

Bepaling windaanbod en opbrengst Windpark Nijmegen

- Vertrouwelijk -



Bepaling windaanbod en opbrengst Windpark Nijmegen

- Vertrouwelijk -

Door: Bastiaan van Wijk

Datum: 17 juli 2014

Projectnummer: WIEWT13817

Prepared: Bastiaan van Wijk

Reviewed: Lidewij van den Brink

Approved: Erik Holtslag

Filename 20140717_REP_NMG_WRA_Eindrapportage_v1.0_final.docx

Pages 65

Status Draft Issued for client review

Version	Date	Author	Checked by	Approved by	Remarks/ Change
1.0	17/7/2014	BWi	LVK	EHo	Final version

© Ecofys WTTS B.V. 2014 in opdracht van: Gemeente Nijmegen

Disclaimer

1. This report has been produced using industry standard models and information available at the date of this report. This report does not imply that these standard models nor this information is not subject to change, which may occur and may influence the conclusions and accuracy of the findings of this report.
2. Ecofys always recommends basing the wind climate calculations on on-site wind measurement campaigns to guarantee the highest accuracy and lowest uncertainty in the calculation. If such data is not available, Ecofys bases its characterisation of the local wind climate on the best available wind speed data and/or on estimates thereof. The availability and quality of such data directly impacts the quality and uncertainty of the calculations. Ecofys accepts no liability for any loss or damage suffered by the client and/or third parties stemming from any conclusions based on data supplied by parties other than Ecofys and used by Ecofys in preparing this report.
3. This document has been prepared for the sole use of the recipient for whom the document is prepared and should not be relied upon or used for any other project without prior written authority of Ecofys. Ecofys accepts no responsibility or liability for the consequence of this document being used for a purpose other than the purposes for which it was commissioned. The responsibility for the use of the findings and the results in the analysis remains with the Client.

Samenvatting

Gemeente Nijmegen heeft Ecofys opdracht gegeven met een windmeetmast een meting te doen, en een berekening te maken van het windaanbod en de opbrengst voor het toekomstige windpark Nijmegen. Dit windpark bestaat uit 5 windturbines en is gelegen ten noorden van Oosterhout en net ten zuiden van de A15 snelweg. Twee windturbinescenarios zijn gedefinieerd: 5 x Lagerwey L100 3MW op 99m en 5 x Enercon E101 3MW op 99m ashoogte.

Lokale windsnelheidsdata zijn verkregen door middel van metingen met een 70m hoge windmeetmast in de periode april 2013 tot april 2014. De databeschikbaarheid op 70m voor deze periode bedraagt 100%.

Ecofys heeft deze korte-termijn meetdata gecorrigeerd voor lange-termijn effecten door middel van een MCP-analyse met MERRA data. Met behulp van WAsP 11 en WindPro 2.9 is vervolgens het windklimaat bepaald op ashoogte voor de verschillende windturbines. De resulterende gemiddelde windsnelheid op 100m bedraagt 6.5 m/s. Dit resultaat komt goed overeen met bestaande inzichten van Ecofys voor vergelijkbare locaties in de nabijheid.

De opbrengsten zijn berekend, inclusief verliezen en onzekerheden voor de twee scenarios. Hierbij is rekening gehouden met een lagere bedrijfsmodus vanwege milieueisen ten aanzien van geluid voor twee turbines in de avond- en nachtperiode. P_{50} opbrengsten varieerden van 31 tot 33 GWh/jaar, waarbij het Enercon E101 scenario leidt tot de hoogste verwachte opbrengst. De belangrijkste resultaten zijn gegeven in Tabel 1.

Tabel 1 – Belangrijkste resultaten

	Lagerwey LW-100	Enercon E-101
Wind park opgesteld vermogen [MW]	15	15
Ashoogte [m]	99	99
Windsnelheid op ashoogte [m/s]	6.5 ± 0.3	6.5 ± 0.3
Energieopbrengst zonder verliezen [GWh/y]	34	38
Zogverliezen [%]	5% ± 1%	7% ± 2%
Verliezen Totaal [%]	11% ± 3%	13% ± 3%
Netto Energieopbrengst - P50 [GWh/y]	31	33
Vollasturen - P50	2050	2190
Onzekerheid (lange-termijn) [%]	9.4%	10.1%
Netto Energieopbrengst (P90 long-term) [GWh/y]	27	29
Vollasturen - P90 (long-term)	1800	1910
Netto Energieopbrengst (P90 1 year) [GWh/y]	25	26
Vollasturen - P90 (1 year)	1630	1720

Inhoudsopgave

1	Inleiding	1
1.1	Structuur van dit rapport	1
2	Lokale windmetingen	2
2.1	Locatie	2
2.2	Meetcampagne	3
2.2.1	Meetopstelling	3
2.2.2	Behandeling en kwaliteitscontrole van meetdata	4
2.3	Meetresultaten na 1 jaar	6
2.3.1	Windsnelheid	6
2.3.2	Windrichting	7
2.3.3	Windprofiel	8
3	Correlatie en lange-termijnvoorspelling	10
3.1	Selectie van de referentiedataset	10
3.2	Measure-Correlate-Predict (MCP)	10
3.3	Lange termijn windklimaat	10
3.3.1	Gemiddelde windsnelheid	11
3.3.2	Verdelingen	11
4	Energieopbrengst	12
4.1	Opstelling	12
4.2	Ruwheidsbeschrijving	13
4.3	Orografie	13
4.4	Obstakels	13
4.5	Luchtdichtheid	13
4.6	Gemodelleerd windprofiel	14
4.7	Windturbine informatie	14
4.8	Verliezen	15
4.9	Onzekerheden	17
4.10	Netto opbrengst	18
5	Conclusies	20
Appendix A	Foto's van de mastlocatie	21
Appendix B	WindPro Resultaten	22
Appendix C	Powercurves	28
Appendix D	Calibratiecertificaten anemometers	30

5.1	Anemometer Top	30
5.2	Anemometer 68.5m	35
5.3	Anemometer 50m	40
5.4	Anemometer 30m	45
Appendix E Verliezen en onzekerheden		50

1 Inleiding

Gemeente Nijmegen heeft Ecofys opdracht gegeven een berekening te maken van het windaanbod en de opbrengst voor het toekomstige windpark Nijmegen. Dit windpark bestaat uit 5 windturbines en is gelegen ten noorden van Oosterhout en net ten zuiden van de A15 snelweg. Twee windturbinescenario's zijn gedefinieerd: 5 x Lagerwey L100 3MW op 99m en 5 x Enercon E101 3MW op 99m ashoogte.

Lokale windsnelheidsdata zijn verkregen door middel van metingen met een 70m hoge windmeetmast in de periode april 2013 tot april 2014. Ecofys heeft deze korte-termijn meetdata gecorrigeerd voor lange-termijn effecten door middel van een MCP-analyse met MERRA data. Met behulp van beschikbare windsnelheidsdata van KNMI en de EMD software WindPro versie 2.9 heeft Ecofys de opbrengst berekend van het geplande windpark.

Elk scenario is geanalyseerd met betrekking tot de opbrengst, de verliezen en de onzekerheden. De eindresultaten worden gepresenteerd in termen van de P_{50} en P_{90} langjarig gemiddelde opbrengst.

1.1 Structuur van dit rapport

In hoofdstuk 2 zal een beschrijving gegeven worden op de lokale windmetingen. Hoofdstuk 3 presenteert de correlatie met lange termijngegevens en het uiteindelijke lange termijn lokale windklimaat. In hoofdstuk 4 volgen de opbrengstberekeningen, inclusief een overzicht van de verliezen en onzekerheden. Na de conclusie (hoofdstuk 5), volgen nog enkele Appendices met fotos van de mastlocatie, WindPro outputs, Pv-curves, calibratiecertificaten en een beschrijving van verliezen en onzekerheden.

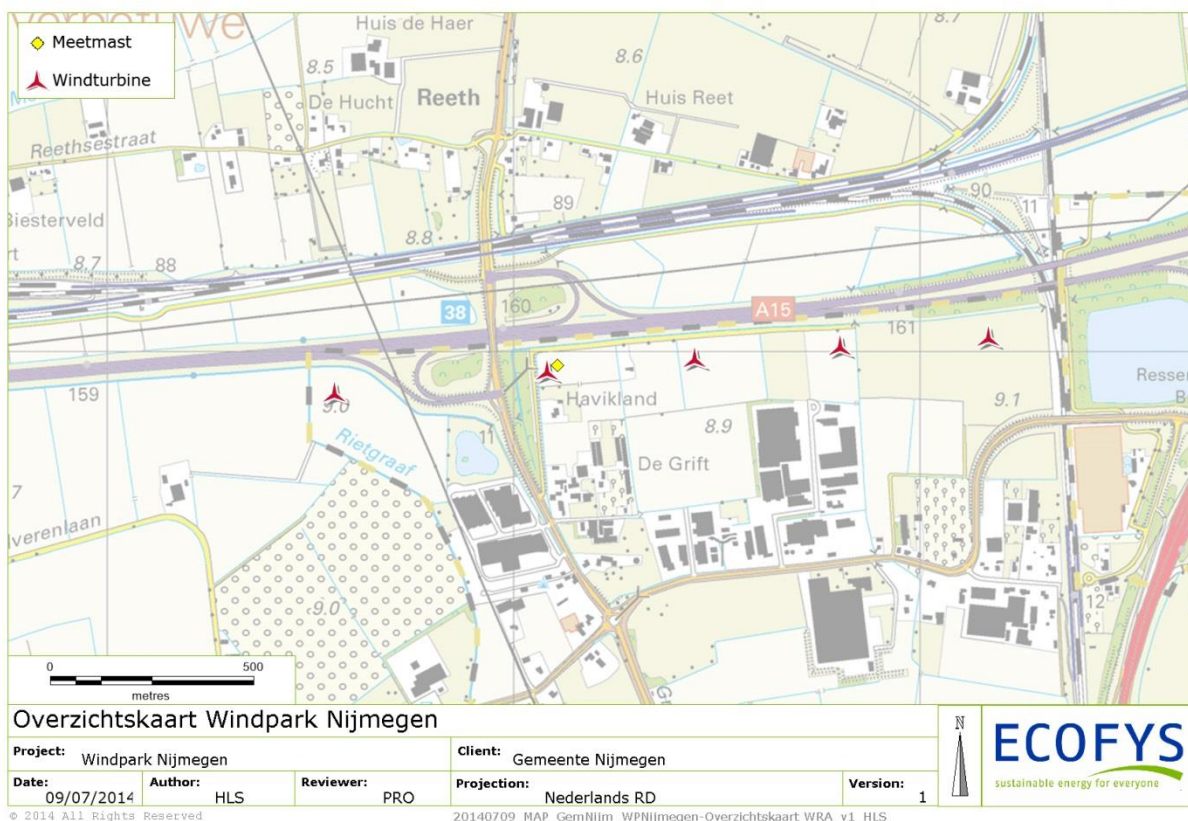
2 Lokale windmetingen

2.1 Locatie

De planlocatie van het Windpark Nijmegen is net ten westen van knooppunt Ressen. De 5 windturbines zijn gepland in een lijnopstelling ten zuiden van de A15 snelweg.

De locatie is direct omgeven door landschappelijk terrein, gemengd met verspreide bebouwing en weg- en verkeerinfrastructuur (A15, betuwelijk, knooppunt Ressen). Op ongeveer 1 kilometer ten zuiden van het windpark liggen de kernen van Oosterhout en Nijmegen-Oosterhout. Op ongeveer 2 kilometer ten oosten bevindt zich bebouwing van Bemmelen, en ongeveer 2 kilometer ten noorden de bebouwing van Elst. In westelijke en zuid-westelijke richting ligt vooral landschappelijk terrein met enkele kleine lintbebouwingen en het rivierenlandschap rondom de Waal.

De stad Nijmegen bevindt zich ongeveer 5km ten zuiden van de projectlocatie.



Figuur 1 – Locatie van Windpark Nijmegen en de meetmast

De meetmast is geïnstalleerd op enkele tientallen meters van de positie van windturbine 2 (de tweede turbine gezien uit de westelijke richting).

Tabel 2 - Locatie van de windmeetmast

	Oost	Noord
RD	186.107	433.965

2.2 Meetcampagne

De meetcampagne heeft plaatsgevonden tussen 15/4/2013 en 14/4/2014. Op het moment van schrijven loopt de windmeetcampagne nog verder, maar de resultaten hiervan zullen niet worden geanalyseerd binnen dit rapport.

2.2.1 Meetopstelling

Ecofys WTTS heeft hoge kwaliteit instrumenten geselecteerd en gezorgd dat de mast voldoet aan de richtlijnen zoals vermeld in de IEC standaard 61400-12-1. De geïnstalleerde mast betreft een 70m telescopische buis mast, geleverd door Windhunter (zie Figuur 2).



Figuur 2 - Meetmast

Tabel 3 - Meetinstrumentatie

Hoogte	Meetparameter	Instrumenttype	Serie-nummer	Orientatie	Boom lengte (mm)	Slope	Offset
30	U (m/s)	TFCA ¹	03113612	W (268°)	1800	458	25
50	U (m/s)	TFCA	03113613	W (266°)	1800	459	25
68.5	U (m/s)	TFCA	03113614	W (266°)	1800	459	24
70	U (m/s)	TFCA	03113615	Top	-	459	24
29.9	Dir (°)	TFC ²	03100738	E (176°)	1810	-	-
68.4	Dir (°)	TFC	04100812	E (178°)	1810	-	-
13	Temp (°C)	Galltech Mess KP	88953	N (358°)	350	-	-
13	Luchtvochtigheid (%)	Galltech Mess KP	88953	N (358°)	350	-	-
5	Luchtdruk	Ammonit AB60	B090051	In logger	-	-	-

De meetinstrumentatie omvat vier anemometers, twee windvanen, een temperatuursensor, luchtdruksensor en een luchtvochtigheidssensor. Details van de instrumentatie is te vinden in Tabel 3.

De topanemometer is geplaatst op een verticale ondersteuningsstaaf en bevindt zich op 70m boven het grondniveau. De drie overige anemometers bevinden zich op hoogtes van 30, 50 en 68.5m, ondersteund door zijarmen. Deze zijarmen zijn gedimensioneerd volgens IEC 61400-12-1 richtlijnen en beïnvloeden zodanig de vrije windstroming slechts minimaal.

Voor installatie zijn de anemometers gekalibreerd door een MEASNET geaccrediteerd bureau (Duitse Windguard). Calibratiecertificaten zijn gegeven in Appendix D. Na mastinstallatie is de data logger geprogrammeerd volgens UTC+1 tijdszone.

2.2.2 Behandeling en kwaliteitscontrole van meetdata

Ecofys ontving dagelijks databestanden per email. Deze ruwe databestanden zijn van het .row bestandstype waarin datum, tijd en koptekst ontbrak, zijn met speciale software vertaald naar volledige tekstbestanden. Deze databestanden zijn vervolgens ingelezen met Windpro software.

Twee-wekelijks voerde Ecofys een gedetailleerde kwaliteitscontrole uit op de binnengekomen data. Op die manier zijn storingen in de sensoren, ontbrekende of foutieve data en technische problemen meteen opgemerkt en opgelost. Tijdens deze controles werd bijvoorbeeld gekeken naar ijsvorming en blikseminslagen, worden sensoren onderling vergeleken en is de stroomtoevoer gecontroleerd. Een kopie van de dataset is opgeslagen voor gebruik in verdere berekeningen.

Hieronder is in detail weergegeven welke data-issues zijn geïdentificeerd tijdens de kwaliteitscontrole:

¹ Thies First Class Advanced (type 4.3351.00.000)

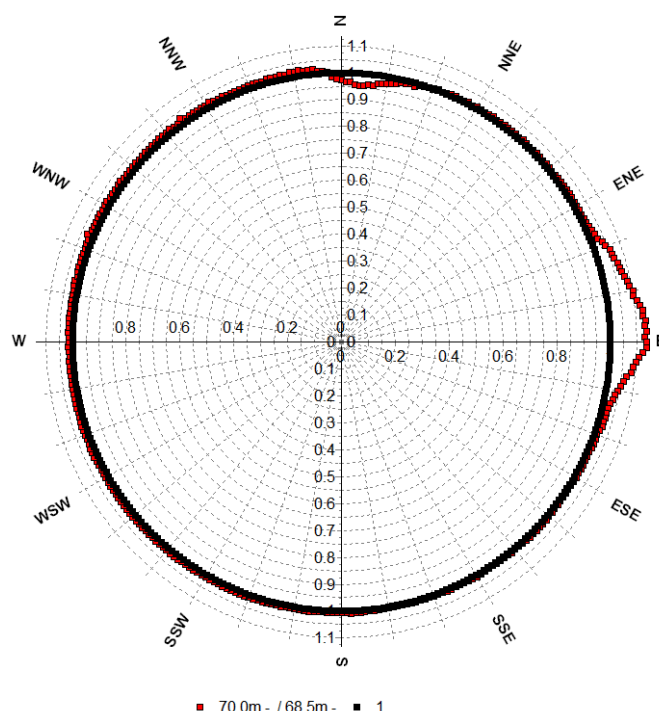
² Thies First Class (type 4.3150.00.212)

Tabel 4 – Datakwaliteitsissues van meetmast Nijmegen

Datum	Opmerkingen	Hoogtes (m)
14/04/2013	Meetmast Nijmegen is geïnstalleerd.	Alle
Algemeen	Alle windmetingen uit S, SSW, WSW, W en NNW windrichtingen zijn op 30 m verstoord door een rij bomen. Daardoor is ook de turbulentie-intensiteit op deze hoogte twee keer zo hoog als op andere hoogtes.	30 m
Algemeen	De windmetingen van de top anemometer op 70 m zijn licht verstoord in noordelijke windrichtingen door de bliksemafleider.	70 m
Algemeen	De mast zelf verstoort windmetingen uit oostelijke richting op 68.5 m, 50 m en 30 m.	30 m, 50 m, 68.5 m
Verschillende malen in Juli, Aug en Okt.	De windvaan op 30 m vertoont verschillende malen een piek in windrichting die sterk afwijkt van de andere windvaan voor een individueel datapunt van 10 minuten. Dit is totaal 4 keer gebeurd: tweemaal op 28/7/2013, op 14/8/2013, 8/10/2013 en op 17/20/2013	30
17/6/2013, 9/10/2013 en 22/10/2013	We nemen een piek in windsnelheid waar op alle hoogtes die slechts 10 minuten duurt, soms in lijn met een verandering in temperatuur of windrichting wat kan duiden op een passerend front.	Alle
11/12/2013 01:20-23:00	De windvaan op 30 m registreert hevige fluctuaties in windrichting van soms meer dan 180 graden, terwijl de andere windvaan constante waardes aangeeft. Deze windrichtingsdata zijn weggelaten uit de dataset.	30 m
23/02/2014 12:00-12:40	Een piek in windrichting op 30 m die meer dan 140 graden afwijkt van de andere gemeten windrichting. Deze piek kan niet verklaard worden uit een lage windsnelheid of sterke gradient in windrichting in de tijd. Daarom is de data verwijderd.	30 m
17/03/2014 00:50-1:10	Omdat de windsnelheid op 50m een extreme piek in windsnelheid liet zien, is zowel windrichting als windsnelheid weggelaten uit de dataset.	50 m

Van alle meetdata zijn alleen metingen van 15/4/2013 tot en met 14/4/2014 gebruikt voor MCP en alle grafieken (een volledig jaar). Uit deze dataset zijn alleen enkele spikes in windrichting en windsnelheid uit de data gefilterd op 30 m en 50 m. 70 m en 68.5 m hebben 100% databeschikbaarheid voor zowel windrichting als windsnelheid.

Daarna is er gekeken naar verstoorde sectoren van de windroos. De 70 m windsnelheid wordt verstoord door de bliksemafleider voor noordelijke windrichtingen (355-15 graden), terwijl de 68.5 m cup-anemometer wordt verstoord door de mast voor oostelijke windrichtingen (70-110 graden), zie hieronder.



Figuur 3 - Ratio van 70 m windsnelheid en 68.5m windsnelheid, welke gemiddeld is per graad gemeten windrichting. Duidelijk zichtbaar zijn de verstoorde oostelijke windrichtingen op 68.5m en noordelijke windrichtingen op 70 m.

Aangezien de 70 m hoogte als belangrijkste gezien wordt en als basis wordt beschouwd voor verdere berekeningen, is besloten om voor noordelijke windrichtingen de 70 m windsnelheidsmetingen te vervangen door de metingen van 68.5m. Deze nieuwe, onverstoord tijdreeks wordt gebruikt in alle tijdreeksen en grafieken en dient ook als input voor MCP.

De andere hoogtes (30 m, 50 m en 68.5 m) zijn allemaal in oostelijke richtingen verstoord, grofweg van 70-110 graden. Omdat dit een belangrijke windrichting is voor grafieken en alleen voor de 68.5 m metingen de mogelijkheid bestaat om de data te vervangen, is besloten om deze data niet te corrigeren. Dit betekent dat alle tijdgrafieken, windschering-, windroos- en energieroosgrafieken voor andere hoogtes dan 70 m deze verstoring bevatten.

2.3 Meetresultaten na 1 jaar

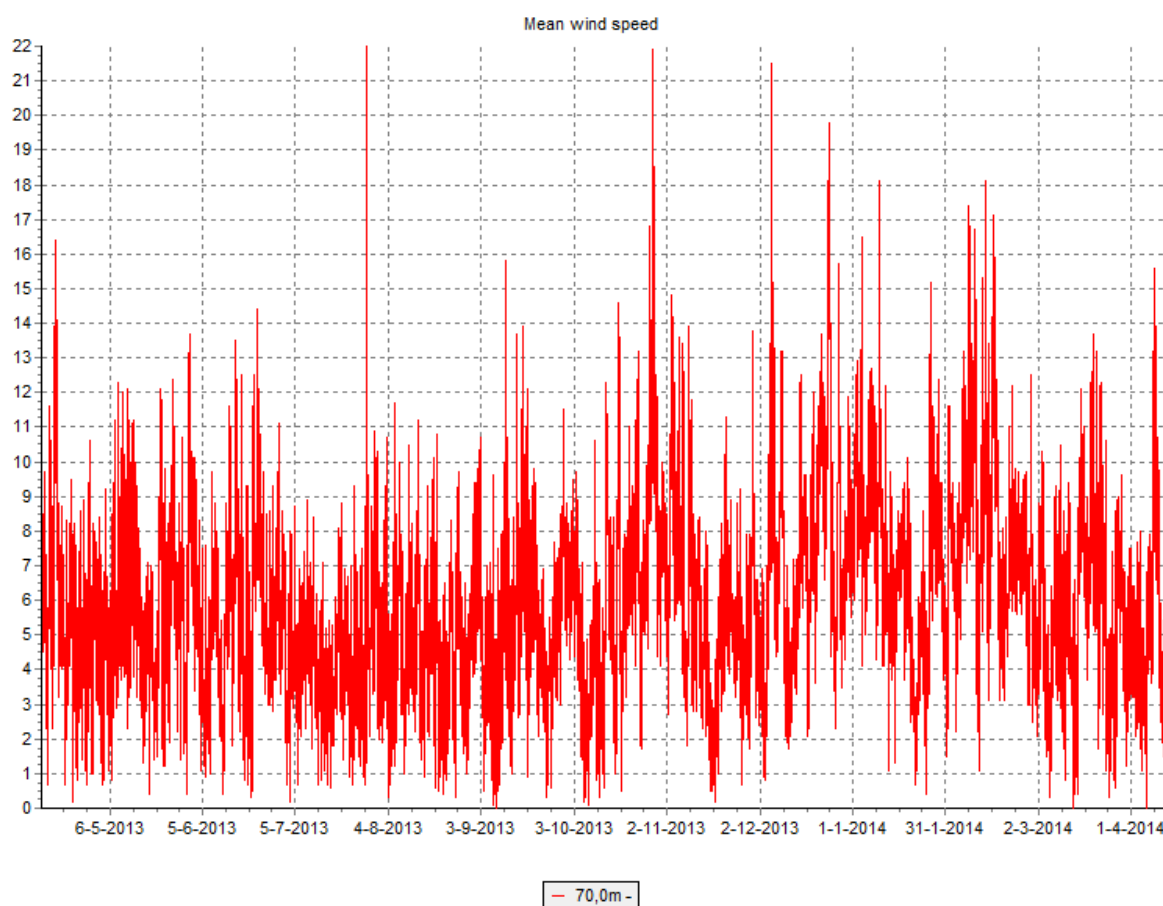
Dit rapport richt zich voornamelijk op de energieopbrengstvoorspelling. Gemeten winddata niet gecorrigeerd voor de lange-termijn wordt daarom hieronder slechts kort behandeld.

2.3.1 Windsnelheid

De gemiddelde windsnelheid zoals gemeten op 70m hoogte en gecorrigeerd voor masteffecten bedraagt: 6.0 m/s.

Tabel 5 - Gemeten windsnelheid in de periode 4/4/2013 - 3/4/2014

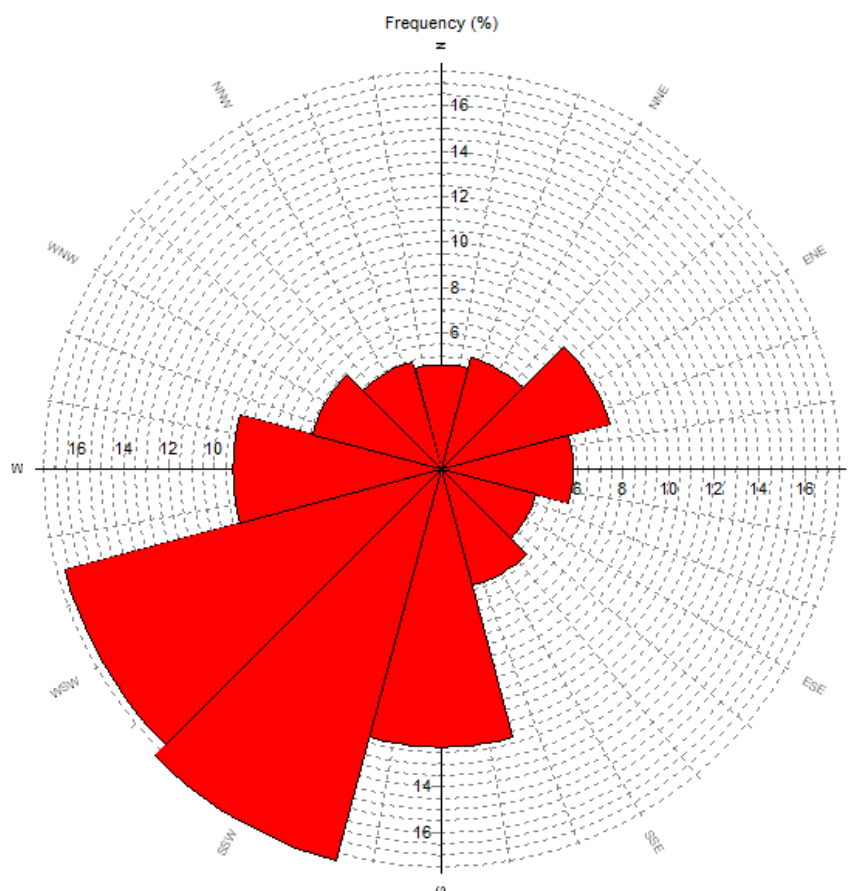
Hoogte [m]	Gemeten windsnelheid [m/s]
30	3.9
50	5.2
68.5	5.9
70	6.0
70 (gecorrigeerd)	6.0



Figuur 4 – Tijdsreeks van 10-minuten gemiddelde windsnelheid op 70m hoogte

2.3.2 Windrichting

De dominante windrichtingen kunnen worden bepaald op basis van Figuur 5. Hierbij geeft de lengte van de 'taartpunten' aan wat de frequentie is van wind uit de betreffende sector.

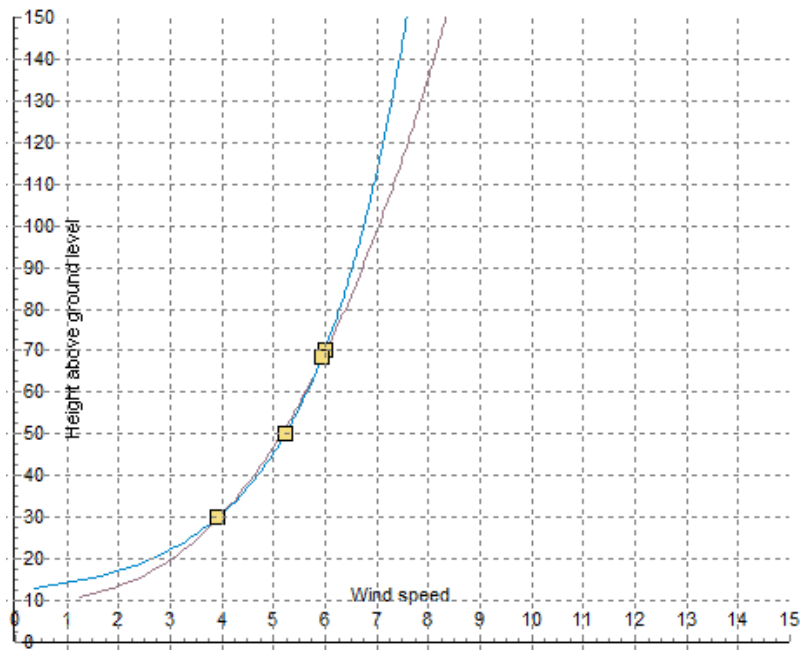


Figuur 5 -Windroos voor de meetperiode op 68.4m

Te zien is dat gedurende de meetperiode de sectoren WZW en ZZW veelvoorkomend zijn, gevolgd door Z, W, en ONO. Deze gemeten windroos verschilt enigszins met de normale lange-termijn windroos. Echter komt deze goed overeen met andere metingen die Ecofys (gedeeltelijk) gelijktijdig heeft uitgevoerd op omringende locaties. Aanwijzingen voor sterke lokale winddraaiing kunnen daarom niet worden gevonden.

2.3.3 Windprofiel

Op basis van metingen op verschillende hoogtes kan een verticaal windprofiel worden opgesteld. Het verticale windprofiel zoals gemeten door de meetmast is weergegeven in Figuur 6. De gele markers representeren de gemeten gemiddelde windsnelheid van de anemometers. Ter illustratie is een zijn twee profielfits toegevoegd: de blauwe lijn is de fit uitgaande van de log-law (2.47 [m]) en de bruine lijn is de fit uitgaande van de power-law (0.385 [-]).



Figuur 6 - Vertikale windprofiel

3 Correlatie en lange-termijnvoorspelling

3.1 Selectie van de referentiedataset

Om tot een voorspelde lange-termijn windsnelheid te komen, zijn de 12 maanden windmetingen (korte termijn) geëxtrapoleerd naar de lange-termijn met een 10-jarige MERRA dataset. Deze MERRA dataset is geselecteerd als referentiedata vanwege goede ervaringen in vergelijkbare gebieden.

MERRA data is een re-analysis dataset, afkomstig van het Global Modelling and Assimilation Office van NASA / Goddard Space Flight Centre. De gridafstand van de dataset is een 1/2 breedtegraad en 2/3 lengtegraad. De locatie van het gebruikte MERRA datapunt is ongeveer op 16 kilometer van de mastlocatie.

De keuze van de dataset is gebaseerd op de volgende rationale:

- Goede data kwaliteit (data beschikbaarheid, urengegevens)
- Consistente tijdreeks
- Breed geaccepteerd in de wind industrie als referentiedataset
- Wind snelheid en wind richtingswaarden zijn beschikbaar op 50m

De gebruikte MERRA dataset omvat de periode 15/4/2004 tot 14/4/2014. De 12 maanden windmetingen zijn verricht in de periode 15/4/2013 tot en met 14/4/2014. Voor de MCP is gebruik gemaakt van de gecorrigeerde windsnelheidsmetingen op 70m en windrichting op 68.4m.

Na visuele inspectie van de tijdsreeksen in WindPro is besloten een tijdscorrectie van +2 uur toe te passen aan de MERRA dataset. Na deze correctie bedraagt de correlatiecoëfficiënt tussen de urengegevens 0.89 [-]. Deze goede correlatie bevestigt de keuze voor MERRA om korte termijn windmetingen te vertalen naar lange-termijn windklimaat.

3.2 Measure-Correlate-Predict (MCP)

De Measure-Correlate-Predict (MCP) methode was toegepast op de data uit de meetmast om de 12 maanden te vertalen naar de lange termijn. Hiervoor is lineaire regressie toegepast, waarbij voor elke windrichtingssector (30 graden breed), een 1^e-orde transferfunctie bepaald wordt op basis van overlappende winddata. De hieruit volgende coëfficiënten zijn vervolgens per sector toegepast op de MERRA dataset om een lange-termijn dataset op de mastlocatie te verkrijgen.

Naast lineaire regressie is ook onderzocht wat de effecten zijn van een andere MCP methode (Ratio, Weibull en Matrix). De resultaten hiervan zijn onderzocht met betrekking tot windsnelheid, windrichting en verdeling. Lineaire regressie bleek echter de meest geschikte methode voor bepaling van het lange-termijn windklimaat, echter verschillen in uitkomsten tussen de methodes zijn gebruikt als maat voor de onzekerheid van het eindresultaat voor wat betreft MCP.

3.3 Lange termijn windklimaat

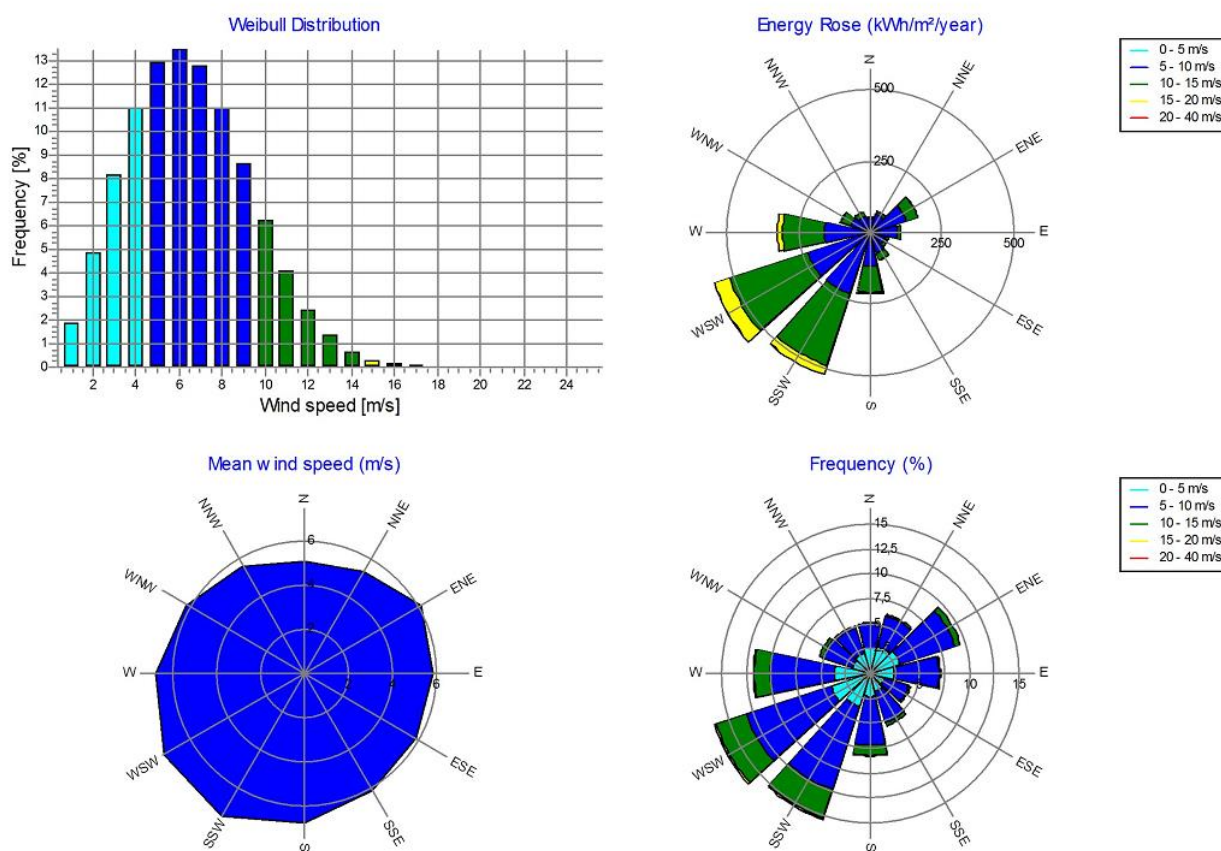
Hieronder worden de resultaten behandeld van de MCP methode.

3.3.1 Gemiddelde windsnelheid

De voorspelde lokale lange-termijn windsnelheid op een meethoogte van 70m is 5.9 m/s. Het verschil met de gemeten gemiddelde windsnelheid bedraagt ongeveer 1%. Voor een hoogte van 100m, in het centrum van het windpark (WTG positie 3) bedraagt de langjarige gemiddelde windsnelheid 6.5 m/s.

3.3.2 Verdelingen

Figuur 7 geeft de windsnelheidsverdeling (Weibull), evenals de richtingsafhankelijkheid van de wind.



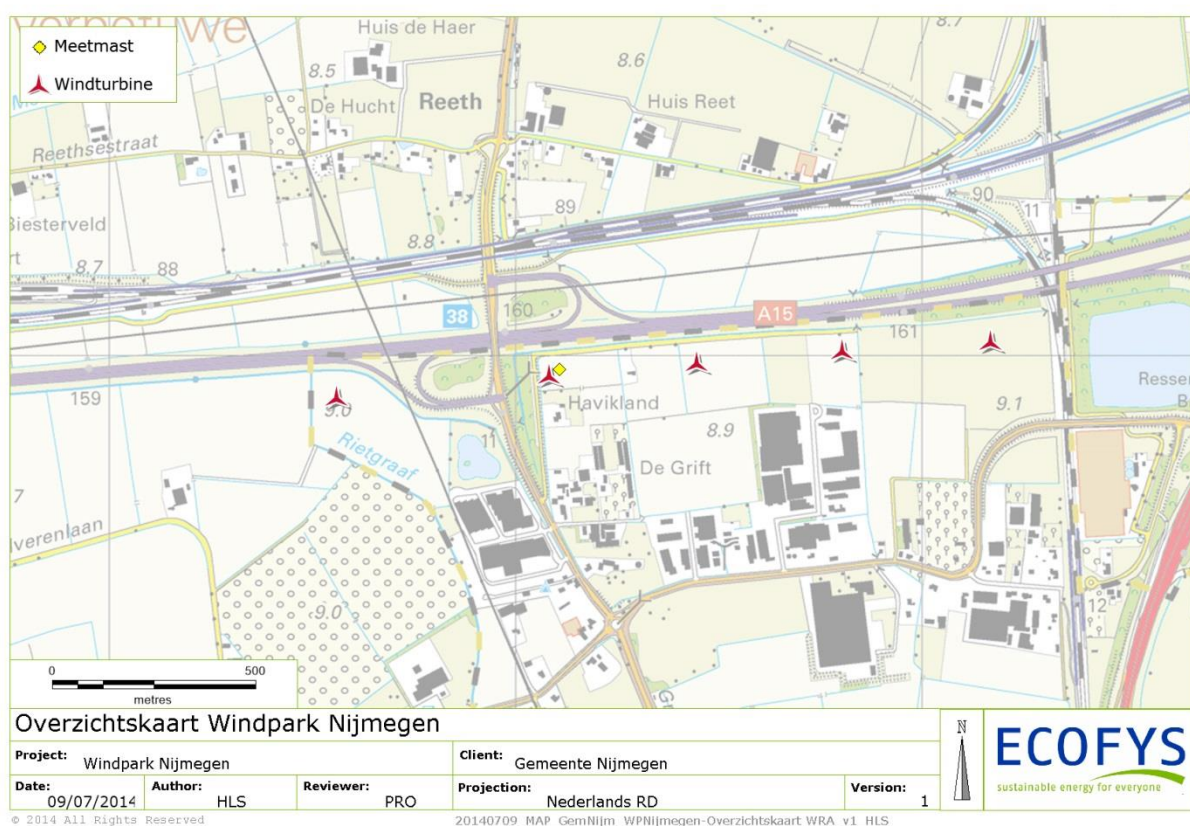
Figuur 7 - Windklimaat op 100m hoogte voor het centrum van het windpark (positie 3)

4 Energieopbrengst

4.1 Opstelling

De opstelling van het windpark is opgegeven door de Gemeente Nijmegen en bestaat uit 2 windturbinevarianten voor een vaste opstelling van 5 windturbines. Tabel 6 geeft de coördinaten in het RD-systeem van de windturbines.

Figuur 8 laat de kaart zien van de omgeving en het Windpark Nijmegen.



Figuur 8 – Posities voor de windturbines voor windpark Nijmegen.

Tabel 6 – Windturbineposities in Nederlandse RD coördinaten.

Windturbine No.	Oost	Noord
1	185.561	433.890
2	186.083	433.944
3	186.445	433.974
4	186.803	434.004
5	187.167	434.027

4.2 Ruwheidsbeschrijving

Voor het maken van de lokale ruwheidskaart is een bestand van de Corine Land Cover 2000 dataset gedownload. Deze is geproduceerd door de European Environmental Agency (EEA) en is gebaseerd op satellietbeelden. De kaart heeft een resolutie van 200 m en is opgedeeld in zomer en winterwaardes. De zomerwaardes worden altijd gebruikt voor opbrengstberekeningen, omdat de winterwaardes de ruwheid van het land vaak onderschatten. Ook is het lastig om aparte datasets voor de wind in de winter en de zomer te maken en deze exact aan de ruwheid te relateren. Daarom wordt de meer conservatieve aanname aangenomen en worden de zomerse waardes van de ruwheden gebruikt.

De dataset is verder bijgewerkt om veranderingen in landgebruik sinds 2000 mee te nemen. Hiervoor zijn luchtfoto's van de directe omgeving (tot 5 km) geanalyseerd en is de consistentie in ruwheid gecontroleerd. De foto's die zijn gebruikt komen uit de Google Earth database en zijn genomen in de periode van 2005 tot 2008. Voor water is de ruwheid ook aangepast en is een waarde van 0 aangehouden.

4.3 Orografie

De locatie ligt in vlak terrein en we nemen aan dat deze op ongeveer zeeniveau ligt. Er zijn dus geen hoogtelijnen (orografie) gemodelleerd.

4.4 Obstakels

Er is op basis van locatiebezoek (aan de westzijde van het windpark) en het Actuele Hoogtebestand Nederland onderzocht of er zich noemenswaardige objecten in de omgeving bevinden die het windklimaat beïnvloeden. Dit resulteerde in de volgende observaties:

- Net ten westen van de mastlocatie bevinden zich twee vrij dichte bomenrijen
- Er bevinden zich twee hoogspanningstracés, met hoogspanningsmasten rondom de locatie

Het gemeten windprofiel op de meetmast geeft sterke aanwijzingen dat de bomenrijen effect hebben op de windsnelheid op 30m. Hierdoor is gekozen beiden bomenrijen in de opbrengstberekeningen te modelleren als obstakels, met een hoogte van 15m en porositeit van 30%.

Effecten van de hoogspanningsmasten zijn niet merkbaar in de meetdata, wat in lijn der verwachting is gezien de geometrie, afstand en hoge porositeit van de masten. De masten zijn derhalve niet apart gemodelleerd in de opbrengstberekeningen.

Effecten ten gevolge van overige obstakels in de omgeving zijn meegenomen door middel van landschapsruwheid.

4.5 Luchtdichtheid

De luchtdichtheid is nodig om een goede schatting te maken van de opbrengst in vermogen. In de huidige berekening is luchtdichtheid gebaseerd op statistische waarden van temperatuur en druk van het KNMI station Volkel uitgerekend op ashoogte. De uiteindelijke luchtdichtheid op ashoogte van

99m bedraagt 1.234 kg/m³. Een korte vergelijking van de waarden met die zoals gemeten in de meetmast laten zien dat deze goed overeen komen.

4.6 Gemodelleerd windprofiel

De windsnelheid op de locatie Windpark Nijmegen is 6.5 m/s op 100m. WASP laat geen horizontale gradiënt zien binnen het windpark. Tabel 7 laat het gemiddeld windprofiel op de locatie zien als berekend met het model.

Tabel 7 – Gemiddelde windsnelheidsprofiel windpark Nijmegen

Ashoogte [m]	Gemiddelde windsnelheid [m/s]
70	5.9
80	6.1
90	6.3
100	6.5
110	6.7
120	6.9

De bruto energieopbrengst is berekend met behulp van WASP in een WindPro omgeving en vervolgens gecorrigeerd voor verliezen.

4.7 Windturbine informatie

De windturbinetypes, ashoogtes en posities zijn opgegeven door de Gemeente Nijmegen. Tabel 8 toont de verschillende karakteristieken van elk scenario. De gebruikte vermogenskarakteristieken (P-v-curves) kunnen worden gevonden in Appendix B.

Tabel 8 – Gegevens windturbines

Scenario	Turbinemodel	Aantal turbines	Nominaal vermogen [MW]	Rotor diameter [m]	Ashoogte [m]
1	Lagerwey LW-100	5	3	100	99
2	Enercon E-101	5	3	101	99

Vanwege milieueisen ten aanzien van geluid gelden er speciale terugregelmodi tijdens de avond- en nachtperiode voor windturbine 2 en 3:

Tabel 9 – Geluidsmodi avond en nacht

Periode	Lagerwey LW-100	Enercon E-101
Avond (19:00-23:00)	Mode -3 dB	Level 2
Nacht (23:00-07:00)	Mode -4 dB	Level 3

Deze terugregeling is meegenomen in de opbrengstberekeningen. De uiteindelijke langjarige energieopbrengst is een gewogen gemiddelde van productie in de dag, avond en nachtperiode, met weegfactoren van respectievelijk 12/24, 4/24 en 8/24. De weegfactoren zijn overeenkomstig met de dagelijkse duur van de drie perioden.

4.8 Verliezen

De mogelijke opbrengstverliezen kunnen worden onderverdeeld in zeven categorieën: parkverliezen (zogeffect), niet-beschikbaarheid, elektrische verliezen, omgevingsverliezen, windturbineprestatieverliezen, terugregelverliezen (curtailment) en overige verliezen.

Een overzicht van alle verliezen is gegeven in Tabel 10. Ieder verlies ten opzichte van de bruto-opbrengst wordt verondersteld onafhankelijk te zijn. Niet alle verliezen hoeven van toepassing te zijn voor een bepaald windpark, maar de volledige lijst is gegeven ten behoeve van de volledigheid en transparantie. Een algemeen overzien van alle verliezen wordt gegeven in Appendix C.

Tabel 10 – Overzicht van verliezen gebruikt voor elk scenario

Beschrijving	Lagerwey LW-100				Enercon E-101			
	Dag	Avond	Nacht	Totaal	Dag	Avond	Nacht	Totaal
Zogeeffekten	5.6%	5.1%	5.0%	5.3%	7.7%	7.3%	7.0%	7.4%
- Intern en extern								
- Toekomstig								
Niet-beschikbaarheid	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%
- Windturbine								
- Balance of plant								
- Net								
- Overig								
Electrisch								
- Operationeel electrisch rendement	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
- Consumptie windpark								
Omgeving								
- vervuiling & degradatie bladen (aangroei)	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%
- vervuiling & degradatie bladen (ijsvorming)	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%
- Stop vanwege slecht weer								
- Stop vanwege temperatuur								
- Toegang tot de locatie								
- Bosbouw								
Windturbine prestaties								
- Sterke wind hysteresis								
- Terugregeling (sitespecifiek)								
- Terugregeling (generiek)								
- Overige								
Curtailement (terugregeling)								
- Geluid, zicht en milieu								
- Wind sector management								
- Grid								
- Power purchase agreement								
Overige								
- Overige								
Totaal	11.1%	10.7%	10.6%	10.9%	13.1%	12.8%	12.4%	12.8%

Interne zogverliezen zijn berekend met behulp van het NO-Jensen model, het standaardmodel binnen de windenergiesector, met een zogvervalconstante van 0,075 (agrarische omgeving). Hieronder zijn de parkverliezen, obstakelverliezen, overige verliezen en totale verliezen gegeven.

4.9 Onzekerheden

Onzekerheden zijn in twee categorieën opgedeeld: gerelateerd aan windsnelheid en gerelateerd aan opbrengst. De onzekerheden in de windaanbodberekening zijn geëvalueerd en worden gepresenteerd in Tabel 11.

Tabel 11 – Onzekerheden in de windsnelheid

Beschrijving	
- Windstatistiek	1.2%
- Verticale extrapolatie naar ashoogte	2.8%
- Horizontale transformatie naar WTG locatie	1.0%
- lange-termijn representativiteit	1.9%
- Overige	2.0%
Totaal	4.2%

Gebruikmakend van de gevoeligheid in de opbrengst voor een verandering in windsnelheid, is het mogelijk de onzekerheid in windsnelheid uit te drukken in de onzekerheid in opbrengst. Deze factor en de bijkomende onzekerheden in de opbrengst staan in Tabel 12.

Tabel 12 - Onzekerheden in de energie-opbrengst

Onzekerheidsbeschrijving	Lagerwey LW-100				Enercon E-101			
	Dag	Avond	Nacht	Totaal	Dag	Avond	Nacht	Totaal
Gevoeligheid (% toename in energieopbrengst/ % toename in windsnelheid)	2.11	2.11	2.11	2.11	2.26	2.26	2.26	2.26
Onzekerheid in windsnelheid in termen van productie	8.8%	8.8%	8.8%	8.8%	9.5%	9.5%	9.5%	9.5%
Energieberekening								
- Power curve	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
- Meterstand								
- Lange-termijn correlatie								
- Overig								
Verliezen								
- Zogeeffecten	1.4%	1.3%	1.2%	1.3%	1.9%	1.8%	1.7%	1.8%
- Niet-beschikbaarheid	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
- Elektrisch	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%
- Milieu								
- Turbine prestaties								
- Curtailment (terugregeling)	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%
- Overig								
Totaal	9.4%	9.4%	9.4%	9.4%	10.1%	10.1%	10.1%	10.1%

4.10 Netto opbrengst

Tenslotte wordt de netto jaaropbrengst berekend als de bruto opbrengst, minus alle verliezen. Dit wordt vaak weergegeven als de P_{50} waarde (de waarde die met een waarschijnlijkheid van 50% wordt overschreden). Voor symmetrische verdelingen is de P_{50} gelijk aan het gemiddelde. Voor financiële toepassingen is het ook gebruikelijk om de P_{90} waarde te geven (de waarde die met 90% waarschijnlijkheid wordt overschreden). Uitgaande van een Gaussische verdeling van de resultaten is de P_{90} waarde gelijk aan $P_{50} - 1.28 \times \sigma$ (waar σ de onzekerheid is). De resultaten van zowel P_{50} , P_{75} als P_{90} netto opbrengst zijn gegeven in Tabel 13.

Tabel 13 – Belangrijkste resultaten

	Lagerwey LW-100				Enercon E-101			
	Dag	Avond	Nacht	Totaal	Dag	Avond	Nacht	Totaal
Wind farm opgesteld vermogen [MW]	15	15	15	15	15	15	15	15
Ashoogte [m]	99	99	99	99	99	99	99	99
Windsnelheid op ashoogte [m/s]	6.5 ± 0.3	6.5 ± 0.3	6.5 ± 0.3	6.5 ± 0.3	6.5 ± 0.3	6.5 ± 0.3	6.5 ± 0.3	6.5 ± 0.3
Energieopbrengst zonder verliezen [GWh/y]	36	34	33	34	39	37	36	38
Zogverliezen [%]	6% ± 1%	5% ± 1%	5% ± 1%	5% ± 1%	8% ± 2%	7% ± 2%	7% ± 2%	7% ± 2%
Verliezen Totaal [%]	11% ± 3%	11% ± 2%	11% ± 2%	11% ± 3%	13% ± 3%	13% ± 3%	12% ± 3%	13% ± 3%
Netto Energieopbrengst - P50 [GWh/y]	32	30	29	31	34	33	31	33
Vollasturen - P50	2116	2006	1961	2050	2274	2169	2082	2190
Onzekerheid (lange-termijn) [%]	9.4%	9.4%	9.4%	9.4%	10.1%	10.1%	10.1%	10.1%
Netto Energieopbrengst (P90 long-term) [GWh/y]	28	26	26	27	30	28	27	29
Vollasturen - P90 (long-term)	1861	1764	1725	1800	1980	1889	1813	1910
Netto Energieopbrengst (P90 1 year) [GWh/y]	25	24	23	25	27	25	24	26
Vollasturen - P90 (1 year)	1689	1601	1566	1630	1782	1700	1631	1720

5 Conclusies

Voor een gepland windpark bestaande uit 5 windturbines op de locatie van windpark Nijmegen is een berekening van het windaanbod en de opbrengst gemaakt voor twee verschillende scenario's met vaste posities maar verschillende windturbintypes. Het eerste scenario betreft een Lagerwey L100 3MW op 99m, het tweede scenario een Enercon E101 3MW op 99m.

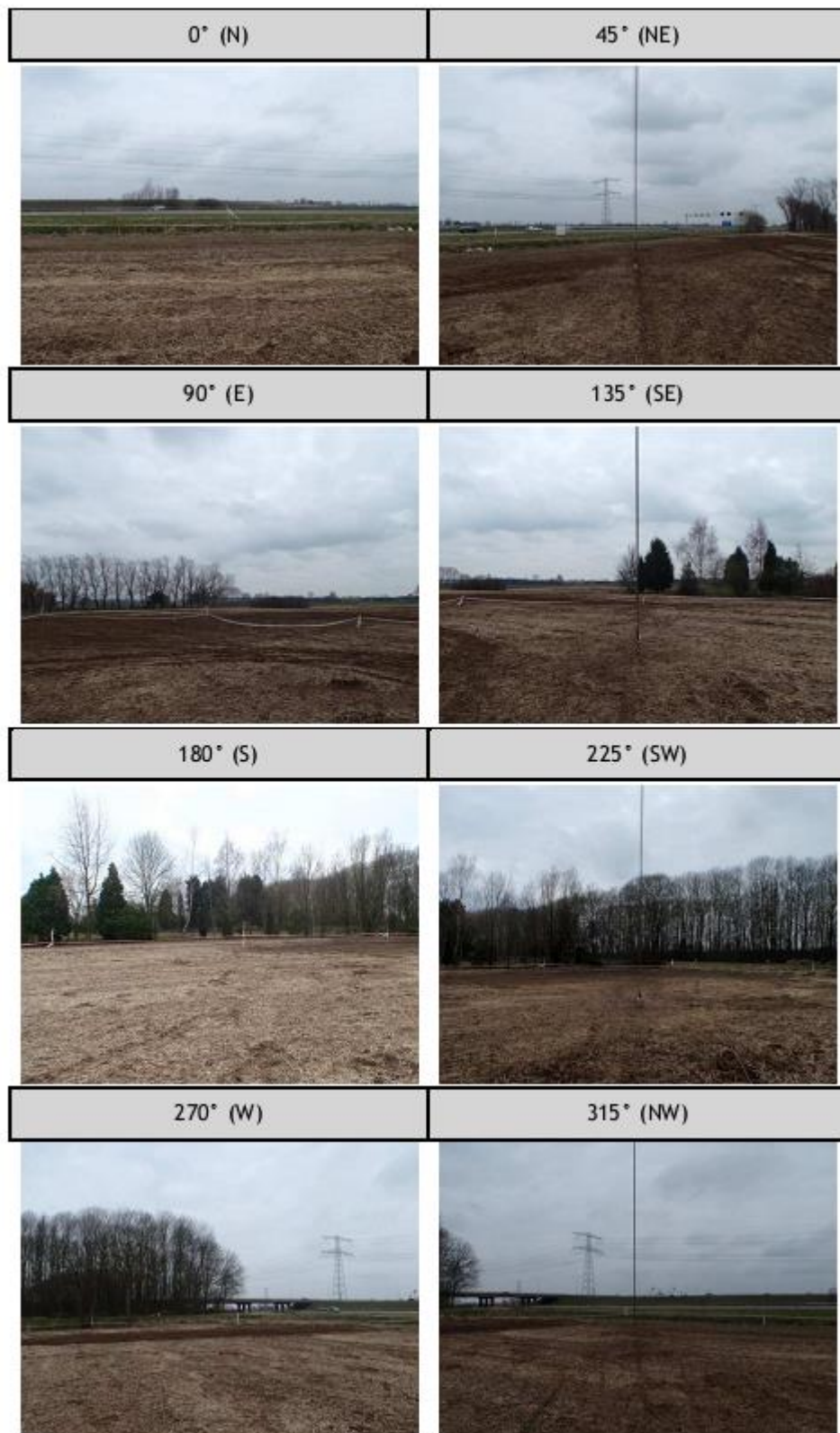
De opbrengstberekeningen zijn gebaseerd op 12 maanden lokale windmetingen die verricht zijn door middel van een 70m hoge windmeetmast. Ecofys heeft onder andere de data acquisitie verricht, evenals de kwaliteitscontrole en het operationeel management van de mast. De databeschikbaarheid op 70m voor de periode van 12 maanden bedraagt 100% en is daarmee zeer goed.

De korte-termijn windmetingen zijn gecorreleerd met een lange-termijn tijdreeks afkomstig van MERRA. De hieruit volgende lange-termijn windstatistiek is gebruikt voor de opbrengstberekeningen. De lang-termijn gemiddelde windsnelheid op 100m op de projectlocatie bedraagt 6.5 m/s.

De opbrengsten zijn berekend, uitgaande van specifieke bedrijfsmodi voor de dag, avond en nachtperiode, verliezen en onzekerheden. De P_{50} opbrengst voor het Lagerwey LW100 scenario bedraagt 31 GWh/jaar en voor het Enercon E101 scenario 33 GWh/jaar. De hogere opbrengst van de Enercon is voornamelijk te verklaren door een betere omzettingsrendement van de turbine, een groter rotoroppervlakte speelt echter ook een rol. De belangrijkste resultaten worden samengevat in Tabel 13.

Appendix A Foto's van de mastlocatie

(Uit eerder verschenen installatie rapport door WindHunter Service, April 2013)



Appendix B WindPro Resultaten

LW-100 – Dag

WindPRO version 2.9.269 Nov 2013

Project: 20130212_NMG_CAMP_BWi

Printed/Date: 4-7-2014 10:21 / 1

Licensed user: Ecofys Netherlands BV
Kanaalweg 15-G
NL-3526 KL Utrecht
+31 (0)30 662 33 00
Bastiaan / b.vanwijk@ecofys.com
Calculated: 4-7-2014 10:17/2.9.269

PARK - Main Result
Calculation: LW - DAY

Wake Model N.O. Jensen (RISØ/EMD)

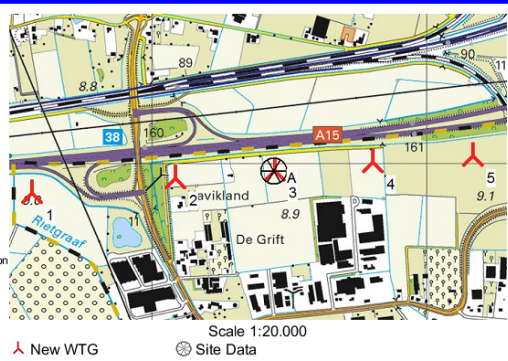
Calculation Settings
Air density calculation mode: Individual per WTG
Result for WTG at hub altitude: 1.234 kg/m³
Air density relative to standard: 100.8 %
Hub altitude above sea level (asl): 99.0 m
Annual mean temperature at hub alt.: 9.4 °C
Pressure at WTGs: 1.001,2 hPa

Wake Model Parameters
Wake Decay Constant: 0,075 Open farmland

Wake calculation settings
Angle [°]: start end step start end step
0,5 360,0 1,0 0,5 30,5 1,0

Wind statistics NL Nijmegen met mast new no displacement height (Regression)

WASP version WASP 11 Version 11.00.0214



Key results for height 100,0 m above ground level

Terrain Dutch Stereo-RD/NAP 2000

East	North	Name of wind distribution	Type	Wind energy [kWh/m²]	Mean wind speed [m/s]	Equivalent roughness
A	186.444	433.971	Lin-reg_No_disp	WASP (WASP 11 Version 11.00.0214)	2.396	6,5

Calculated Annual Energy for Wind Farm

WTG combination	Result PARK [MWh/y]	Result-10,0% [MWh]	GROSS (no loss) Free WTGs [MWh/y]	Park efficiency [%]	Specific results ^{a)}			Mean wind speed @hub height [m/s]
					Capacity factor [%]	Mean WTG result [MWh/y]	Full load hours [Hours/year]	
Wind farm	33.728,4	30.355,5	35.721,2	94,4	23,1	6.071,1	2.024	6,5

^{a)} Based on Result-10,0%

Calculated Annual Energy for each of 5 new WTGs with total 15,0 MW rated power

WTG type				Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Power curve Creator Name	Annual Energy		Park Efficiency [%]	Mean wind speed [m/s]
Links	Valid	Manufact.	Type-generator					Result	Result-10,0%		
1 A	No	LAGERWEY	L100 3.0MW-3.000	3.000	100,0	99,0	USER Standard Power Curve	7.105,2	6.395	98,01	6,54
2 A	No	LAGERWEY	L100 3.0MW-3.000	3.000	100,0	99,0	USER Standard Power Curve	6.819,9	6.138	94,77	6,51
3 A	No	LAGERWEY	L100 3.0MW-3.000	3.000	100,0	99,0	USER Standard Power Curve	6.627,8	5.965	92,63	6,50
4 A	No	LAGERWEY	L100 3.0MW-3.000	3.000	100,0	99,0	USER Standard Power Curve	6.519,1	5.867	92,30	6,46
5 A	No	LAGERWEY	L100 3.0MW-3.000	3.000	100,0	99,0	USER Standard Power Curve	6.656,4	5.991	94,31	6,46

WTG siting

Dutch Stereo-RD/NAP 2000

East	North	Z	Row data/Description
1 New	185.561	433.890	0,0 LAGERWEY L100 3.0MW 3000 100,0 !-! hub: 99,0 m (TOT: 149,0 m) (7)
2 New	186.083	433.944	0,0 LAGERWEY L100 3.0MW 3000 100,0 !-! hub: 99,0 m (TOT: 149,0 m) (8)
3 New	186.445	433.974	0,0 LAGERWEY L100 3.0MW 3000 100,0 !-! hub: 99,0 m (TOT: 149,0 m) (9)
4 New	186.803	434.004	0,0 LAGERWEY L100 3.0MW 3000 100,0 !-! hub: 99,0 m (TOT: 149,0 m) (10)
5 New	187.167	434.027	0,0 LAGERWEY L100 3.0MW 3000 100,0 !-! hub: 99,0 m (TOT: 149,0 m) (11)

WindPRO is developed by EMD International A/S, Niels Jergensvej 10, DK-9220 Aalborg Ø, Tel. +45 96 35 44 44, Fax +45 96 35 44 46, e-mail: windpro@emd.dk
For WASP 11 and newer, "WASP classic profile modeling" parameters shown here WILL NOT BE USED!
Instead the parameters stored in the Wind Statistic file(s) are used to ensure consistency, please have a look at Wind statistics info report.

LW-100 – Avond

WindPRO version 2.9.269 Nov 2013

Project:
20130212_NMG_CAMP_BWi

Printed Page:
4-7-2014 10:27 / 1

Licensed user:
Ecofys Netherlands BV
Kanaalweg 15-G
NL-3526 KL Utrecht
+31 (0)30 662 33 00
Bastiaan / b.vanwijk@ecofys.com
Calculated:
4-7-2014 10:23/2 9.269

PARK - Main Result
Calculation: LW - EVENING

Wake Model
N.O. Jensen (RISØ/EMD)

Calculation Settings
Air density calculation mode: Individual per WTG
Result for WTG at hub altitude: 1,234 kg/m³
Air density relative to standard: 100,8 %
Hub altitude above sea level (asl): 99,0 m
Annual mean temperature at hub alt.: 9,4 °C
Pressure at WTGs: 1,001,2 hPa

Wake Model Parameters
Wake Decay Constant: 0,075 Open farmland

Wake calculation settings
Angle [°]: Wind speed [m/s]
start end step start end step
0,5 360,0 1,0 0,5 30,5 1,0

Wind statistics
NL Nijmegen met mast new no displacement height (Regression)

WAsP version
WAsP 11 Version 11.00.0214

Key results for height 100,0 m above ground level
Terrain Dutch Stereo-RD/NAP 2000

East	North	Name of wind distribution	Type	Wind energy [kWh/m²]	Mean wind speed [m/s]	Equivalent roughness
A 186.444	433.971	Lin-reg_No_disp	WAsP (WAsP 11 Version 11.00.0214)	2.396	6,5	2,2

Calculated Annual Energy for Wind Farm

WTG combination	Result PARK [MWh/y]	Result-10,0% [MWh]	GROSS (no loss) Free WTGs [MWh/y]	Park efficiency [%]	Capacity factor [%]	Mean WTG result [MWh/y]	Full load hours [Hours/year]	Mean wind speed @hub height [m/s]
Wind farm	31.968,0	28.771,2	33.697,0	94,9	21,9	5.754,2	1.918	6,5

a) Based on Result-10,0%

Calculated Annual Energy for each of 5 new WTGs with total 15,0 MW rated power

WTG type			Type-generator	Power, rated	Rotor diameter	Hub height	Power curve		Annual Energy		Park	Mean wind speed
Links	Valid	Manufact.					Creator	Name	Result	Result-10,0%	Efficiency	
1 A	No	LAGERWEY	L100 3.0MW-3.000	3.000	100,0	99,0	USER	Standard Power Curve	7.114,9	6.403	98,15	6,54
2 A	No	LAGERWEY	L100 3.0MW-3.000	3.000	100,0	99,0	USER	Mode -3 dB	5.873,4	5.286	95,06	6,51
3 A	No	LAGERWEY	L100 3.0MW-3.000	3.000	100,0	99,0	USER	Mode -3 dB	5.740,2	5.166	93,36	6,50
4 A	No	LAGERWEY	L100 3.0MW-3.000	3.000	100,0	99,0	USER	Standard Power Curve	6.566,7	5.910	92,98	6,46
5 A	No	LAGERWEY	L100 3.0MW-3.000	3.000	100,0	99,0	USER	Standard Power Curve	6.672,8	6.006	94,55	6,46

WTG siting
Dutch Stereo-RD/NAP 2000

East	North	Z	Row data/Description
1 New	185.561	433.890	0,0 LAGERWEY L100 3.0MW 3000 100,0 !-! hub: 99,0 m (TOT: 149,0 m) (28)
2 New	186.083	433.944	0,0 LAGERWEY L100 3.0MW 3000 100,0 !-! hub: 99,0 m (TOT: 149,0 m) (29)
3 New	186.445	433.974	0,0 LAGERWEY L100 3.0MW 3000 100,0 !-! hub: 99,0 m (TOT: 149,0 m) (30)
4 New	186.803	434.004	0,0 LAGERWEY L100 3.0MW 3000 100,0 !-! hub: 99,0 m (TOT: 149,0 m) (31)
5 New	187.167	434.027	0,0 LAGERWEY L100 3.0MW 3000 100,0 !-! hub: 99,0 m (TOT: 149,0 m) (32)

WindPRO is developed by EMD International A/S, Niels Jernesvej 10, DK-9220 Aalborg Ø, Tel. +45 96 35 44 44, Fax +45 96 35 44 46, e-mail: windpro@emd.dk

For WAsP 11 and newer, "WAsP classic profile modeling" parameters shown here WILL NOT BE USED!

Instead the parameters stored in the Wind Statistic file(s) are used to ensure consistency, please have a look at Wind statistics info report.

LW-100 – Nacht

WindPRO version 2.9.269 Nov 2013

Project:
20130212_NMG_CAMP_BWI

Printed/Date:
4-7-2014 10:27 / 1

Licensed user:
Ecofys Netherlands BV
Kanaalweg 15-G
NL-3526 KL Utrecht
+31 (0)30 662 33 00
Bastiaan / b.vanwijk@ecofys.com

Calculated:
4-7-2014 10:24/2.9.269

PARK - Main Result
Calculation: LW - NIGHT

Wake Model N.O. Jensen (RISØ/EMD)

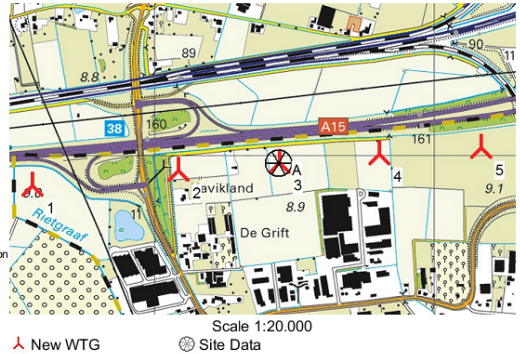
Calculation Settings
Air density calculation mode Individual per WTG
Result for WTG at hub altitude 1,234 kg/m³
Air density relative to standard 100,8 %
Hub altitude above sea level (asl) 99,0 m
Annual mean temperature at hub alt. 9,4 °C
Pressure at WTGs 1,001,2 hPa

Wake Model Parameters
Wake Decay Constant 0,075 Open farmland

Wake calculation settings
Angle [°] Wind speed [m/s]
start end step start end step
0,5 360,0 1,0 0,5 30,5 1,0

Wind statistics NL Nijmegen met mast new no displacement height (Regression)

WASP version WASP 11 Version 11.00.0214



Scale 1:20.000

Site Data

Key results for height 100,0 m above ground level

Terrain Dutch Stereo-RD/NAP 2000

East	North	Name of wind distribution	Type	Wind energy [kWh/m²]	Mean wind speed [m/s]	Equivalent roughness
A 186.444	433.971	Lin-reg_No_disp	WASP (WASP 11 Version 11.00.0214)	2.396	6,5	2,2

Calculated Annual Energy for Wind Farm

WTG combination	Result PARK [MWh/y]	Result-10,0% [MWh]	GROSS (no loss) Free WTGs [MWh/y]	Park efficiency [%]	Specific results ^{a)}			Mean wind speed @hub height [m/s]
					Capacity factor [%]	Mean WTG result [MWh/y]	Full load hours [Hours/year]	
Wind farm	31.254,1	28.128,7	32.889,9	95,0	21,4	5.625,7	1.875	6,5

^{a)} Based on Result-10,0%

Calculated Annual Energy for each of 5 new WTGs with total 15,0 MW rated power

Links	Valid	WTG type Manufact.	Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Power curve Creator Name	Annual Energy		Park Efficiency [%]	Mean wind speed [m/s]
								Result [MWh]	Result-10,0% [MWh]		
1 A	No	LAGERWEY	L100 3.0MW-3.000	3.000	100,0	99,0	USER Standard Power Curve	7.117,8	6.406	98,19	6,54
2 A	No	LAGERWEY	L100 3.0MW-3.000	3.000	100,0	99,0	USER Mode -4 dB	5.492,7	4.943	95,13	6,51
3 A	No	LAGERWEY	L100 3.0MW-3.000	3.000	100,0	99,0	USER Mode -4 dB	5.378,2	4.840	93,59	6,50
4 A	No	LAGERWEY	L100 3.0MW-3.000	3.000	100,0	99,0	USER Standard Power Curve	6.585,4	5.927	93,24	6,46
5 A	No	LAGERWEY	L100 3.0MW-3.000	3.000	100,0	99,0	USER Standard Power Curve	6.680,0	6.012	94,65	6,46

WTG siting

Dutch Stereo-RD/NAP 2000

East	North	Z	Row data/Description
1 New	185.561	433.890	0,0 LAGERWEY L100 3.0MW 3000 100,0 !-I hub: 99,0 m (TOT: 149,0 m) (33)
2 New	186.083	433.944	0,0 LAGERWEY L100 3.0MW 3000 100,0 !-I hub: 99,0 m (TOT: 149,0 m) (34)
3 New	186.445	433.974	0,0 LAGERWEY L100 3.0MW 3000 100,0 !-I hub: 99,0 m (TOT: 149,0 m) (35)
4 New	186.803	434.004	0,0 LAGERWEY L100 3.0MW 3000 100,0 !-I hub: 99,0 m (TOT: 149,0 m) (36)
5 New	187.167	434.027	0,0 LAGERWEY L100 3.0MW 3000 100,0 !-I hub: 99,0 m (TOT: 149,0 m) (37)

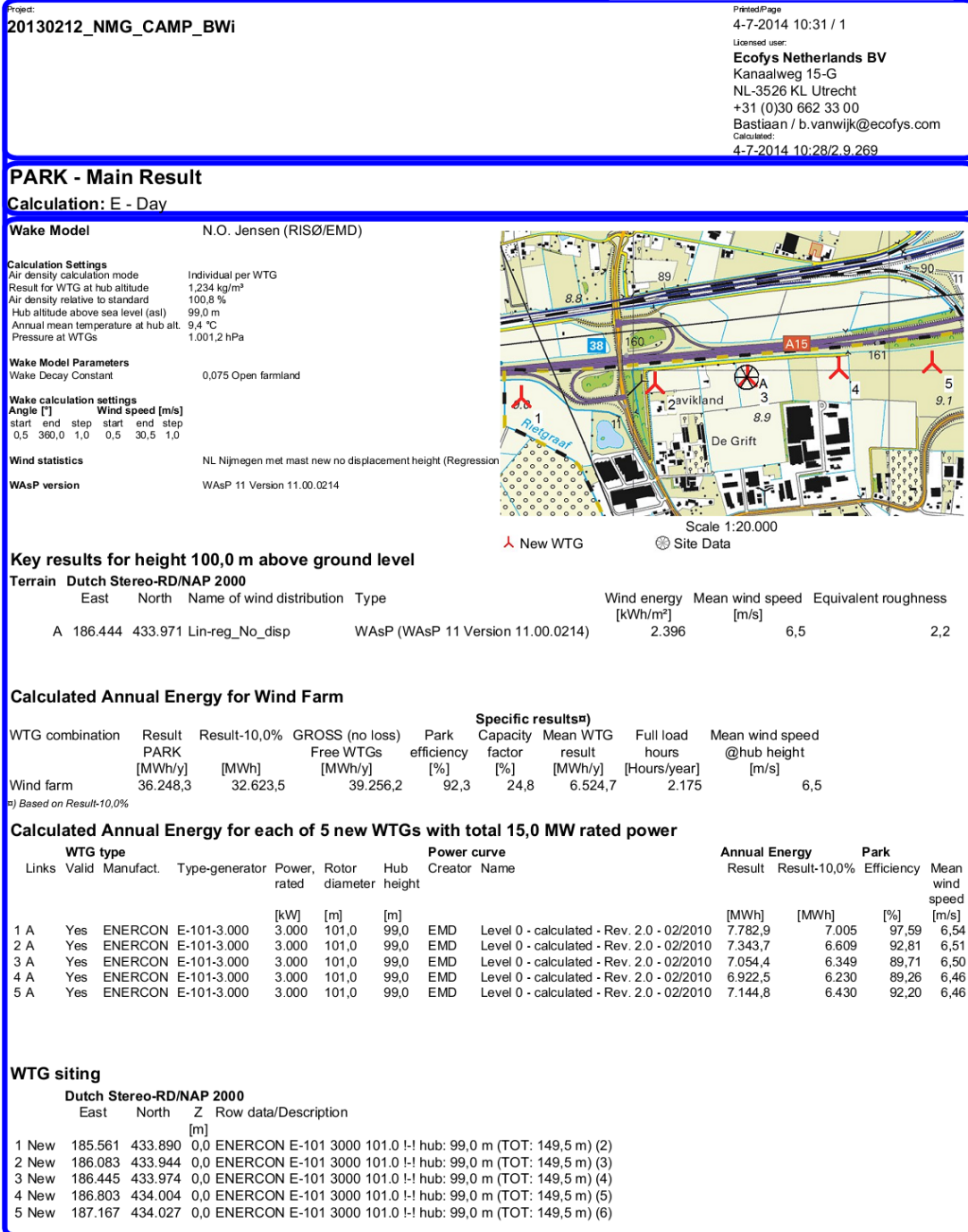
WindPRO is developed by EMD International A/S, Niels Jørgensenvej 10, DK-9220 Aalborg Ø. Tel. +45 96 35 44 44, Fax +45 96 35 44 46, e-mail: windpro@emd.dk

For WASP 11 and newer, "WASP classic profile modeling" parameters shown here WILL NOT BE USED!

Instead the parameters stored in the Wind Statistic file(s) are used to ensure consistency, please have a look at Wind statistics info report.

E101 - Dag

WindPRO version 2.9.269 Nov 2013



E101 – Avond

WindPRO version 2.9.269 Nov 2013

Project:
20130212_NMG_CAMP_BWi

Calculation Settings
Air density calculation mode: Individual per WTG
Result for WTG at hub altitude: 1,234 kg/m³
Air density relative to standard: 100,8 %
Hub altitude above sea level (asl): 99,0 m
Annual mean temperature at hub alt.: 9,4 °C
Pressure at WTGs: 1,001,2 hPa

Wake Model Parameters
Wake Decay Constant: 0,075 Open farmland

Wake calculation settings
Angle [°]: start 0,5 end 360,0 step 1,0
Wind speed [m/s]: start 0,5 end 30,5 step 1,0

Wind statistics
NL Nijmegen met mast new no displacement height (Regression)

WASP version
WASP 11 Version 11.00.0214

Printed Page
4-7-2014 10:32 / 1

Licensed user:
Ecofys Netherlands BV
Kanaalweg 15-G
NL-3526 KL Utrecht
+31 (0)30 662 33 00
Bastiaan / b.vanwijk@ecofys.com
Calculated:
4-7-2014 10:32/2,9,269

PARK - Main Result
Calculation: E - Evening

Wake Model N.O. Jensen (RISØ/EMD)

Key results for height 100,0 m above ground level

Terrain	East	North	Name of wind distribution	Type	Wind energy [kWh/m²]	Mean wind speed [m/s]	Equivalent roughness
A	186.444	433.971	Lin-reg_No_disp	WASP (WASP 11 Version 11.00.0214)	2.396	6,5	2,2

Scale 1:20.000
New WTG Site Data

Calculated Annual Energy for Wind Farm

WTG combination	Result PARK [MWh/y]	Result-10,0% [MWh]	GROSS (no loss) Free WTGs [MWh/y]	Park efficiency [%]	Capacity factor [%]	Mean WTG result [MWh/y]	Full load hours [Hours/year]	Mean wind speed @hub height [m/s]
Wind farm	34.574,8	31.117,3	37.295,0	92,7	23,7	6.223,5	2.074	6,5

a) Based on Result-10,0%

Calculated Annual Energy for each of 5 new WTGs with total 15,0 MW rated power

Links	Valid	WTG type	Manufact.	Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Power curve Creator Name	Annual Energy Result [MWh]	Annual Energy Result-10,0% [MWh]	Park Efficiency [%]	Mean wind speed [m/s]
1 A	Yes	ENERCON	E-101-3.000	3.000	101,0	99,0	EMD	Level 0 - calculated - Rev. 2.0 - 02/2010	7.783,5	7.005	97,60	6,54
2 A	Yes	ENERCON	E-101-3.000	3.000	101,0	99,0	EMD	Level 2 - calculated - red.2000kW - 02/2010	6.437,0	5.793	92,98	6,51
3 A	Yes	ENERCON	E-101-3.000	3.000	101,0	99,0	EMD	Level 2 - calculated - red.2000kW - 02/2010	6.226,4	5.604	90,34	6,50
4 A	Yes	ENERCON	E-101-3.000	3.000	101,0	99,0	EMD	Level 0 - calculated - Rev. 2.0 - 02/2010	6.964,9	6.268	89,81	6,46
5 A	Yes	ENERCON	E-101-3.000	3.000	101,0	99,0	EMD	Level 0 - calculated - Rev. 2.0 - 02/2010	7.162,9	6.447	92,43	6,46

WTG siting

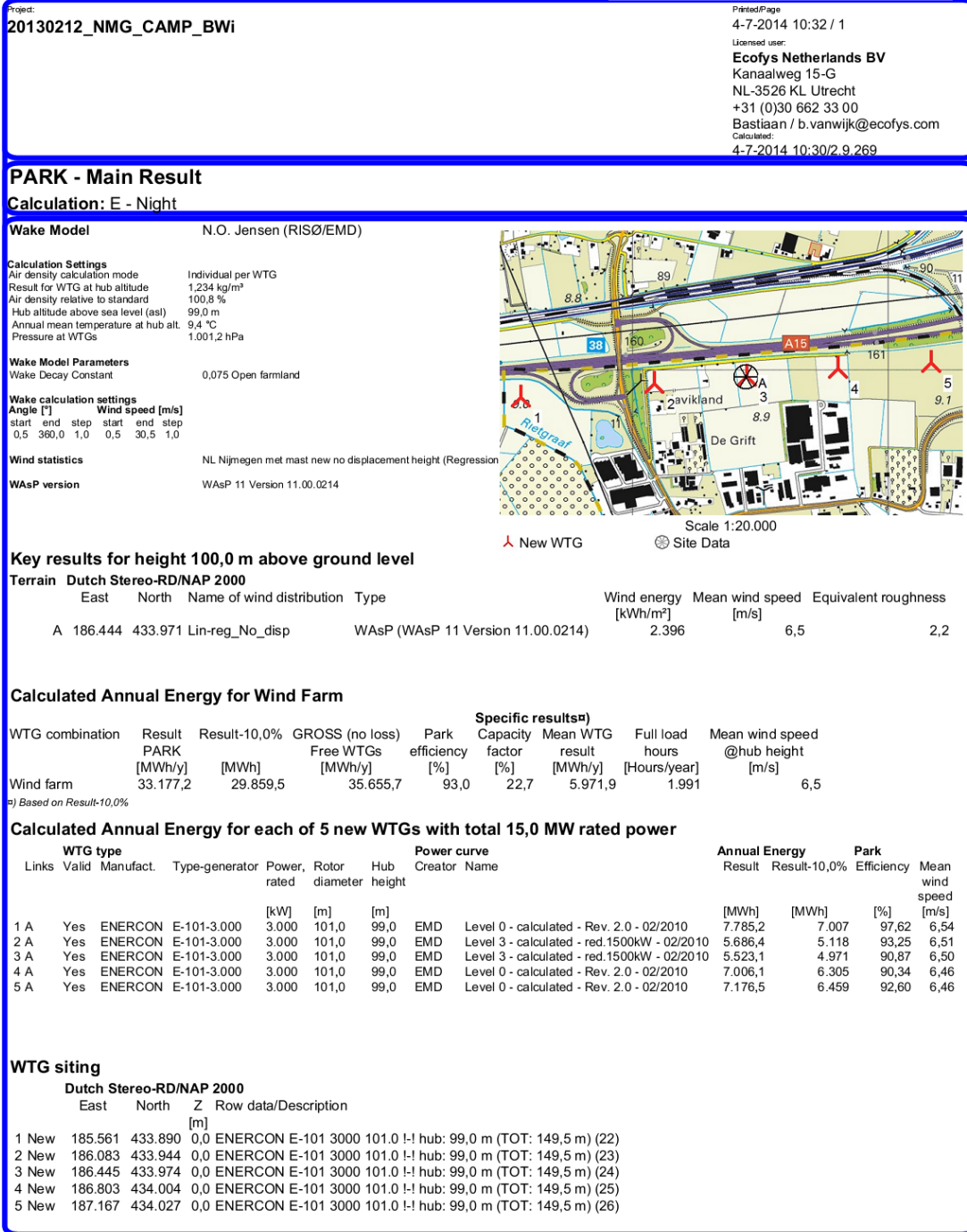
Dutch Stereo-RD/NAP 2000

Links	Valid	WTG type	Manufact.	Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Power curve Creator Name	Annual Energy Result [MWh]	Annual Energy Result-10,0% [MWh]	Park Efficiency [%]	Mean wind speed [m/s]
1 New	185.561	433.890	0,0	ENERCON E-101 3000	101,0	!-!	hub: 99,0 m (TOT: 149,5 m) (12)					
2 New	186.083	433.944	0,0	ENERCON E-101 3000	101,0	!-!	hub: 99,0 m (TOT: 149,5 m) (13)					
3 New	186.445	433.974	0,0	ENERCON E-101 3000	101,0	!-!	hub: 99,0 m (TOT: 149,5 m) (14)					
4 New	186.803	434.004	0,0	ENERCON E-101 3000	101,0	!-!	hub: 99,0 m (TOT: 149,5 m) (15)					
5 New	187.167	434.027	0,0	ENERCON E-101 3000	101,0	!-!	hub: 99,0 m (TOT: 149,5 m) (16)					

For WASP 11 and newer, "WASP classic profile modeling" parameters shown here WILL NOT BE USED!
WindPRO is developed by EMD International A/S, Niels Jørgensen 10, DK-8220 Ålborg Ø, Tel: +45 96 35 44 44, Fax: +45 96 35 44 46, E-mail: windpro@emd.dk.
Instead the parameters stored in the Wind Statistic file(s) are used to ensure consistency, please have a look at Wind statistics info report.

E101 - Nacht

WindPRO version 2.9.269 Nov 2013



Appendix C Powercurves

LW-100 3MW

Wind Speed [m/s]	Power [kW] Standard	Power [kW] Mode -3 dB	Power [kW] Mode -4 dB
3	45	45	45
4	137	137	137
5	285	285	253
6	501	444	436
7	795	697	672
8	1151	1006	947
9	1533	1336	1245
10	1906	1650	1517
11	2232	1909	1708
12	2493	1995	1811
13	2692	2003	1821
14	2834	2003	1821
15	2924	2003	1821
16	2967	2003	1821
17	2991	2003	1821
18	3000	2003	1821
19	3000	2003	1821
20	3000	2003	1821
21	2980	2003	1821
22	2900	2003	1821
23	2800	2003	1821
24	2700	2003	1821
25	2600	2003	1821

Uit document: Power curves acoustic emission L100 3.0MW_Rev.27-1-2014.pdf

E101 3MW

Wind Speed [m/s]	Power [kW] Level-0	Power [kW] Level-1	Power [kW] Level-2
2	3	3	3
3	37	37	37
4	118	118	118
5	258	258	258
6	479	479	479
7	790	790	790
8	1200	1200	1200
9	1710	1710	1450
10	2340	1950	1500
11	2867	2000	1500
12	3034	2000	1500
13	3050	2000	1500
14	3050	2000	1500
15	3050	2000	1500
16	3050	2000	1500
17	3050	2000	1500
18	3050	2000	1500
19	3050	2000	1500
20	3050	2000	1500
21	3050	2000	1500
22	3050	2000	1500
23	3050	2000	1500
24	3050	2000	1500
25	3050	2000	1500

Uit document: SIAS-001-ct_E101_3MW_Vers_2 0ger-ger.pdf

Appendix D Calibratiecertificaten anemometers

5.1 Anemometer Top

NIJMEGEN
TOP

Deutsche WindGuard
Wind Tunnel Services GmbH, Varel

Deutsche WindGuard

akkreditiert durch die / accredited by the
Deutsche Akkreditierungsstelle GmbH
als Kalibrierlaboratorium im / as calibration laboratory in the

DAkkS
Deutsche
Akkreditierungsstelle
D-K-15140-01-00

Deutschen Kalibrierdienst **DKD**

Kalibrierschein
Calibration certificate

Calibration mark

1310655
D-K-
15140-01-00
02/2013

Gegenstand Object	Cup Anemometer	Dieser Kalibrierschein dokumentiert die Rückführung auf nationale Normale zur Darstellung der Einheiten in Übereinstimmung mit dem Internationalen Einheitensystem (SI). Die DAkkS ist Unterzeichner der multilateralen Übereinkommen der European co-operation for Accreditation (EA) und der International Laboratory Accreditation Cooperation (ILAC) zur gegenseitigen Anerkennung der Kalibrierscheine. Für die Einhaltung einer angemessenen Frist zur Wiederholung der Kalibrierung ist der Benutzer verantwortlich. This calibration certificate documents the traceability to national standards, which realize the units of measurement according to the International System of Units (SI). The DAkkS is signatory to the multilateral agreements of the European co-operation for Accreditation (EA) and of the International Laboratory Accreditation Cooperation (ILAC) for the mutual recognition of calibration certificates. The user is obliged to have the object recalibrated at appropriate intervals.
Hersteller Manufacturer	Thies Clima D-37083 Göttingen	
Typ Type	4.3351.00.000	
Fabrikat/Serien-Nr. Serial number	03113615	
Auftraggeber Customer	windhunter - serwis sp. z o.o. 75-221 Koszalin	
Auftragsnummer Order No.	VT130182	
Anzahl der Seiten des Kalibrierscheines Number of pages of the certificate	3	
Datum der Kalibrierung Date of calibration	06.02.2013	

Dieser Kalibrierschein darf nur vollständig und unverändert weiterverbreitet werden. Auszüge oder Änderungen bedürfen der Genehmigung sowohl der Deutschen Akkreditierungsstelle als auch des ausstellenden Kalibrierlaboratoriums. Kalibrierscheine ohne Unterschrift haben keine Gültigkeit.

This calibration certificate may not be reproduced other than in full except with the permission of both the German Accreditation Body and the issuing laboratory. Calibration certificates without signature are not valid.

Datum Date	Leiter des Kalibrierlaboratoriums Head of the calibration laboratory	Bearbeiter Person in charge
06.02.2013	 Dipl. Phys. D. Westermann	 Rainer Kuhlemann, B. Sc.



Seite 2
Page

1310655

D-K-
15140-01-00

02/2013

Kalibriergegenstand
Object

Cup Anemometer

Kalibrierverfahren
Calibration procedure

IEC 61400-12-1 – Power performance measurements of electricity
producing wind turbines – 2005-12
ISO 3966 – Measurement of fluid in closed conduits – 2008-07

Ort der Kalibrierung
Place of calibration

Windtunnel of Deutsche WindGuard, Varel

Messbedingungen
Test Conditions

wind tunnel area ¹⁾	10000 cm ²
anemometer frontal area ²⁾	230 cm ²
diameter of mounting pipe ³⁾	34 mm
blockage ratio ⁴⁾	0.023 [-]
blockage correction ⁵⁾	1.000 [-]

Umgebungsbedingungen
Test conditions

air temperature	21.5 °C	± 0.1 K
air pressure	1000.0 hPa	± 0.3 hPa
relative air humidity	34.0 %	± 2.0 %

Akkreditierung
Accreditation

01/2013

Anmerkungen
Remarks

Calibration after refurbishment

Auswertesoftware
Software version

7.4

¹⁾ Querschnittsfläche der Auslassdüse des Windkanals

²⁾ Vereinfachte Querschnittsfläche (Schattenwurf) des Prüflings inkl. Montagerohr

³⁾ Durchmesser des Montagerohrs

⁴⁾ Verhältnis von 2) zu 1)

⁵⁾ Korrekturfaktor durch die Verdrängung der Strömung durch den Prüfling

Anmerkung: Aufgrund der speziellen Konstruktion der Messstrecke ist keine Korrektur nötig.

Remark: Due to the special construction of the test section no blockage correction is necessary

Dieser Kalibrierschein wurde elektronisch erzeugt

This calibration certificate has been generated electronically

Deutsche WindGuard
Wind Tunnel Services GmbH, Varel

Deutsche
WindGuard



Seite 3
Page

1310655

D-K-
15140-01-00

02/2013

Kalibrierergebnis:

Result:

File:	1310655	
Test Item (1/s)	Tunnel Speed (m/s)	Uncertainty (k=2) (m/s)
84.263	4.093	0.052
126.225	6.041	0.052
166.912	7.890	0.052
206.509	9.721	0.052
248.929	11.670	0.052
292.121	13.622	0.052
334.395	15.576	0.052
310.960	14.530	0.052
270.260	12.649	0.052
227.245	10.684	0.052
185.578	8.783	0.052
143.966	6.868	0.052
106.622	5.130	0.052

Angegeben ist die erweiterte Messunsicherheit, die sich aus der Standardmessunsicherheit durch Multiplikation mit dem Erweiterungsfaktor $k=2$ ergibt. Sie wurde gemäß DAkkS-DKD-3 ermittelt. Der Wert der Messgröße liegt mit einer Wahrscheinlichkeit von 95 % im zugeordneten Wertintervall.

Die Deutsche Akkreditierungsstelle GmbH ist Unterzeichnerin der multilateralen Übereinkommen der European co-operation for Accreditation (EA) und der International Laboratory Accreditation Cooperation (ILAC) zur gegenseitigen Anerkennung der Kalibrierscheine. Die weiteren Unterzeichner innerhalb und außerhalb Europas sind den Internetseiten von EA (www.european-accreditation.org) und ILAC (www.ilac.org) zu entnehmen.

The expanded uncertainty assigned to the measurement results is obtained by multiplying the standard uncertainty by the coverage factor $k = 2$. It has been determined in accordance with DAkkS-DKD-3. The value of the measurand lies within the assigned range of values with a probability of 95%.

The DAkkS is signatory to the multilateral agreements of the European co-operation for Accreditation (EA) and of the International Laboratory Accreditation Cooperation (ILAC) for the mutual recognition of calibration certificates.

Deutsche WindGuard
Wind Tunnel Services GmbH, Varel

Deutsche
WindGuard

Anhang
Annex

1310655

1 Detailed Calibration Results

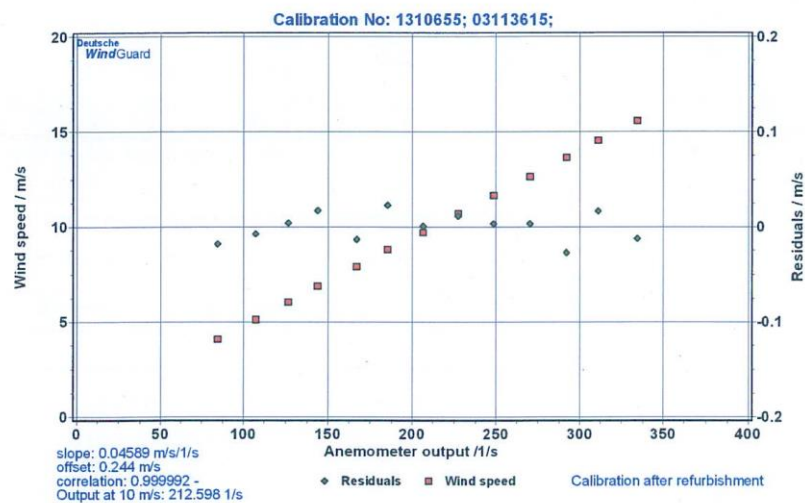
DKD calibration no. 1310655
Serial no. 1 03113615
Serial no. 2
Date 06.02.2013
Air temperature 21.5 °C
Air pressure 1000.0 hPa
Humidity 34.0 %



Linear regression analysis

Slope 0.04589 (m/s)/(1/s) ± 0.00006 (m/s)/(1/s)
Offset 0.2445 m/s ± 0.013 m/s
St.err(Y) 0.013 m/s
Correlation coefficient 0.999992

Remarks no



Deutsche WindGuard Wind Tunnel Services is accredited by MEASNET and by the Deutsche Akkreditierungsdienst – DAkKS (German Accreditation Service). Registration: D-K-15140-01-00

Deutsche WindGuard
Wind Tunnel Services GmbH, Varel

Deutsche
WindGuard

Anhang
Annex

1310655

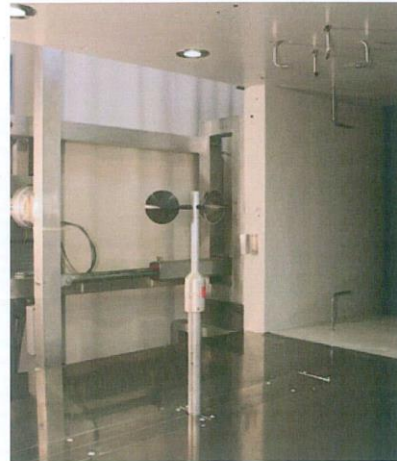
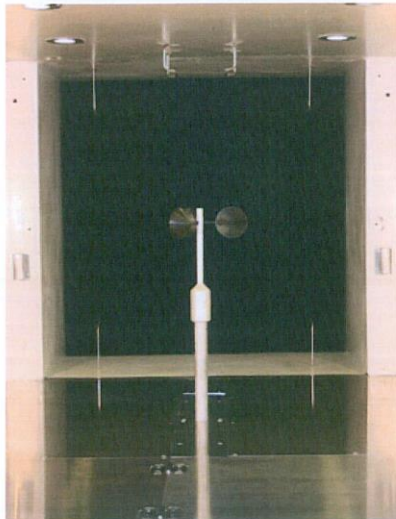
2 Instrumentation

Pos.	Sensor	Manufa.	Type	Range
1	Pitot static tube	Airflow	NPL 8 mm	-
2	Pitot static tube	Airflow	NPL 8 mm	-
3	Pitot static tube	Airflow	NPL 8 mm	-
4	Pitot static tube	Airflow	NPL 8 mm	-
5	Pressure transducer	Setra	C 239	250 Pa
6	Pressure transducer	Setra	C 239	250 Pa
7	Pressure transducer	Setra	C 239	250 Pa
8	Pressure transducer	Setra	C 239	250 Pa
9	El. Barometer	Vaisala	3.11.57.10.000	800hPa -1200 hPa
10	El. Thermometer	Galltec	KPK 1/6-ME	10° C - 40° C
11	El. Humidity sensor	Galltec	KPK 1/6-ME	0-100 %
12	Wind tunnel control	-	-	-
13	CAN-BUS / PC	esd	24 x 16 bit	-

Table 1 Description of the data acquisition system

Remark: Last Re-accreditation see page 2

3 Photo of the calibration set-up



Calibration set-up of the anemometer calibration in the wind tunnel of Deutsche WindGuard, Varel. The anemometer shown may differ from the calibrated one. Remark: The proportion of the set-up is not true to scale due to imaging geometry.

4 Deviation to IEC procedure

The calibration procedure is in all aspects in accordance with the IEC 61400-12-1 Procedure

5 References

- [1] D. Westermann, 2009 – Verfahrensanweisung DKD-Kalibrierung von Windgeschwindigkeitssensoren
- [2] IEC 61400-12-1 12/2005 – Power performance measurements of electricity producing wind turbines
- [3] ISO 3966 2008 – Measurement of fluid flow in closed conduits

Deutsche WindGuard
Wind Tunnel Services GmbH, Varel

Deutsche
WindGuard

5.2 Anemometer 68.5m

NIMEGEN
A2

Deutsche WindGuard
Wind Tunnel Services GmbH, Varel

Deutsche
WindGuard

akkreditiert durch die / *accredited by the*

Deutsche Akkreditierungsstelle GmbH

als Kalibrierlaboratorium im / *as calibration laboratory in the*

Deutschen Kalibrierdienst

Deutsche
Akkreditierungsstelle
D-K-15140-01-00

DKD

1310654
D-K- 15140-01-00
02/2013

Kalibrierschein
Calibration certificate

Calibration mark

Gegenstand <i>Object</i>	Cup Anemometer	Dieser Kalibrierschein dokumentiert die Rückführung auf nationale Normale zur Darstellung der Einheiten in Übereinstimmung mit dem Internationalen Einheitensystem (SI). Die DAkkS ist Unterzeichner der multilateralen Übereinkommen der European co-operation for Accreditation (EA) und der International Laboratory Accreditation Cooperation (ILAC) zur gegenseitigen Anerkennung der Kalibrierscheine. Für die Einhaltung einer angemessenen Frist zur Wiederholung der Kalibrierung ist der Benutzer verantwortlich. <i>This calibration certificate documents the traceability to national standards, which realize the units of measurement according to the International System of Units (SI).</i> <i>The DAkkS is signatory to the multilateral agreements of the European co-operation for Accreditation (EA) and of the International Laboratory Accreditation Cooperation (ILAC) for the mutual recognition of calibration certificates.</i> <i>The user is obliged to have the object recalibrated at appropriate intervals.</i>
Hersteller <i>Manufacturer</i>	Thies Clima D-37083 Göttingen	
Typ <i>Type</i>	4.3351.00.000	
Fabrikat/Serien-Nr. <i>Serial number</i>	03113614	
Auftraggeber <i>Customer</i>	windhunter - serwis sp. z o.o. 75-221 Koszalin	
Auftragsnummer <i>Order No.</i>	VT130182	
Anzahl der Seiten des Kalibrierscheines <i>Number of pages of the certificate</i>	3	
Datum der Kalibrierung <i>Date of calibration</i>	06.02.2013	

Dieser Kalibrierschein darf nur vollständig und unverändert weiterverbreitet werden. Auszüge oder Änderungen bedürfen der Genehmigung sowohl der Deutschen Akkreditierungsstelle als auch des ausstellenden Kalibrierlaboratoriums. Kalibrierscheine ohne Unterschrift haben keine Gültigkeit.

This calibration certificate may not be reproduced other than in full except with the permission of both the German Accreditation Body and the issuing laboratory. Calibration certificates without signature are not valid.

Datum <i>Date</i> 06.02.2013	Leiter des Kalibrierlaboratoriums <i>Head of the calibration laboratory</i> Dipl. Phys. D. Westermann	Bearbeiter <i>Person in charge</i> Rainer Kuhlmann, B. Sc.
--	---	--



Seite 3
Page

1310654
D-K- 15140-01-00
02/2013

Kalibrierergebnis:

Result:

File:	1310654	
Test Item (1/s)	Tunnel Speed (m/s)	Uncertainty (k=2) (m/s)
84.099	4.093	0.051
126.301	6.038	0.051
166.405	7.887	0.051
206.188	9.716	0.051
248.264	11.658	0.051
290.949	13.624	0.051
334.429	15.581	0.051
311.549	14.544	0.051
270.231	12.649	0.051
227.393	10.691	0.051
185.905	8.773	0.051
144.143	6.868	0.051
106.523	5.130	0.051

Angegeben ist die erweiterte Messunsicherheit, die sich aus der Standardmessunsicherheit durch Multiplikation mit dem Erweiterungsfaktor $k=2$ ergibt. Sie wurde gemäß DAkkS-DKD-3 ermittelt. Der Wert der Messgröße liegt mit einer Wahrscheinlichkeit von 95 % im zugeordneten Wertintervall.

Die Deutsche Akkreditierungsstelle GmbH ist Unterzeichnerin der multilateralen Übereinkommen der European co-operation for Accreditation (EA) und der International Laboratory Accreditation Cooperation (ILAC) zur gegenseitigen Anerkennung der Kalibrierscheine. Die weiteren Unterzeichner innerhalb und außerhalb Europas sind den Internetseiten von EA (www.european-accreditation.org) und ILAC (www.ilac.org) zu entnehmen.

The expanded uncertainty assigned to the measurement results is obtained by multiplying the standard uncertainty by the coverage factor $k = 2$. It has been determined in accordance with DAkkS-DKD-3. The value of the measurand lies within the assigned range of values with a probability of 95%.

The DAkkS is signatory to the multilateral agreements of the European co-operation for Accreditation (EA) and of the International Laboratory Accreditation Cooperation (ILAC) for the mutual recognition of calibration certificates.

Deutsche WindGuard
Wind Tunnel Services GmbH, Varel

Deutsche
WindGuard

Anhang
Annex

1310654

1 Detailed Calibration Results

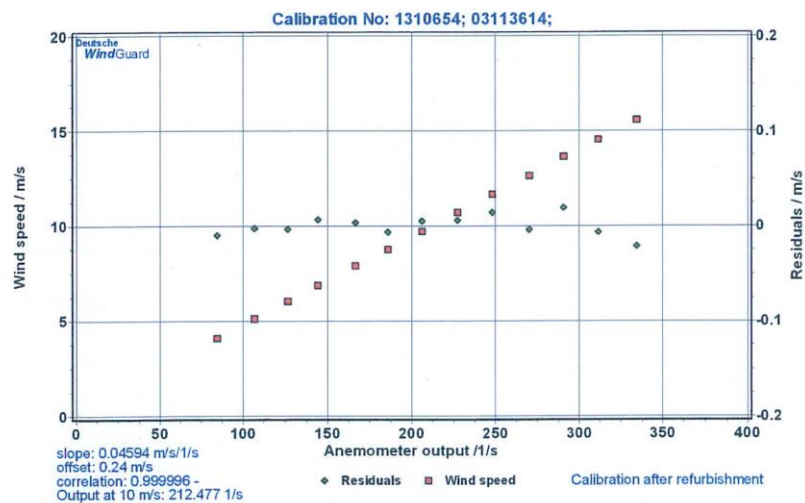
DKD calibration no. 1310654
Serial no. 1 03113614
Serial no. 2
Date 06.02.2013
Air temperature 21.5 °C
Air pressure 1000.0 hPa
Humidity 34.1 %



Linear regression analysis

Slope 0.04594 (m/s)/(1/s) ± 0.00004 (m/s)/(1/s)
Offset 0.2396 m/s ± 0.009 m/s
St.err(Y) 0.009 m/s
Correlation coefficient 0.999996

Remarks no



Deutsche WindGuard Wind Tunnel Services is accredited by MEASNET and by the Deutsche Akkreditierungsdienst – DAkkS (German Accreditation Service). Registration: D-K-15140-01-00

Deutsche WindGuard
Wind Tunnel Services GmbH, Varel

Deutsche
WindGuard

Anhang
Annex

1310654

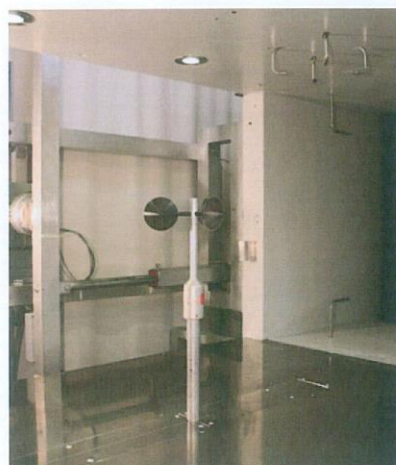
2 Instrumentation

Pos.	Sensor	Manufa.	Type	Range
1	Pitot static tube	Airflow	NPL 8 mm	-
2	Pitot static tube	Airflow	NPL 8 mm	-
3	Pitot static tube	Airflow	NPL 8 mm	-
4	Pitot static tube	Airflow	NPL 8 mm	-
5	Pressure transducer	Setra	C 239	250 Pa
6	Pressure transducer	Setra	C 239	250 Pa
7	Pressure transducer	Setra	C 239	250 Pa
8	Pressure transducer	Setra	C 239	250 Pa
9	El. Barometer	Vaisala	3.11.57.10.000	800hPa -1200 hPa
10	El. Thermometer	Galltec	KPK 1/6-ME	10° C - 40° C
11	El. Humidity sensor	Galltec	KPK 1/6-ME	0-100 %
12	Wind tunnel control	-	-	-
13	CAN-BUS / PC	esd	24 x 16 bit	-

Table 1 Description of the data acquisition system

Remark: Last Re-accreditation see page 2

3 Photo of the calibration set-up



Calibration set-up of the anemometer calibration in the wind tunnel of Deutsche WindGuard, Varel. The anemometer shown may differ from the calibrated one. Remark: The proportion of the set-up is not true to scale due to imaging geometry.

4 Deviation to IEC procedure

The calibration procedure is in all aspects in accordance with the IEC 61400-12-1 Procedure

5 References

- [1] D. Westermann, 2009 – Verfahrensanweisung DKD-Kalibrierung von Windgeschwindigkeitssensoren
- [2] IEC 61400-12-1 12/2005 – Power performance measurements of electricity producing wind turbines
- [3] ISO 3966 2008 – Measurement of fluid flow in closed conduits

Deutsche WindGuard
Wind Tunnel Services GmbH, Varel

Deutsche
WindGuard



Seite 2
Page

1310654

D-K-
15140-01-00

02/2013

Kalibriergegenstand
Object

Cup Anemometer

Kalibrierverfahren
Calibration procedure

IEC 61400-12-1 – Power performance measurements of electricity producing wind turbines – 2005-12
ISO 3966 – Measurement of fluid in closed conduits – 2008-07

Ort der Kalibrierung
Place of calibration

Windtunnel of Deutsche WindGuard, Varel

Messbedingungen
Test Conditions

wind tunnel area ¹⁾	10000 cm ²
anemometer frontal area ²⁾	230 cm ²
diameter of mounting pipe ³⁾	34 mm
blockage ratio ⁴⁾	0.023 [-]
blockage correction ⁵⁾	1.000 [-]

Umgebungsbedingungen
Test conditions

air temperature	21.5 °C	± 0.1 K
air pressure	1000.0 hPa	± 0.3 hPa
relative air humidity	34.1 %	± 2.0 %

Akkreditierung
Accreditation

01/2013

Anmerkungen
Remarks

Calibration after refurbishment

Auswertesoftware
Software version

7.4

¹⁾ Querschnittsfläche der Auslassdüse des Windkanals

²⁾ Vereinfachte Querschnittsfläche (Schattenwurf) des Prüflings inkl. Montagerohr

³⁾ Durchmesser des Montagerohrs

⁴⁾ Verhältnis von 2) zu 1)

⁵⁾ Korrekturfaktor durch die Verdrängung der Strömung durch den Prüfling

Anmerkung: Aufgrund der speziellen Konstruktion der Messstrecke ist keine Korrektur nötig.

Remark: Due to the special construction of the test section no blockage correction is necessary

Dieser Kalibrierschein wurde elektronisch erzeugt
This calibration certificate has been generated electronically

Deutsche WindGuard
Wind Tunnel Services GmbH, Varel

Deutsche
WindGuard

5.3 Anemometer 50m

NIMMGEN
A3

Deutsche WindGuard
Wind Tunnel Services GmbH, Varel

Deutsche
WindGuard

akkreditiert durch die / *accredited by the*

Deutsche Akkreditierungsstelle GmbH

als Kalibrierlaboratorium im / *as calibration laboratory in the*

Deutschen Kalibrierdienst **DKD**

Deutsche
Akkreditierungsstelle
D-K-15140-01-00

Kalibrierschein
Calibration certificate

Calibration mark

1310672

D-K-
15140-01-00

02/2013

Gegenstand <i>Object</i>	Cup Anemometer	Dieser Kalibrierschein dokumentiert die Rückführung auf nationale Normale zur Darstellung der Einheiten in Übereinstimmung mit dem Internationalen Einheitensystem (SI). Die DAkkS ist Unterzeichner der multilateralen Übereinkommen der European co-operation for Accreditation (EA) und der International Laboratory Accreditation Cooperation (ILAC) zur gegenseitigen Anerkennung der Kalibrierscheine. Für die Einhaltung einer angemessenen Frist zur Wiederholung der Kalibrierung ist der Benutzer verantwortlich. <i>This calibration certificate documents the traceability to national standards, which realize the units of measurement according to the International System of Units (SI).</i> <i>The DAkkS is signatory to the multilateral agreements of the European co-operation for Accreditation (EA) and of the International Laboratory Accreditation Cooperation (ILAC) for the mutual recognition of calibration certificates.</i> <i>The user is obliged to have the object recalibrated at appropriate intervals.</i>
Hersteller <i>Manufacturer</i>	Thies Clima D-37083 Göttingen	
Typ <i>Type</i>	4.3351.00.000	
Fabrikat/Serien-Nr. <i>Serial number</i>	03113613	
Auftraggeber <i>Customer</i>	windhunter - serwis sp. z o.o. 75-221 Koszalin	
Auftragsnummer <i>Order No.</i>	VT130182	
Anzahl der Seiten des Kalibrierscheines <i>Number of pages of the certificate</i>	3	
Datum der Kalibrierung <i>Date of calibration</i>	07.02.2013	

Dieser Kalibrierschein darf nur vollständig und unverändert weiterverbreitet werden. Auszüge oder Änderungen bedürfen der Genehmigung sowohl der Deutschen Akkreditierungsstelle als auch des ausstellenden Kalibrierlaboratoriums. Kalibrierscheine ohne Unterschrift haben keine Gültigkeit.

This calibration certificate may not be reproduced other than in full except with the permission of both the German Accreditation Body and the issuing laboratory. Calibration certificates without signature are not valid.

Datum <i>Date</i>	Leiter des Kalibrierlaboratoriums <i>Head of the calibration laboratory</i> Dipl. Phys. D. Westermann	Bearbeiter <i>Person in charge</i> Rainer Kuhlemann, B. Sc.
----------------------	---	---



Seite 2
Page

1310672

D-K-
15140-01-00

02/2013

Kalibriergegenstand
Object

Cup Anemometer

Kalibrierverfahren
Calibration procedure

IEC 61400-12-1 – Power performance measurements of electricity
producing wind turbines – 2005-12
ISO 3966 – Measurement of fluid in closed conduits – 2008-07

Ort der Kalibrierung
Place of calibration

Windtunnel of Deutsche WindGuard, Varel

Messbedingungen
Test Conditions

wind tunnel area ¹⁾	10000 cm ²
anemometer frontal area ²⁾	230 cm ²
diameter of mounting pipe ³⁾	34 mm
blockage ratio ⁴⁾	0.023 [-]
blockage correction ⁵⁾	1.000 [-]

Umgebungsbedingungen
Test conditions

air temperature	20.5 °C	± 0.1 K
air pressure	1008.3 hPa	± 0.3 hPa
relative air humidity	33.7 %	± 2.0 %

Akkreditierung
Accreditation

01/2013

Anmerkungen
Remarks

Calibration after refurbishment

Auswertesoftware
Software version

7.4

¹⁾ Querschnittsfläche der Auslassdüse des Windkanals

²⁾ Vereinfachte Querschnittsfläche (Schattenwurf) des Prüflings inkl. Montagerohr

³⁾ Durchmesser des Montagerohrs

⁴⁾ Verhältnis von 2) zu 1)

⁵⁾ Korrekturfaktor durch die Verdrängung der Strömung durch den Prüfling

Anmerkung: Aufgrund der speziellen Konstruktion der Messstrecke ist keine Korrektur nötig.

Remark: Due to the special construction of the test section no blockage correction is necessary

Dieser Kalibrierschein wurde elektronisch erzeugt

This calibration certificate has been generated electronically

Deutsche WindGuard
Wind Tunnel Services GmbH, Varel

Deutsche
WindGuard



Seite 3
Page

1310672

D-K-
15140-01-00

02/2013

Kalibrierergebnis:

Result:

File:	1310672	
Test Item (1/s)	Tunnel Speed (m/s)	Uncertainty (k=2) (m/s)
84.412	4.108	0.052
125.751	6.046	0.052
166.038	7.888	0.052
206.277	9.721	0.052
249.103	11.673	0.052
291.221	13.621	0.052
333.924	15.581	0.052
311.576	14.545	0.052
270.184	12.663	0.052
227.540	10.694	0.052
186.147	8.780	0.052
144.586	6.878	0.052
106.844	5.148	0.052

Angegeben ist die erweiterte Messunsicherheit, die sich aus der Standardmessunsicherheit durch Multiplikation mit dem Erweiterungsfaktor $k=2$ ergibt. Sie wurde gemäß DAkkS-DKD-3 ermittelt. Der Wert der Messgröße liegt mit einer Wahrscheinlichkeit von 95 % im zugeordneten Wertintervall.

Die Deutsche Akkreditierungsstelle GmbH ist Unterzeichnerin der multilateralen Übereinkommen der European co-operation for Accreditation (EA) und der International Laboratory Accreditation Cooperation (ILAC) zur gegenseitigen Anerkennung der Kalibrierscheine. Die weiteren Unterzeichner innerhalb und außerhalb Europas sind den Internetseiten von EA (www.european-accreditation.org) und ILAC (www.ilac.org) zu entnehmen.

The expanded uncertainty assigned to the measurement results is obtained by multiplying the standard uncertainty by the coverage factor $k = 2$. It has been determined in accordance with DAkkS-DKD-3. The value of the measurand lies within the assigned range of values with a probability of 95%.

The DAkkS is signatory to the multilateral agreements of the European co-operation for Accreditation (EA) and of the International Laboratory Accreditation Cooperation (ILAC) for the mutual recognition of calibration certificates.

Deutsche WindGuard
Wind Tunnel Services GmbH, Varef

Deutsche
WindGuard

Anhang
Annex

1310672

1 Detailed Calibration Results

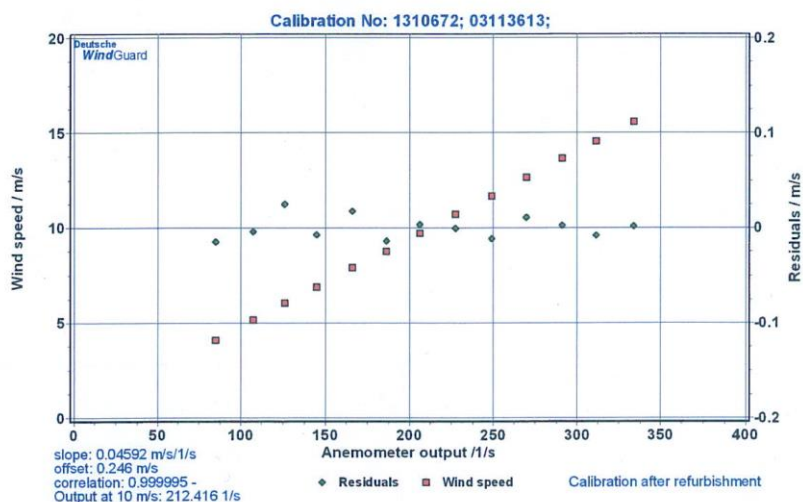
DKD calibration no. 1310672
Serial no. 1 03113613
Serial no. 2
Date 07.02.2013
Air temperature 20.5 °C
Air pressure 1008.3 hPa
Humidity 33.7 %



Linear regression analysis

Slope 0.04592 (m/s)/(1/s) ± 0.00005 (m/s)/(1/s)
Offset 0.2463 m/s ± 0.010 m/s
St.err(Y) 0.010 m/s
Correlation coefficient 0.999995

Remarks no



Deutsche WindGuard Wind Tunnel Services is accredited by MEASNET and by the Deutsche Akkreditierungsdienst – DAkkS (German Accreditation Service). Registration: D-K-15140-01-00

Deutsche WindGuard
Wind Tunnel Services GmbH, Varel

Deutsche
WindGuard

Anhang
Annex

1310672

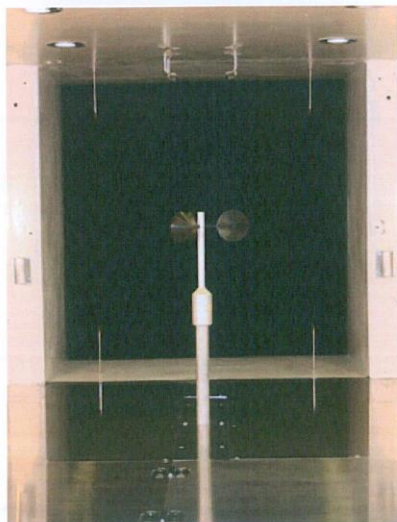
2 Instrumentation

Pos.	Sensor	Manufa.	Type	Range
1	Pitot static tube	Airflow	NPL 8 mm	-
2	Pitot static tube	Airflow	NPL 8 mm	-
3	Pitot static tube	Airflow	NPL 8 mm	-
4	Pitot static tube	Airflow	NPL 8 mm	-
5	Pressure transducer	Setra	C 239	250 Pa
6	Pressure transducer	Setra	C 239	250 Pa
7	Pressure transducer	Setra	C 239	250 Pa
8	Pressure transducer	Setra	C 239	250 Pa
9	El. Barometer	Vaisala	3.11.57.10.000	800hPa -1200 hPa
10	El. Thermometer	Galltec	KPK 1/6-ME	10° C - 40° C
11	El. Humidity sensor	Galltec	KPK 1/6-ME	0-100 %
12	Wind tunnel control	-	-	-
13	CAN-BUS / PC	esd	24 x 16 bit	-

Table 1 Description of the data acquisition system

Remark: Last Re-accreditation see page 2

3 Photo of the calibration set-up



Calibration set-up of the anemometer calibration in the wind tunnel of Deutsche WindGuard, Varel. The anemometer shown may differ from the calibrated one. Remark: The proportion of the set-up is not true to scale due to imaging geometry.

4 Deviation to IEC procedure

The calibration procedure is in all aspects in accordance with the IEC 61400-12-1 Procedure

5 References

- [1] D. Westermann, 2009 – Verfahrensanweisung DKD-Kalibrierung von Windgeschwindigkeitssensoren
- [2] IEC 61400-12-1 12/2005 – Power performance measurements of electricity producing wind turbines
- [3] ISO 3966 2008 – Measurement of fluid flow in closed conduits

Deutsche WindGuard
Wind Tunnel Services GmbH, Varel

Deutsche
WindGuard

5.4 Anemometer 30m

NIJMEGEN
A4

Deutsche WindGuard
Wind Tunnel Services GmbH, Varel

Deutsche
WindGuard

akkreditiert durch die / *accredited by the*

Deutsche Akkreditierungsstelle GmbH

als Kalibrierlaboratorium im / *as calibration laboratory in the*

Deutschen Kalibrierdienst **DKD**

Kalibrierschein
Calibration certificate

Deutsche
Akkreditierungsstelle
D-K-15140-01-00

1310656
D-K- 15140-01-00
Calibration mark 02/2013

Gegenstand <i>Object</i>	Cup Anemometer	Dieser Kalibrierschein dokumentiert die Rückführung auf nationale Normale zur Darstellung der Einheiten in Übereinstimmung mit dem Internationalen Einheitensystem (SI). Die DAKKS ist Unterzeichner der multilateralen Übereinkommen der European co-operation for Accreditation (EA) und der International Laboratory Accreditation Cooperation (ILAC) zur gegenseitigen Anerkennung der Kalibrierscheine. Für die Einhaltung einer angemessenen Frist zur Wiederholung der Kalibrierung ist der Benutzer verantwortlich. <i>This calibration certificate documents the traceability to national standards, which realize the units of measurement according to the International System of Units (SI).</i> <i>The DAKKS is signatory to the multilateral agreements of the European co-operation for Accreditation (EA) and of the International Laboratory Accreditation Cooperation (ILAC) for the mutual recognition of calibration certificates.</i> <i>The user is obliged to have the object recalibrated at appropriate intervals.</i>
Hersteller <i>Manufacturer</i>	Thies Clima D-37083 Göttingen	
Typ <i>Type</i>	4.3351.00.000	
Fabrikat/Serien-Nr. <i>Serial number</i>	03113612	
Auftraggeber <i>Customer</i>	windhunter - serwis sp. z o.o. 75-221 Koszalin	
Auftragsnummer <i>Order No.</i>	VT130182	
Anzahl der Seiten des Kalibrierscheines <i>Number of pages of the certificate</i>	3	
Datum der Kalibrierung <i>Date of calibration</i>	06.02.2013	

Dieser Kalibrierschein darf nur vollständig und unverändert weiterverbreitet werden. Auszüge oder Änderungen bedürfen der Genehmigung sowohl der Deutschen Akkreditierungsstelle als auch des ausstellenden Kalibrierlaboratoriums. Kalibrierscheine ohne Unterschrift haben keine Gültigkeit.
This calibration certificate may not be reproduced other than in full except with the permission of both the German Accreditation Body and the issuing laboratory. Calibration certificates without signature are not valid.

Datum <i>Date</i>	Leiter des Kalibrierlaboratoriums <i>Head of the calibration laboratory</i>	Bearbeiter <i>Person in charge</i>
06.02.2013	 Dipl. Phys. D. Westermann	 Rainer Kuhlemann, B. Sc.



Seite 2
Page

1310656

D-K-
15140-01-00

02/2013

Kalibrierggegenstand
Object

Cup Anemometer

Kalibrierverfahren
Calibration procedure

IEC 61400-12-1 – Power performance measurements of electricity
producing wind turbines – 2005-12
ISO 3966 – Measurement of fluid in closed conduits – 2008-07

Ort der Kalibrierung
Place of calibration

Windtunnel of Deutsche WindGuard, Varel

Messbedingungen
Test Conditions

wind tunnel area ¹⁾	10000 cm ²
anemometer frontal area ²⁾	230 cm ²
diameter of mounting pipe ³⁾	34 mm
blockage ratio ⁴⁾	0.023 [-]
blockage correction ⁵⁾	1.000 [-]

Umgebungsbedingungen
Test conditions

air temperature	21.5 °C	± 0.1 K
air pressure	1000.2 hPa	± 0.3 hPa
relative air humidity	33.9 %	± 2.0 %

Akkreditierung
Accreditation

01/2013

Anmerkungen
Remarks

Calibration after refurbishment

Auswertesoftware
Software version

7.4

¹⁾ Querschnittsfläche der Auslassdüse des Windkanals

²⁾ Vereinfachte Querschnittsfläche (Schattenwurf) des Prüflings inkl. Montagerohr

³⁾ Durchmesser des Montagerohrs

⁴⁾ Verhältnis von 2) zu 1)

⁵⁾ Korrekturfaktor durch die Verdrängung der Strömung durch den Prüfling

Anmerkung: Aufgrund der speziellen Konstruktion der Messstrecke ist keine Korrektur nötig.

Remark: Due to the special construction of the test section no blockage correction is necessary

Dieser Kalibrierschein wurde elektronisch erzeugt

This calibration certificate has been generated electronically

Deutsche WindGuard
Wind Tunnel Services GmbH, Varel

Deutsche
WindGuard



Seite 3
Page

1310656
D-K- 15140-01-00
02/2013

Kalibrierergebnis:

Result:

File:	1310656	
Test Item (1/s)	Tunnel Speed (m/s)	Uncertainty (k=2) (m/s)
84.034	4.086	0.052
126.362	6.036	0.052
166.149	7.879	0.052
206.579	9.714	0.052
248.969	11.660	0.052
291.485	13.612	0.052
334.781	15.578	0.052
311.358	14.531	0.052
270.145	12.655	0.052
227.788	10.679	0.052
185.846	8.776	0.052
143.992	6.874	0.052
106.373	5.131	0.052

Angegeben ist die erweiterte Messunsicherheit, die sich aus der Standardmessunsicherheit durch Multiplikation mit dem Erweiterungsfaktor $k=2$ ergibt. Sie wurde gemäß DAkkS-DKD-3 ermittelt. Der Wert der Messgröße liegt mit einer Wahrscheinlichkeit von 95 % im zugeordneten Wertintervall.

Die Deutsche Akkreditierungsstelle GmbH ist Unterzeichnerin der multilateralen Übereinkommen der European co-operation for Accreditation (EA) und der International Laboratory Accreditation Cooperation (ILAC) zur gegenseitigen Anerkennung der Kalibrierscheine. Die weiteren Unterzeichner innerhalb und außerhalb Europas sind den Internetseiten von EA (www.european-accreditation.org) und ILAC (www.ilac.org) zu entnehmen.

The expanded uncertainty assigned to the measurement results is obtained by multiplying the standard uncertainty by the coverage factor $k = 2$. It has been determined in accordance with DAkkS-DKD-3. The value of the measurand lies within the assigned range of values with a probability of 95%.

The DAkkS is signatory to the multilateral agreements of the European co-operation for Accreditation (EA) and of the International Laboratory Accreditation Cooperation (ILAC) for the mutual recognition of calibration certificates.

Deutsche WindGuard
Wind Tunnel Services GmbH, Varel

Deutsche
WindGuard

Anhang
Annex

1310656

1 Detailed Calibration Results

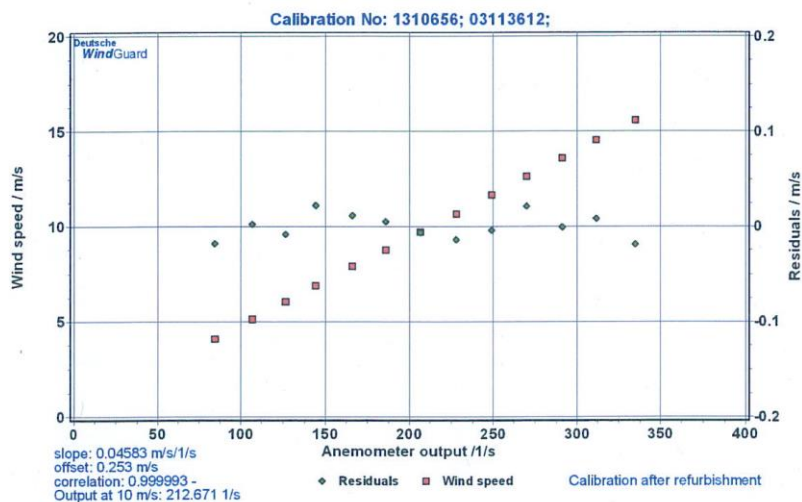
DKD calibration no. 1310656
Serial no. 1 03113612
Serial no. 2
Date 06.02.2013
Air temperature 21.5 °C
Air pressure 1000.2 hPa
Humidity 33.9 %



Linear regression analysis

Slope 0.04583 (m/s)/(1/s) ± 0.00005 (m/s)/(1/s)
Offset 0.2526 m/s ± 0.011 m/s
St.err(Y) 0.011 m/s
Correlation coefficient 0.999993

Remarks no



Deutsche WindGuard Wind Tunnel Services is accredited by MEASNET and by the Deutsche Akkreditierungsdienst – DAkkS (German Accreditation Service). Registration: D-K-15140-01-00

Deutsche WindGuard
Wind Tunnel Services GmbH, Varel

Deutsche
WindGuard

Anhang
Annex

1310656

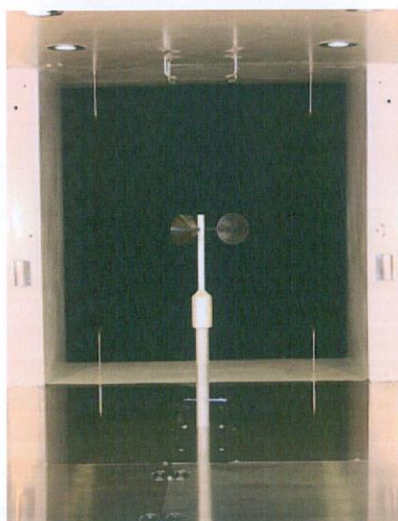
2 Instrumentation

Pos.	Sensor	Manufa.	Type	Range
1	Pitot static tube	Airflow	NPL 8 mm	-
2	Pitot static tube	Airflow	NPL 8 mm	-
3	Pitot static tube	Airflow	NPL 8 mm	-
4	Pitot static tube	Airflow	NPL 8 mm	-
5	Pressure transducer	Setra	C 239	250 Pa
6	Pressure transducer	Setra	C 239	250 Pa
7	Pressure transducer	Setra	C 239	250 Pa
8	Pressure transducer	Setra	C 239	250 Pa
9	El. Barometer	Vaisala	3.11.57.10.000	800hPa -1200 hPa
10	El. Thermometer	Galltec	KPK 1/6-ME	10° C - 40° C
11	El. Humidity sensor	Galltec	KPK 1/6-ME	0-100 %
12	Wind tunnel control	-	-	-
13	CAN-BUS / PC	esd	24 x 16 bit	-

Table 1 Description of the data acquisition system

Remark: Last Re-accreditation see page 2

3 Photo of the calibration set-up



Calibration set-up of the anemometer calibration in the wind tunnel of Deutsche WindGuard, Varel. The anemometer shown may differ from the calibrated one. Remark: The proportion of the set-up is not true to scale due to imaging geometry.

4 Deviation to IEC procedure

The calibration procedure is in all aspects in accordance with the IEC 61400-12-1 Procedure

5 References

- [1] D. Westermann, 2009 – Verfahrensanweisung DKD-Kalibrierung von Windgeschwindigkeitssensoren
- [2] IEC 61400-12-1 12/2005 – Power performance measurements of electricity producing wind turbines
- [3] ISO 3966 2008 – Measurement of fluid flow in closed conduits

Deutsche WindGuard
Wind Tunnel Services GmbH, Varel

Deutsche
WindGuard

Appendix E Verliezen en onzekerheden

De mogelijke verliesfactoren zijn onderverdeeld in zeven categorieën: zogeeffecten, niet-beschikbaarheid, elektrische verliezen, omgeving, windturbineprestatie, terugregeling (curtailment) en overige. Niet alle verliesfactoren zullen van toepassing zijn op alle windparken, maar de volledige lijst wordt gegeven voor een zo compleet en transparant beeld.

Onzekerheden zijn onderverdeeld in drie categorieën: windsnelheid, energieopbrengst en verliezen.

Verliezen – zogeeffecten

Intern

Binnen het windpark zullen de windturbines die in het zog van andere windturbines staan te maken hebben met een lagere windsnelheid. De grootte van deze zogeffecten kunnen worden uitgerekend met zogmodellen die ook in de WindPro software opgenomen zijn. Diverse studies hebben aangetoond dat het N.O. Jensen model deze verliezen met een voldoende nauwkeurigheid kan berekenen (gebruikmakend van een waarde voor de zogenaamde Wake Decay Constant van 0.075 voor windparken op land en 0.040 voor windparken op zee).

Extern

Windturbines kunnen ook zogeffecten ondervinden van naburige windturbines die geen deel uitmaken van het betreffende windpark. Deze 'externe' zogeffecten worden op dezelfde manier berekend als de 'interne' zogeffecten.

Toekomst

Deze verliezen betreffen zogeffecten van nabijgelegen windturbines die naar verwachting worden gebouwd na de ingebruikname van het betreffende windpark. Deze verliezen kunnen worden berekend, of ingeschat indien de exacte projectgegevens nog niet bekend zijn. Deze verliesfactor zou gemiddeld moeten worden over de levensduur van het windpark.

Verliezen – niet-beschikbaarheid

Windturbine

Verliezen in energieproductie ten gevolge van niet-beschikbaarheid zijn het resultaat van het niet operationeel zijn van de windturbine, terwijl de windsnelheid wel binnen het opgegeven operationele gebied ligt. De verwachte niet-beschikbaarheid kan bepaald worden op basis van de gegarandeerde beschikbaarheid die de fabrikant afgeeft als percentage van de tijd. Het uiteindelijke productieverlies, in procenten, kan echter hoger liggen de procentuele niet-beschikbaarheid in tijd, omdat er een grotere kans is dat niet-beschikbaarheid zich voordoet tijdens periodes met harde wind.

De gegarandeerde beschikbaarheid die de fabrikant afgeeft kan (afhankelijk van de locatie van het windpark), als te conservatief gezien worden. Het kan in deze gevallen nuttig zijn een realistischere aanname te maken voor de beschikbaarheid.

De niet-beschikbaarheidsverliezen zullen veranderen met de tijd en daarom zullen deze representatief moeten zijn voor het gemiddelde over de levensduur.

Typische waarden voor verliezen ten gevolge van niet-beschikbaarheid zijn 2-3% voor onshore wind turbines en 8-10% voor offshore wind turbines.

Balance of plant

Deze niet-beschikbaarheidsfactor betreft het productieverlies veroorzaakt door alle technische componenten tussen de windturbine en de netaansluiting. Een inschatting van 0.3% (circa één dag per jaar) wordt gebruikt als er geen specifieke informatie beschikbaar is.

Netaansluiting

Deze niet beschikbaarheids factor heeft betrekking op de netaansluiting. Afhankelijk van de kwaliteit van het lokale net mag een waarde van 0.3-0.6% (één of twee dagen per jaar) aangehouden worden.

Diversen

Deze verliesfactor betreft de niet-beschikbaarheid van die componenten die niet ergens anders zijn inbegrepen.

Verliezen - Elektrisch

Operationele elektrische efficiëntie

Dit verlies betreft alle elektrische verliezen in alle onderdelen van de elektrische infrastructuur van het windpark (bekabeling, transformatoren, verdeelstations, enz.) tot aan het meetpunt. Deze waarde is het meest afhankelijk van de afstand tot aan het verdeelstation en varieert meestal tussen de 1% en 3%.

Windturbine energieverbruik

De windturbine's interne systemen (bladhoekregeling, kruiregeling, computersystemen, hydraulische systemen, enz.) verbruiken energie wat niet is meegenomen in de Pv-curve. Analyse van onderhoudscijfers van windparken wijst uit dat het verbruik tussen de 0,5 en 2% kan liggen. Deze verliesfactor is echter in de meeste gevallen niet meegenomen aangezien dit wordt beschouwd als een post in de operationele kosten van het windpark.

Verliezen - Omgevingseffecten

Bladvervuiling en degradatie (aangroei)

Aangezien het onvermijdelijk is dat de bladen (wieken) van windturbines vervuilen en verruwen, zal dit resulteren in een verslechtering van de aerodynamische eigenschappen en dus resulteren in een verminderde opbrengst. Dit verlies kan geschat worden op 0,5%, ervan uitgaande dat bladen regelmatig worden gecontroleerd, gerepareerd en schoongemaakt.

Bladvervuiling en degradatie (ijsvorming)

Op dezelfde wijze kunnen de aerodynamische eigenschappen ook verslechteren door tijdelijke ophoping van ijs op de bladen. Deze verliesfactor kan geschat worden op basis van lokale weersomstandigheden of op basis van gemeten periodes van ijsvorming gedurende een meetcampagne op de locatie.

Stilstand als gevolg van ongunstige weersomstandigheden

De windturbine moet soms stilgezet worden gedurende ongunstige weersomstandigheden zoals bliksem, hagel of zandstormen. Deze verliesfactor kan geschat worden op basis van lokale weersomstandigheden. Kenmerkende waarden voor deze verliesfactor zijn 0,5% tot 1%, in een gematigd klimaat.

Stilstand als gevolg van hoge temperaturen

Temperaturen buiten het operationele bereik van windturbines kunnen leiden tot stilstand. Ook hier geldt dat dit verlies geschat kan worden op basis van lokale weersomstandigheden, met kenmerkende waardes tussen de 0.25 en 1% in een gematigd klimaat.

Toegankelijkheid van het windpark

Ongunstig weer kan de toegankelijkheid van het windpark belemmeren en daarmee de beschikbaarheid verminderen. Dit verlies kan worden meegenomen in de niet-beschikbaarheid of hier apart worden benoemd.

Bosbouw

Windparken gebouwd in of dichtbij bossen zullen beïnvloed worden door de groei of het kappen van bomen. Deze verliesfactor dient het verwachte effect op de energieproductie door de verandering van het bos mee te nemen, rekening houdend met de levensduur van het windpark. Dit 'verlies' kan negatief zijn indien de verwachting is dat bomen gekapt worden.

Verliezen – Windturbineprestatie

Hysteresis bij hoge windsnelheid

Indien de windsnelheid buiten het operationele gebied komt, of met andere woorden de zogenaamde cut-out windsnelheid overschrijdt, zullen de windturbines automatisch uitschakelen. De windturbine zal echter niet meteen opnieuw opstarten wanneer de windsnelheid weer onder de cut-out drempel zakt aangezien dit kan leiden tot herhaaldelijke opstart/stilstand belastingen. In plaats daarvan zal het besturingssysteem wachten tot de windsnelheid gezakt is tot een lagere cut-in windsnelheid. De exacte gevoeligheid van een windturbine voor dit effect is afhankelijk van de instellingen van het besturingssysteem en het windregime. Over het algemeen kan gesteld worden dat de verliezen door hysteresis bij hoge windsnelheden groter zijn voor windparken met een hoge gemiddelde windsnelheid. Een typische waarde hiervoor kan liggen tussen de 0.3 en 4%.

Aanpassing Pv-curve (locatiespecifiek)

op de plaats van het windpark kunnen de kenmerken van het windklimaat (turbulentie, verticale aanstromingscomponenten, windschering, enz.) anders zijn dan die van het simpele terrein waar de Pv-curve is gecertificeerd. Verliezen die zich ten gevolge hiervan kunnen voordoen worden meegenomen in deze factor.

Aanpassing vermogenscurve (generiek)

Deze factor kan worden toegepast als er redenen zijn om te verwachten dat de geleverde Pv-curve niet representatief is voor de Pv-curve die gemeten zou worden bij een IEC-conforme certificering.

Overige

Deze verliesfactor kan gebruikt worden voor alle verliezen in de prestaties van de windturbines die niet al ergens anders zijn meegenomen.

Verliezen – Curtailment (terugregeling)

Geluid, slagschaduw en omgeving

In sommige gevallen zal het noodzakelijk zijn om een windpark terug te regelen om de geluids-, slagschaduw- of milieu-impact te verminderen (dit wordt curtailment genoemd). Het effect hiervan zal niet als verlies worden meegenomen, aangezien de opbrengstberekeringen met de overeenkomstige gereduceerde Pv-curves worden uitgevoerd.

Wind sector management

Windturbines die dicht bij andere objecten of andere windturbines geplaatst zijn kunnen last hebben van te hoge turbulentie waardoor terugregeling tijdens bepaalde windrichtingen noodzakelijk is (dit wordt Wind Sector Management genoemd).

Netaansluiting

Het contract voor de netaansluiting kan onder bepaalde omstandigheden verplichte terugregeling van de windturbines vereisen.

Stroomcontract (Power Purchase Agreement)

Het stroomcontract kan onder bepaalde omstandigheden verplichte terugregeling van de windturbines vereisen.

Verliezen – Overige

Overige

Deze verliesfactor kan gebruikt worden voor alle verliezen die niet al ergens anders zijn meegenomen.

Onzekerheden – Windsnelheid

Windstatistiek

Meetfouten worden bepaald door de kwaliteit van de meetinstrumenten, het kalibratieproces, het ontwerp van de meteorologische mast, de beschikbaarheid van data en de data-verwerking. Traceerbaarheid van de winddata is een belangrijke factor in het beoordelen van de kwaliteit van de windstatistiek. Goed traceerbare data maakt een gedetailleerde onzekerheidsanalyse mogelijk, terwijl meer onzekerheid moet worden toegeschreven aan slecht traceerbare data.

Representativiteit voor de lange termijn

De jaarlijkse variabiliteit van de windsnelheid leidt tot onzekerheden in de bepaling van het langtijdsgemiddelde op basis van een korte meetreeks. De standaardafwijking voor het gemiddelde van één jaar metingen is statistisch vastgesteld op 5,5% (gebaseerd op een groot aantal Nederlandse weerstations) en 6% (gebaseerd op stations in Europa). Om die reden kan de onzekerheid (standaarddeviatie) in metingen met een langere duur worden benaderd als $\sigma = 6\% / \sqrt{\# \text{ jaren}}$

Als MCP methodes gebruikt worden om een korte tijdreeks te verlengen, moet een extra onzekerheid worden toegevoegd om rekening te houden met de onzekerheid in dit proces. De kwaliteit van correlatie geeft een goede indicatie van de toe te voegen onzekerheid.

Daarnaast kunnen toekomstige veranderingen in landgebruik in het gebied onzekerheid toevoegen in de langtijdsgemiddelde windsnelheid. Zo kan een wijziging in landbouwgebruik of het ontstaan van stedelijke gebied leiden tot verandering in de oppervlakteruwheid of de thermische eigenschappen. Ook klimaatverandering zou de windsnelheid op langere termijn kunnen beïnvloeden.

Horizontale extrapolatie

De nauwkeurigheid in de horizontale extrapolatie van de windsnelheid is vooral afhankelijk van de complexiteit van het terrein en de afstand tussen de meetlocatie en de windturbines. Het lineaire stromingsmodel van WAsP is zeer geschikt voor eenvoudig terrein, maar houdt onvoldoende rekening met loslatingseffecten in heuvelachtig gebied. Berekening van de zogenaamde RIX-waarde (Ruggedness IndeX) kan worden uitgevoerd ter beoordeling van mogelijke loslating.

Daarnaast heeft de kwaliteit van de terreinbeschrijving (hoogtecontouren en ruwheidskaarten) ook invloed op de nauwkeurigheid van het stromingsmodel.

Verticale extrapolatie

Om de afwijking in de verticale extrapolatie te minimaliseren, is het gewenst dat de meethoogte dicht bij de voorgestelde ashoogte zit. Als er gebruik gemaakt wordt van een meetmast met meerdere meethoogtes is het mogelijk om het verticale profiel te controleren en onzekerheden in te schatten. Grotere onzekerheden zijn inherent aan het gebruik van metingen die voldoen aan de WMO standaardhoogte van 10 m (bijvoorbeeld masten op luchthavens of meteorologische stations). Het verticale profiel is sterk afhankelijk van de beschrijving van de oppervlakteruwheid en de nauwkeurigheid van de meethoogte.

Overige

Deze onzekerheid kan gebruikt worden voor alle onzekerheden in de windsnelheid die niet al ergens anders zijn meegenomen.

Onzekerheden - Relatie tussen windsnelheid en energie-opbrengst

Uiteindelijk worden alle onzekerheden uitgedrukt in termen van energieopbrengst. Om die reden moeten de onzekerheden in de windsnelheid omgezet worden in onzekerheden in de energie-opbrengst, op grond van de relatie tussen de twee. Deze relatie kan worden berekend als de verhouding tussen de relatieve toename in energieopbrengst ten gevolge van de relatieve toename in windsnelheid. Typisch ligt deze verhouding tussen 1 en 3. De verhouding is lager op locaties met hoge windsnelheden, vanwege de vorm van de Pv-curve.

Onzekerheden – Energieopbrengst

De Pv-curve is een gevoelig element in de berekeningen. De Pv-curvegarantie verschilt per fabrikant, maar ligt typisch in de range 95-100%.

Meteropname

Het kan nodig zijn om onzekerheden mee te nemen in de meteropname ter plaatse van bij de net-aansluiting, afhankelijk van de voorwaarden van het stroomcontract.

Lange termijn correctie

Deze onzekerheid geldt voor correcties die worden toegepast op de voorspelde energieopbrengst op basis van informatie met betrekking tot lange termijn trends. Deze zou geen correcties moeten bevatten die worden toegepast op de windsnelheid, zoals de MCP berekeningen.

Overige

Deze onzekerheid kan gebruikt worden voor alle onzekerheden in de energieopbrengst die niet al ergens anders zijn meegenomen.

Onzekerheden – verliezen

Onzekerheden worden bepaald voor alle meegenomen verliezen, onderverdeeld in de zeven categorieën:

- zogeeffecten
- niet-beschikbaarheid
- elektrisch
- omgeving
- windturbineprestatie
- terugregeling
- overige



sustainable energy for everyone



ECOFYS WTTS B.V.

Kanaalweg 15G
3526 KL Utrecht

T: +31 (0) 30 662-3827

E: info@ecofyswtts.com

I: www.ecofyswtts.com