (P50)	[MWh/an]	35,841	4,632	4,462	4,325	4,424	4,716	4,436	4,413	4,434
Heures équivalentes pleine charge	[%]	1,948	2,014	1,940	1,880	1,923	2,050	1,929	1,919	1,928
Facteur de capacité	[h/an]	22.2	23.0	22.1	21.5	21.9	23.4	22.0	21.9	22.0



Tableau 25: Résultat de production par éolienne pour la configuration du parc éolien configuration Repower 3.2M114 hauteur d'axe 93m, sans application du bridage acoustique nocturne

Label		Total	WTG 1	WTG 2	WTG 3	WTG 4	WTG 5	WTG 6	WTG 7	WTG 8
Vitesse moyenne du vent	[m/s]	5.9 - 6.1	6.0	6.0	5.9	6.0	6.1	6.1	6.1	6.0
Production brute	[MWh/an]	61,688	7,679	7,614	7,482	7,650	7,927	7,831	7,770	7,735
Pertes de sillage	[%]	9.7	4.9	9.1	10.9	10.2	6.3	12.8	12.5	10.9
Pertes de production (incl.pertes de sillage)	[%]	15.0	10.5	14.4	16.1	15.5	11.7	17.9	17.6	16.1
Production nette (P50)	[MWh/an]	52,458	6,874	6,519	6,276	6,468	6,996	6,431	6,405	6,489
Heures équivalentes pleine charge	[%]	2,069	2,168	2,056	1,980	2,040	2,207	2,029	2,020	2,047
Facteur de capacité	[h/an]	23.6	24.7	23.5	22.6	23.3	25.2	23.1	23.0	23.4



APPLICATION DU BRIDAGE ACOUSTIQUE NOCTURNE RESPECTANT LA LIMITE SONORE DE 40DB

Tableau 26: Résultat de production par éolienne pour la configuration du parc éolien configuration Repower MM100 2MW hauteur d'axe 100m, application du bridage acoustique nocturne (limite 40 dB)

Label		Total	WTG 1	WTG 2	WTG 3	WTG 4	WTG 5	WTG 6	WTG 7	WTG 8
Vitesse moyenne du vent	[m/s]	6 - 6.2	6.1	6.1	6.0	6.1	6.2	6.2	6.1	6.1
Production brute	[MWh/an]	46,208	5,763	5,719	5,630	5,732	5,926	5,843	5,808	5,788
Pertes de sillage	[%]	7.5	4.2	7.3	8.6	7.7	5.1	9.6	9.4	8.1
Pertes de production (incl.pertes de sillage)	[%]	14.1	9.8	12.7	13.9	14.5	14.2	18.0	16.0	13.4
Production nette (P50)	[MWh/an]	39,704	5,198	4,994	4,845	4,900	5,088	4,790	4,877	5,011
Heures équivalentes pleine charge	[%]	2,481	2,599	2,497	2,423	2,450	2,544	2,395	2,438	2,506
Facteur de capacité	[h/an]	28.3	29.7	28.5	27.6	28.0	29.0	27.3	27.8	28.6



Tableau 27: Résultat de production par éolienne pour la configuration du parc éolien configuration Repower MM92 2MW hauteur d'axe 100m, sans application du bridage acoustique nocturne (limite 40 dB)

Label		Total	WTG 1	WTG 2	WTG 3	WTG 4	WTG 5	WTG 6	WTG 7	WTG 8
Vitesse moyenne du vent	[m/s]	6 - 6.2	6.1	6.1	6.0	6.1	6.2	6.2	6.1	6.1
Production brute	[MWh/an]	42,533	5,302	5,260	5,173	5,276	5,459	5,384	5,351	5,327
Pertes de sillage	[%]	7.2	3.8	6.8	8.2	7.6	4.7	9.3	9.2	8.0
Pertes de production (incl.pertes de sillage)	[%]	13.4	9.4	12.3	13.6	14.0	13.1	17.1	14.5	13.4
Production nette (P50)	[MWh/an]	36,821	4,803	4,616	4,471	4,535	4,745	4,463	4,576	4,613
Heures équivalentes pleine charge	[%]	2,245	2,343	2,251	2,181	2,212	2,315	2,177	2,232	2,250
Facteur de capacité	[h/an]	25.6	26.7	25.7	24.9	25.2	26.4	24.8	25.5	25.7



Tableau 28: Résultat de production par éolienne pour la configuration du parc éolien configuration Enercon E82 2.3MW hauteur d'axe 108.3m, application du bridage acoustique nocturne (limite 40 dB)

Label		Total	WTG 1	WTG 2	WTG 3	WTG 4	WTG 5	WTG 6	WTG 7	WTG 8
Vitesse moyenne du vent	[m/s]	6.2 - 6.4	6.3	6.3	6.2	6.3	6.4	6.3	6.3	6.3
Production brute	[MWh/an]	40,620	5,078	5,038	4,956	5,024	5,213	5,121	5,106	5,085
Pertes de sillage	[%]	6.3	3.1	5.9	7.3	6.5	3.9	8.0	8.2	7.4
Pertes de production (incl.pertes de sillage)	[%]	14.8	8.7	11.4	12.6	20.1	18.4	21.3	13.3	12.6
Production nette (P50)	[MWh/an]	34,604	4,636	4,466	4,332	4,016	4,256	4,028	4,427	4,443
Heures équivalentes pleine charge	[%]	1,881	2,016	1,942	1,883	1,746	1,851	1,752	1,925	1,932
Facteur de capacité	[h/an]	21.5	23.0	22.1	21.5	19.9	21.1	20.0	22.0	22.0



Tableau 29: Résultat de production par éolienne pour la configuration du parc éolien configuration Repower 3.2M114 hauteur d'axe 93m, sans application du bridage acoustique nocturne (limite 40 dB)

Label		Total	WTG 1	WTG 2	WTG 3	WTG 4	WTG 5	WTG 6	WTG 7	WTG 8
Vitesse moyenne du vent	[m/s]	5.9 - 6.1	6.0	6.0	5.9	6.0	6.1	6.1	6.1	6.0
Production brute	[MWh/an]	61,443	7,665	7,598	7,458	7,616	7,917	7,763	7,720	7,705
Pertes de sillage	[%]	9.3	4.7	8.9	10.6	9.8	6.1	12.0	11.9	10.5
Pertes de production (incl.pertes de sillage)	[%]	16.7	10.2	14.0	17.6	16.8	18.0	22.6	18.5	15.5
Production nette (P50)	[MWh/an]	51,211	6,886	6,533	6,146	6,340	6,495	6,009	6,289	6,514
Heures équivalentes pleine charge	[%]	2,019	2,172	2,061	1,939	2,000	2,049	1,895	1,984	2,055
Facteur de capacité	[h/an]	23.0	24.8	23.5	22.1	22.8	23.4	21.6	22.6	23.4



APPLICATION DU BRIDAGE ACOUSTIQUE NOCTURNE RESPECTANT LA LIMITE SONORE DE 41DB

Tableau 30: Résultat de production par éolienne pour la configuration du parc éolien configuration Repower MM100 2MW hauteur d'axe 100m, application du bridage acoustique nocturne (limite 41 dB)

Label		Total	WTG 1	WTG 2	WTG 3	WTG 4	WTG 5	WTG 6	WTG 7	WTG 8
Vitesse moyenne du vent	[m/s]	6 - 6.2	6.1	6.1	6.0	6.1	6.2	6.2	6.1	6.1
Production brute	[MWh/an]	46,237	5,763	5,719	5,631	5,738	5,927	5,850	5,816	5,792
Pertes de sillage	[%]	7.6	4.2	7.3	8.6	7.8	5.1	9.7	9.6	8.2
Pertes de production (incl.pertes de sillage)	[%]	13.3	9.8	12.7	14.0	13.2	12.2	16.3	14.8	13.5
Production nette (P50)	[MWh/an]	40,077	5,198	4,993	4,844	4,979	5,204	4,895	4,955	5,008
Heures équivalentes pleine charge	[%]	2,505	2,599	2,497	2,422	2,490	2,602	2,448	2,477	2,504
Facteur de capacité	[h/an]	28.6	29.6	28.5	27.6	28.4	29.7	27.9	28.3	28.6



Tableau 31: Résultat de production par éolienne pour la configuration du parc éolien configuration Repower MM92 2MW hauteur d'axe 100m, sans application du bridage acoustique nocturne (limite 41 dB)

Label		Total	WTG 1	WTG 2	WTG 3	WTG 4	WTG 5	WTG 6	WTG 7	WTG 8
Vitesse moyenne du vent	[m/s]	6 - 6.2	6.1	6.1	6.0	6.1	6.2	6.2	6.1	6.1
Production brute	[MWh/an]	42,557	5,303	5,261	5,175	5,280	5,459	5,396	5,354	5,329
Pertes de sillage	[%]	7.3	3.8	6.8	8.3	7.7	4.7	9.5	9.3	8.1
Pertes de production (incl.pertes de sillage)	[%]	12.8	9.5	12.3	13.6	13.1	11.5	14.8	14.6	13.5
Production nette (P50)	[MWh/an]	37,091	4,801	4,615	4,469	4,590	4,834	4,597	4,573	4,612
Heures équivalentes pleine charge	[%]	2,262	2,342	2,251	2,180	2,239	2,358	2,242	2,231	2,250
Facteur de capacité	[h/an]	25.8	26.7	25.7	24.9	25.5	26.9	25.6	25.4	25.7



Tableau 32: Résultat de production par éolienne pour la configuration du parc éolien configuration Enercon E82 2.3MW hauteur d'axe 108.3m, application du bridage acoustique nocturne (limite 41 dB)

Label		Total	WTG 1	WTG 2	WTG 3	WTG 4	WTG 5	WTG 6	WTG 7	WTG 8
Vitesse moyenne du vent	[m/s]	6.2 - 6.4	6.3	6.3	6.2	6.3	6.4	6.3	6.3	6.3
Production brute	[MWh/an]	40,678	5,079	5,039	4,960	5,056	5,213	5,128	5,112	5,093
Pertes de sillage	[%]	6.4	3.1	5.9	7.4	7.1	3.9	8.1	8.3	7.5
Pertes de production (incl.pertes de sillage)	[%]	13.8	8.7	11.4	12.7	12.4	18.4	20.1	13.5	12.9
Production nette (P50)	[MWh/an]	35,068	4,635	4,465	4,329	4,427	4,256	4,099	4,422	4,436
Heures équivalentes pleine charge	[%]	1,906	2,015	1,941	1,882	1,925	1,850	1,782	1,923	1,929
Facteur de capacité	[h/an]	21.7	23.0	22.1	21.5	22.0	21.1	20.3	21.9	22.0



Tableau 33: Résultat de production par éolienne pour la configuration du parc éolien configuration Repower 3.2M114 hauteur d'axe 93m, sans application du bridage acoustique nocturne (limite 41 dB)

Label		Total	WTG 1	WTG 2	WTG 3	WTG 4	WTG 5	WTG 6	WTG 7	WTG 8
Vitesse moyenne du vent	[m/s]	5.9 - 6.1	6.0	6.0	5.9	6.0	6.1	6.1	6.1	6.0
Production brute	[MWh/an]	61,558	7,669	7,603	7,470	7,634	7,920	7,784	7,753	7,724
Pertes de sillage	[%]	9.5	4.8	8.9	10.8	10.0	6.2	12.2	12.3	10.8
Pertes de production (incl.pertes de sillage)	[%]	15.9	10.3	14.1	15.9	17.1	18.0	18.9	17.2	15.9
Production nette (P50)	[MWh/an]	51,743	6,882	6,528	6,285	6,326	6,493	6,311	6,419	6,498
Heures équivalentes pleine charge	[%]	2,040	2,171	2,059	1,983	1,996	2,048	1,991	2,025	2,050
Facteur de capacité	[h/an]	23.3	24.8	23.5	22.6	22.8	23.4	22.7	23.1	23.4



APPLICATION DU BRIDAGE ACOUSTIQUE NOCTURNE RESPECTANT LA LIMITE SONORE DE 42DB

Tableau 34: Résultat de production par éolienne pour la configuration du parc éolien configuration Repower 3.2M114 hauteur d'axe 93m, application du bridage acoustique nocturne (limite 42 dB)

Label		Total	WTG 1	WTG 2	WTG 3	WTG 4	WTG 5	WTG 6	WTG 7	WTG 8
Vitesse moyenne du vent	[m/s]	5.9 - 6.1	6.0	6.0	5.9	6.0	6.1	6.1	6.1	6.0
Production brute	[MWh/an]	61,661	7,677	7,610	7,479	7,649	7,925	7,818	7,768	7,734
Pertes de sillage	[%]	9.6	4.9	9.0	10.9	10.2	6.2	12.6	12.4	10.9
Pertes de production (incl.pertes de sillage)	[%]	15.2	10.4	14.3	16.1	15.4	13.9	17.6	17.5	16.1
Production nette (P50)	[MWh/an]	52,310	6,876	6,522	6,278	6,469	6,828	6,442	6,407	6,490
Heures équivalentes pleine charge	[%]	2,063	2,169	2,057	1,980	2,041	2,154	2,032	2,021	2,047
Facteur de capacité	[h/an]	23.5	24.7	23.5	22.6	23.3	24.6	23.2	23.1	23.4





INFORMATION QUALITE

Auteur(s) :

Sophie Jacques

Vérfié par :

Grégory Ignace

17/12/2013

Approuvé par :

Régis Decoret

17/12/2013

Template v12.13

info@3E.eu
www.3E.eu

3E sa
Rue du Canal 61
B-1000 Bruxelles

T +32 2 217 58 68
F +32 2 219 79 89

Fortis Banque 230-0028290-83
IBAN: BE14 2300 0282 9083
SWIFT/BIC: GEBABEBB

RPR Bruxelles
TVA BE 0465 755 594