



Bestemmingsplan Oosterhorn, Milieueffectrapport

Onderzoek thema slagschaduw

Gemeente Delfzijl

13 december 2016



Project Bestemmingsplan Oosterhorn, Milieueffectrapport
Document Onderzoek thema slagschaduw
Status Definitief 02
Datum 13 december 2016
Referentie DZ131-1/16-020.559

Opdrachtgever Gemeente Delfzijl
Projectcode DZ131-1
Projectleider ir. P.G.B. Hermans
Projectdirecteur drs. ing. P.T.W. Mulder

Auteur(s) A. Beltau (Pondera Consult)
Gecontroleerd door drs. M.J. Schilt / P. van Weelden MSc
Goedgekeurd door ir. P.G.B. Hermans

Paraaf



Adres Witteveen+Bos Raadgevende ingenieurs B.V. | Deventer
K.R. Poststraat 100-3
Postbus 186
8440 AD Heerenveen
+31 (0)513 64 18 00
www.witteveenbos.com
KvK 38020751

Het kwaliteitsmanagementsysteem van Witteveen+Bos is gecertificeerd op basis van ISO 9001.

© Witteveen+Bos

Niets uit dit document mag worden veelevoudigd en/of openbaar gemaakt in enige vorm zonder voorafgaande schriftelijke toestemming van Witteveen+Bos Raadgevende ingenieurs B.V. noch mag het zonder dergelijke toestemming worden gebruikt voor enig ander werk dan waarvoor het is vervaardigd, behoudens schriftelijk anders overeengekomen. Witteveen+Bos aanvaardt geen aansprakelijkheid voor enigerlei schade die voortvloeit uit of verband houdt met het wijzigen van de inhoud van het door Witteveen+Bos geleverde document.

INHOUDSOPGAVE

1	INLEIDING	1
1.1	Aanleiding	1
1.2	Gecombineerde milieueffectrapportage	2
1.3	Doelstelling deelrapport slagschaduw	2
1.4	Leeswijzer	2
2	PLANGEBIED EN OMGEVING	4
2.1	Plangebied	4
2.2	Ruimtelijke uitgangspunten en raakvlakken	5
2.2.1	Bedrijfszoning	5
2.2.2	Geluidzoning	5
2.2.3	Omgevingsverordening provincie Groningen	6
2.2.4	Groenzones en natuurontwikkeling	7
2.2.5	Windturbines	9
2.2.6	Archeologisch beschermd gebied	9
2.2.7	Beschermingszone waterkering	10
3	HUIDIGE SITUATIE EN REFERENTIESITUATIE	11
3.1	Inleiding	11
3.2	Huidige situatie	11
3.3	Referentiesituatie	12
3.4	Cumulatie	12
4	VARIANTEN	14
4.1	Varianten bedrijventerrein	14
4.2	Varianten windturbines	17
5	WETTELIJK EN BELEIDSKADER	20
6	BEOORDELINGSKADER EN AANPAK	21
6.1	Beoordelingskader MER	21

6.2	Aanpak en uitgangspunten	21
6.2.1	Aanpak	21
6.2.2	Studiegebied	22
6.2.3	Overige uitgangspunten	23
7	ONDERZOEKSRESULTATEN	24
7.1	Huidige situatie	24
7.2	Referentiesituatie	25
7.3	Windturbines variant 1	27
7.4	Windturbines variant 2	30
7.5	Toetsing voornemen	33
7.5.1	Windvariant 1 tot en met 3	33
8	MITIGATIE	36
8.1	Mitigerende maatregelen	36
8.1.1	Windvariant 1	36
8.1.2	Windvariant 2	36
8.1.3	Windvariant 3	37
9	VOORKEURSALTERNATIEF	38
9.1	Uitgangspunten	38
9.2	Wettelijk kader en beleid	38
9.3	Beoordelingskader en aanpak	38
9.4	Onderzoeksresultaten	39
9.5	Effectbeoordeling	42
9.6	Toetsing	42
10	LEEMTEN IN KENNIS EN EVALUATIE	44
10.1	Leemten in kennis en informatie	44
10.2	Aanzet tot monitoring en evaluatie	44
	Laatste pagina	44
	Bijlage(n)	Aantal pagina's
I	Onderzoek naar slagschaduw hinder en productieberekeningen van het op te richten windpark Oosterhorn te Delfzijl (Pondera Consult)	139

1

INLEIDING

1.1 Aanleiding

Het zeehaven- en industriegebied in de gemeente Delfzijl is aangewezen voor zware industrie en havengebonden activiteiten. Het industrieterrein Oosterhorn maakt hier onderdeel van uit. Het is het grootste industrieterrein in Noord-Nederland en van groot economisch belang voor de provincie Groningen. Het is één van de weinige industrieterreinen in Nederland waar nog ruimte is voor de ontwikkeling van chemische industrie. Oosterhorn is één van de grote chemieclusters in Nederland en is, op grond van Rijksbeleid, één van de concentratiegebieden in Nederland voor de topsector chemie.

De aanwezigheid en samenstelling van de industriële bedrijvigheid biedt kansen voor de recyclingindustrie. In de chemische industrie gebruikt een aantal bedrijven elkaars reststoffen, variërend van stoom en warmte tot afval. Clustervorming en co-siting zijn essentieel voor de ontwikkeling van deze de recyclingindustrie. Met de ontwikkeling van ondersteunende voorzieningen kan worden ingespeeld op de groei van deze industrie.

Op Oosterhorn speelt energie een belangrijke rol. Er is nu een aantal energiecentrales gevestigd en de gemeente biedt ruimte voor duurzame energiewinning. Het accent ligt daarbij op energie uit biomassa en wind.

Het industrieterrein Oosterhorn biedt ook beperkt ruimte voor het midden- en kleinbedrijf (MKB) en agribusiness.

Voor het industrieterrein Oosterhorn zijn verschillende verouderde planologische regelingen uit onder meer de jaren vijftig en zestig van toepassing. Deze regelingen zijn in 2013 van rechtswege vervallen. De gemeente Delfzijl stelt daarom een nieuw en geactualiseerd bestemmingsplan op voor het industrieterrein, met een plantermijn van 20 jaar. Het bestemmingsplan voor Oosterhorn wordt tegelijk en in samenhang met de omgevingsvisie provincie Groningen en met de structuurvisie Eemsmond-Delfzijl voorbereid, beide visies zijn kaderstellend voor bestemmingsplan Oosterhorn. Het doel van de gemeente is: een breed gedragen bestemmingsplan dat een duurzame ontwikkeling van Oosterhorn faciliteert. Het bestemmingsplan voorziet in:

- ruimte voor zware industrie en havengebonden activiteiten;
- ontwikkelingsmogelijkheden voor de gevestigde bedrijven;
- ruimte voor de vestiging van nieuwe bedrijven;
- ontwikkeling van windenergie en de realisatie van windturbines (circa 54 - 100 MW).

Er is voor een plantermijn van 20 jaar gekozen, vooral omdat op het moment van vaststelling van het bestemmingsplan niet duidelijk is in welke volgorde en in welk tempo het bedrijventerrein zal worden ontwikkeld en omdat er voor een langere termijn voldoende ruimte moet worden geboden aan de ontwikkeling van Oosterhorn.

1.2 Gecombineerde milieueffectrapportage

Voor het bestemmingsplan Oosterhorn wordt de m.e.r.-procedure doorlopen en wordt een MER opgesteld. Het MER betreft een gecombineerde planMER en projectMER: een planMER voor het nieuwe bestemmingsplan, inclusief de realisatie van de windturbines, en een projectMER voor de omgevingsvergunning voor de realisatie van windturbines.

Een plan-m.e.r. is noodzakelijk als een ruimtelijk plan aan ten minste één van de twee volgende voorwaarden voldoet:

- 1 het ruimtelijk plan is kaderstellend voor mogelijke toekomstige m.e.r.-(beoordeling)plichtige activiteiten. Dit geldt ook voor de realisatie of uitbreiding van een windturbinepark met een vermogen van 15 MW of meer of 10 windturbines of meer, zie categorie 22.2 van bijlage D van het Besluit milieueffectrapportage;
- 2 voor het ruimtelijk plan is een passende beoordeling nodig op grond van de Natuurbeschermingswet.

Voor het bestemmingsplan Oosterhorn zijn beide voorwaarden van toepassing. De eerste omdat het nieuwe bestemmingsplan kan leiden tot concrete projecten of activiteiten met mogelijk belangrijke nadelige gevolgen voor het milieu. Immers, het nieuwe bestemmingsplan voor het industrieterrein Oosterhorn schept de mogelijkheid voor vestiging van zware industrie en de realisatie van meer dan 10 windturbines.

De tweede voorwaarde houdt verband met de uitvoering van het plan in de directe nabijheid van het Natura 2000-gebied Waddenzee, dat mede op grond van de Natuurbeschermingswet beschermd is. Op voorhand kan niet worden uitgesloten dat het plan leidt tot significant negatieve effecten op de instandhoudingsdoelen van dit Natura 2000-gebied. Daarom is een passende beoordeling nodig en is de actualisatie van het bestemmingsplan plan-m.e.r.-plichtig.

De plan-m.e.r. voor het industrieterrein Oosterhorn heeft als doel het milieubelang een volwaardige plaats te geven in de besluitvorming over het nieuwe bestemmingsplan, door het bieden van de relevante informatie over het milieu en de effecten van het plan hierop.

Voor windenergieprojecten is categorie 22.2 van bijlage D uit het Besluit Milieueffectrapportage relevant. Windparken (gedefinieerd als ten minste 3 windturbines) met een vermogen vanaf 15 megawatt of van 10 of meer turbines zijn m.e.r.-(beoordeling)plichtig. Het voornemen voor de realisatie van windturbines op Oosterhorn kan mogelijk leiden tot milieueffecten. Daarom wordt voor de realisatie van windturbines een MER opgesteld.

1.3 Doelstelling deelrapport slagschaduw

Het doel van voorliggende effectstudie is:

1. het in beeld brengen van de milieueffecten van het voornemen en de mitigerende (verzachtende) en compenserende maatregelen hiervoor, wat betreft het thema slagschaduw;
2. toetsing van het voornemen aan de vigerende wet- en regelgeving en/of beleid en richtlijnen voor het thema slagschaduw.

1.4 Leeswijzer

In hoofdstuk 2 is de huidige ruimtelijke situatie in het plangebied en de omgeving van het plangebied beschreven.

In hoofdstuk 3 zijn de huidige situatie en referentiesituatie toegelicht. In hoofdstuk 3 is ook ingegaan op de plannen en projecten waarmee rekening wordt gehouden bij de bepaling van cumulatieve effecten.

In hoofdstuk 4 zijn de varianten toegelicht. Paragraaf 4.1 bevat de varianten voor de inrichting van het bedrijventerrein. Paragraaf 4.2 bevat de varianten voor de windturbines.

In hoofdstuk 5 is het wettelijk kader en beleidskader voor het thema slagschaduw beschreven. Het wettelijk kader en beleidskader vormt het toetsingskader voor het voornemen. Tevens vormen deze kaders de basis voor het beoordelingskader voor het MER.

In hoofdstuk 6 zijn het beoordelingskader, de onderzoeksaanpak en de overige uitgangspunten van het onderzoek beschreven.

In hoofdstuk 7 zijn de onderzoeksresultaten per variant en ook voor de huidige situatie en referentiesituatie beschreven, zijn de effecten van de varianten beoordeeld en is getoetst of de varianten uitvoerbaar zijn binnen de vigerende wet- en regelgeving en beleidskaders.

In hoofdstuk 8 zijn de relevante mitigerende (verzachtende) en compenserende maatregelen beschreven en onderbouwd. Deze maatregelen zijn gebaseerd op de onderzoeksresultaten in hoofdstuk 7.

In hoofdstuk 9 zijn de effecten van het voorkeursalternatief getoetst en is beschreven welke maatregelen zijn of worden getroffen. Het voorkeursalternatief is beschreven en onderbouwd in het hoofdrapport MER.

In hoofdstuk 10 zijn de leemten in kennis benoemd en is een evaluatieprogramma opgenomen, met het doel de effecten van het plan en de maatregelen te evalueren.

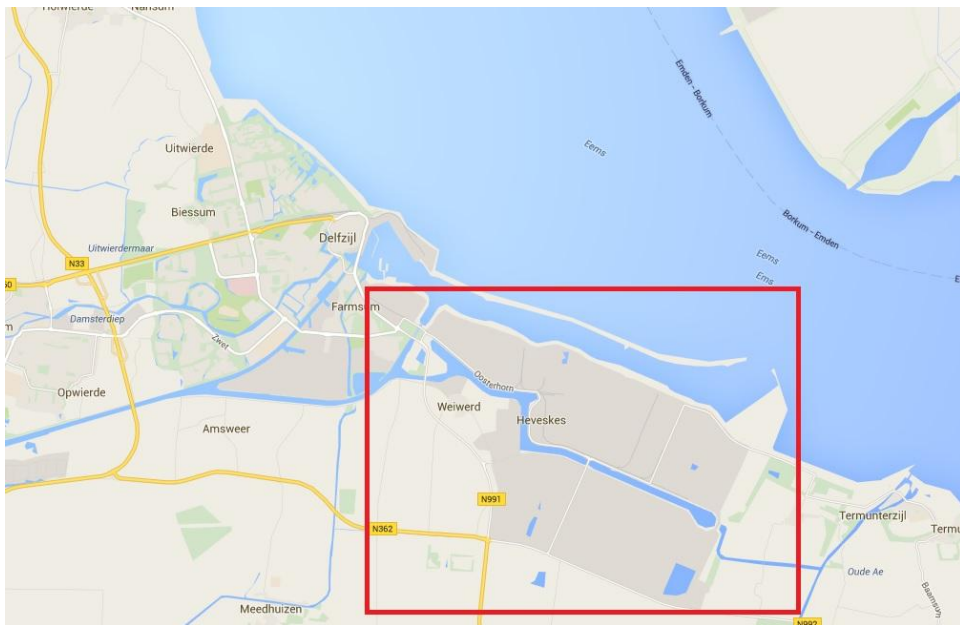
2

PLANGEBIED EN OMGEVING

2.1 Plangebied

Het plangebied van Oosterhorn is bruto circa 1.290 hectare groot en is weergegeven in afbeeldingen 2.1 en 2.2.

Afbeelding 2.1 Ligging plangebied (www.google.com)



Afbeelding 2.2 Het plangebied van Bestemmingsplan Oosterhorn



De gebieden Zeesluizen en Delta vallen binnen het plangebied. Het gebied de zeesluizen is in afbeelding 2.2 aangewezen met een groene cirkel. Het gebied de Delta is aangewezen met een rode cirkel.

De gebieden Weiwerd, de Schermdijk en de Handelskade Oost- en West vallen buiten het plangebied van het bestemmingsplan Oosterhorn omdat voor deze gebieden recent nieuwe bestemmingsplannen zijn opgesteld of worden opgesteld.

2.2 Ruimtelijke uitgangspunten en raakvlakken

2.2.1 Bedrijfszoning

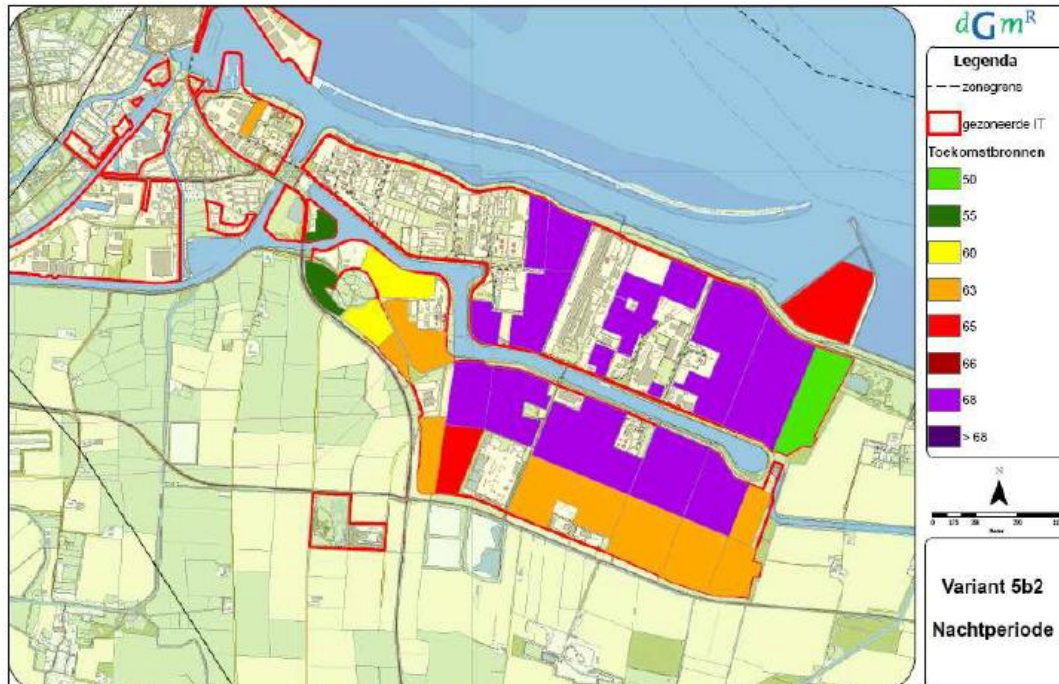
Het bestemmingsplan gaat ruimte bieden aan zware industrie en bedrijven tot en met bedrijfscategorie 5.3. De gemeente gaat uit van de volgende zoneringsopzet op het industrieterrein Oosterhorn:

- ten noorden van het Oosterhornkanaal zijn de percelen geschikt voor zware industrie, vooral vanwege de afstand tot bewoonde gebieden;
- ten zuiden van het Oosterhornkanaal komen percelen die een mix van zware en middelzware industrie mogelijk maken;
- in het noordoosten van het plangebied is ruimte voor lichtere categorieën industrie, vanwege de ligging nabij de kern Borgsweer en de Waddenzee.

2.2.2 Geluidzoning

Voor de industrieterreinen in Delfzijl (waaronder Oosterhorn) is in 2013 een geluidszone vastgesteld en vertaald in het Facetbestemmingsplan Geluidszone (onherroepelijk sinds 25 juni 2013). Er is geen aanleiding of ambitie om de geluidszone aan te passen. Voor de invulling van het bedrijventerrein gelden de uitgangspunten in het Facetplan Geluidszone als randvoorwaarde, zie afbeelding 2.3.

Afbeelding 2.3 Geluidruimte kavels in Facetplan Geluidzone



Afbeelding 2.3 toont de indicatieve geluidruimte voor bedrijfsactiviteiten op Oosterhorn. De geluidruimte is kleiner aan de randen en groter in het midden van het bedrijventerrein.

2.2.3 Omgevingsverordening provincie Groningen

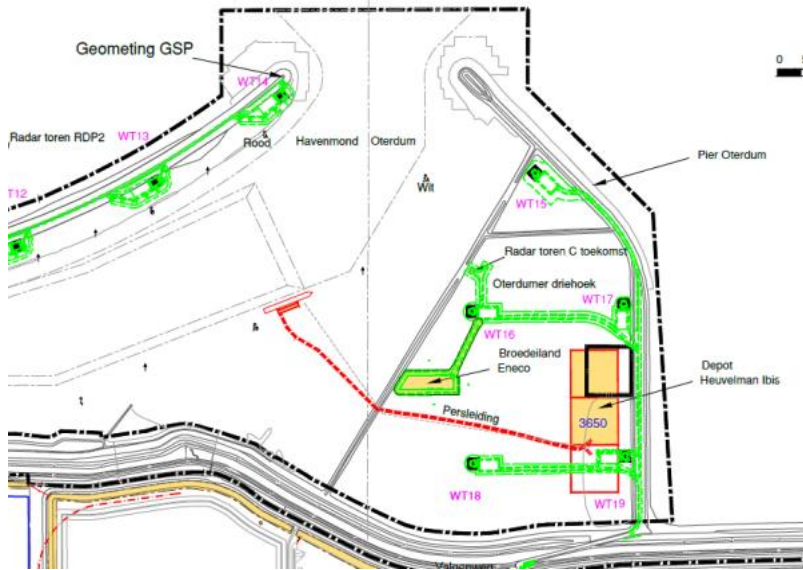
Op grond van de omgevingsverordening van de provincie Groningen gelden de volgende uitgangspunten:

- het gebied Oterdummer Driehoek (totaal circa 42 ha), in de noordoostelijke punt van het plangebied, ligt in het buitengebieden is niet aangewezen als zoekgebied voor industrie. Een logistieke functie is toegestaan ten behoeve van het achter de dijk gelegen industrieterrein, mits daar een concrete bedrijfsvoering aan de orde is;
- het gebied Grote Polder (totaal circa 16 ha), in de oostelijke punt van het plangebied, ligt in het buitengebied conform de omgevingsverordening.

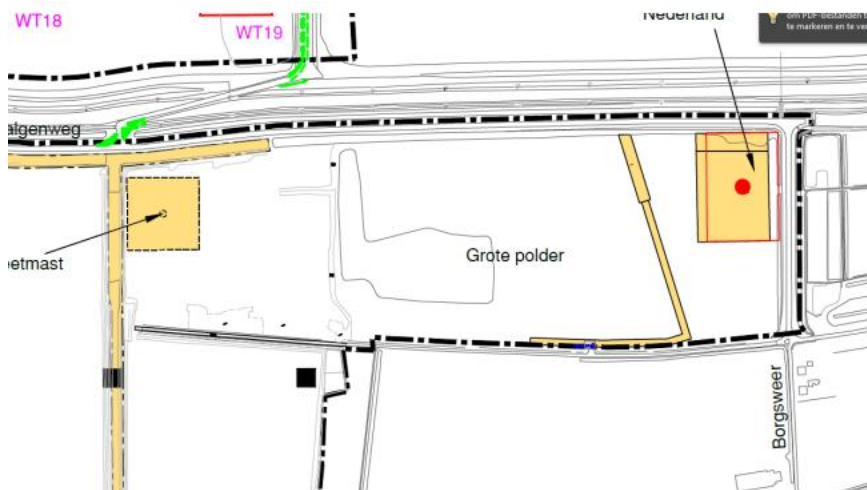
In bestuurlijk overleg tussen provincie, gemeente en Groningen Seaports (GSP) is afgesproken dat in de Oterdumer Driehoek de huidige functies (vooral gronddepot en windturbines) blijven bestaan. Het is daarnaast mogelijk om logistieke functies in het gebied te ontwikkelen, in de vorm van op- en overslag en bijbehorende activiteiten, op het moment dat zich een concrete ontwikkeling voordoet en nut en noodzaak kunnen worden aangetoond.

Het gebied Grote Polder kende in het verleden ook geen industriebestemming. In het kader van het project Marconi is dit gebied in beeld als toekomstige spuilocatie. Het gebied draagt in potentie bij aan de wens vanuit Borgsweer voor een groene buffer. Het gebied kan mogelijk ingezet worden als mitigerende maatregel voor natuur. Industriële ontwikkeling is niet toegestaan.

Afbeelding 2.4 Oterdummer Driehoek (uitsnede uit de GIS kaart van Groningen Seaports)



Afbeelding 2.5 Grote Polder (uitsnede uit de GIS kaart van Groningen Seaports)



2.2.4 Groenzones en natuurontwikkeling

Er zijn twee initiatieven die mede de ontwikkeling van een groenzone of natuur beogen. Met deze initiatieven wordt rekening gehouden in de m.e.r. en het bestemmingsplan voor Oosterhorn. Het betreft:

- omzoming Oosterhorn: de omzoming is bedoeld als een groene bufferzone waarin geen industrie is toegestaan. Dit plan valt binnen het plangebied. Het plan wordt gefaseerd uitgevoerd in circa 5 jaar. De eerste fase is gestart in 2015. De eerste fase betreft het gedeelte tussen het Oosterhornkanaal en de Oterdummer Driehoek;
- Marconi, een toekomstige spuilocatie en groen- en natuurontwikkeling ten westen, oosten en noorden van het plangebied. De toekomstige spuilocatie bevindt zich buiten het plangebied en wordt naar verwachting niet ontwikkeld binnen de planperiode van het bestemmingsplan.

Afbeelding 2.6 Omzoming Oosterhorn (MD landschapsarchitecten, 2012)



Afbeelding 2.7 Marconi (spuilocatie) (gemeente Delfzijl)



Afbeelding 2.7 toont het resultaat van een verkenning en betreft een indicatieve verbeelding van het plan. Het plan moet nog nader worden uitgewerkt.

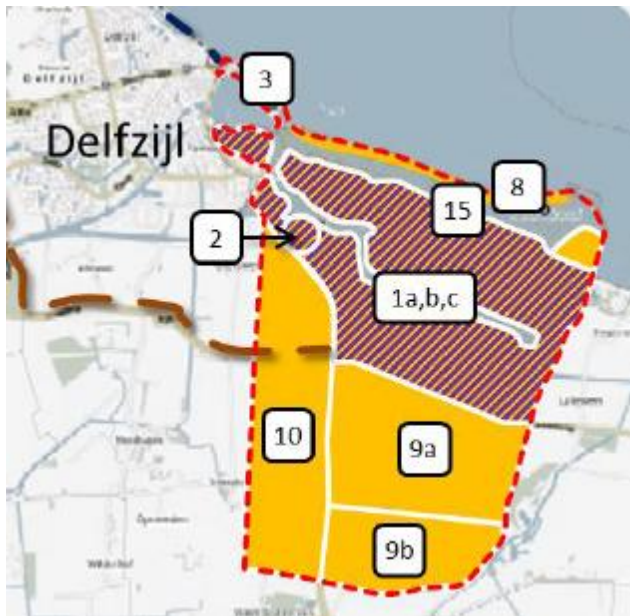
2.2.5 Windturbines

Het plan voorziet in de realisatie van windturbines op industrieterrein Oosterhorn - ook bekend onder de naam 'Windpark Delfzijl Midden'. De exacte invulling van dit voornemen wordt bepaald op basis van de effectbeoordeling van drie varianten in deze milieueffectrapportage. Er zijn, in de omgeving van Oosterhorn, meerdere windparken of windparken in ontwikkeling. In de Structuurvisie Eemsmond-Delfzijl zijn de cumulatieve effecten van de windparken onderzocht. Hierbij zijn de volgende windparken meegenomen:

- windpark Noord (19 bestaande turbines) (nummer 8 in afbeelding 2.8). Hierbinnen vallen de 5 turbines op de Oterdummer Driehoek;
- windpark Delfzijl Zuid (34 bestaande turbines) (nummer 9a in afbeelding 2.8);
- uitbreiding windpark Delfzijl Zuid (potentieel 15 tot 20 turbines) (nummer 9b in afbeelding 2.8);
- windpark Geefsweer, ten westen van het plangebied (nummer 10 in afbeelding 2.8).

Windpark Noord en Delfzijl Zuid zijn al gerealiseerd. Uitbreiding windpark Delfzijl Zuid en windpark Geefsweer zijn in ontwikkeling.

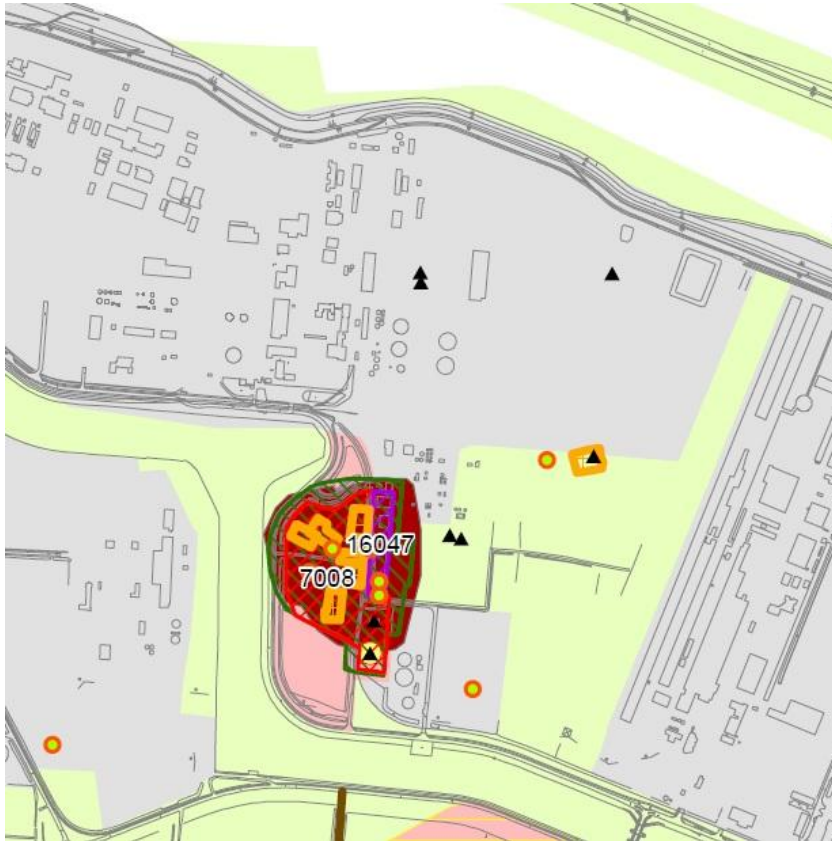
Afbeelding 2.8 Locatie(s) huidige en toekomstige windparken in de gemeente Delfzijl



2.2.6 Archeologisch beschermd gebied

In het midden van het plangebied en aan het Oosterhornkanaal ligt het archeologische monument Heveskes. Hier wordt geen ontwikkeling van industrie toegestaan.

Afbeelding 2.9 Archeologisch monument Heveskes (archeologische beleidskaart gemeente Delfzijl)



2.2.7 Beschermingszone waterkering

De dijk aan de noordzijde van het plangebied is een primaire waterkering. Hiervoor geldt een waterkeringszone van 100 meter vanuit de teen van de dijk. Vanwege veranderende externe omstandigheden, zoals zeespiegelstijging, worden nieuwe normen van toepassing op primaire waterkeringen. Aangezien de nieuwe normen en uitwerking daarvan in toetsing- en aanpassingsontwerpen nog niet beschikbaar zijn kan nu nog niet worden gepreciseerd hoeveel extra ruimtebeslag er nodig zal zijn vanwege een toekomstige dijkverbetering.

3

HUIDIGE SITUATIE EN REFERENTIESITUATIE

3.1 Inleiding

Voor de definitie van de huidige situatie en referentiesituatie is onderscheid gemaakt naar:

- de huidige situatie en referentiesituatie op het bedrijventerrein Oosterhorn. Zie hiervoor paragrafen 3.2 en 3.3;
- de huidige situatie en referentiesituatie buiten het bedrijventerrein Oosterhorn. Dit is relevant voor de cumulatie van effecten. Zie hiervoor paragraaf 3.4.

3.2 Huidige situatie

De huidige situatie op het bedrijventerrein is bepaald op basis van een selectie van maatgevende bedrijven op Oosterhorn (peildatum 17 oktober 2016), op basis van de VNG-publicatie bedrijven en milieuzonering en de daarin opgenomen richtafstanden voor de milieuthema's geur, geluid, stof en gevaar. Maatgevende bedrijven zijn bestaande bedrijven die conform de relevante SBI-categorisering in de VNG-publicatie effectafstanden hebben die groter zijn dan 100 meter. Andere bedrijven leiden niet tot (belangrijke) milieueffecten. Tabel 3.1 toont de maatgevende bedrijven. In het plangebied zijn ook vijf windturbines aanwezig op de Pier van Oterdum.

Tabel 3.1 Maatgevende bedrijven op Oosterhorn

	Naam bedrijf	Type	Toelichting
1	Akzo Nobel Salt AkzoNobel MEB AkzoNobel MCA	chemie	chemische procesindustrie en verwerking van zout
2	AkzoNobel Delesto	energie	energieproductie (stoom en elektriciteit)
3	Teijin Aramid	chemie	chemische procesindustrie, producent van aramide
4	Delamine	chemie	chemische procesindustrie, producent van ethyleenaminen
5	Lubrizol	chemie	chemische procesindustrie, producent van CPVC
6	BiomethanolChemie Nederland (MCN) Dutch Glycerine Refinery	chemie	chemische procesindustrie, producent van (groene/bio) methanol
7	ChemCom Industries	chemie	chemische procesindustrie, producent van onder meer harsen voor de houtverwerkende industrie
8	Peroxychem	chemie	chemische procesindustrie producent van onder meer waterstofperoxide
9	Dow Chemicals	chemie	chemische procesindustrie, producent van plastic grondstoffen (MDI)
10	Klesch Aluminium Delfzijl	chemie	producent van aluminium
11	Eneco Bio Golden Raand	energie	biomassa energiecentrale (stoom en elektriciteit)
12	TorrGas	overig	productie getorrificeerde biomassa en (groene) syngas
13	EEW Energy from Waste Delfzijl	energie	afval- en energiecentrale voor bedrijfs- en huisafval (stoom en elektriciteit)
14	Gebr. Borg	overig	op- en overslag van afval, tankcleaning en loonbedrijf

	Naam bedrijf	Type	Toelichting
15	Siniat	overig	producent van gipsplaten
16	KBM Master Alloys	chemie	producent van metalen halffabricaten
17	HeuvelmanIbis	overig	baggerspecie bewerking en -depot
18	ESD-SiC	chemie	producent van siliciumcarbide
19	Zeolyst	chemie	producent van zeoliet
20	PPG Industries Chemicals	chemie	producent van silica
21	North Water	recycling	zout afvalwater zuivering
22	NAM	energie recycling	opslag en overslag van aardgascondensaat (noordelijke locatie) en bewerking van kwikhoudende afvalstoffen (zuidelijke locatie aan de Warvenweg)
23	Contitank	chemie	op- en overslagbedrijf koolwaterstoffen
24	Reym	recycling	industriële reiniging en afvalmanagement
25	JPB Logistics	recycling	industriële reiniging, afvalmanagement, opslag van koolwaterstoffen (locatie chemiepark) en opslag gevaarlijke (afval)stoffen in emballage en tanks (locatie Warvenweg)
26	RMD	overig	smelter van (secundaire) aluminium
27	Bertschi	overig	overslagbedrijf op terrein Dow Chemicals
28	Subcoal Production FRM	recycling	bewerker van niet gevaarlijke afvalstoffen
29	BMT	recycling	bewerker van kwikhoudende afvalstoffen
30	Grond- en slibverwerking Oosterhorn	recycling	verwerker van verontreinigd slib
31	J. Wildeman Storage & Logistics	recycling	opslag van (gevaarlijke) (afval)stoffen

3.3 Referentiesituatie

De referentiesituatie op het bedrijventerrein bestaat uit de huidige situatie plus de autonome ontwikkelingen. De autonome ontwikkelingen betreffen activiteiten die zijn vergund en op korte termijn, voor 1 januari 2017, zijn gerealiseerd. Voor de bestaande maatgevende bedrijven op het industrieterrein Oosterhorn komt dit feitelijk neer op de benutting van de vergunningruimte. Met deze methode sluiten we aan bij hetgeen de commissie voor de milieueffectrapportage in m.e.r.-studies voor bestemmingsplannen voorschrijft (zie het blad 'Referentiesituatie in MER voor bestemmingsplannen' d.d. 8 januari 2015).

3.4 Cumulatie

De plannen of projecten in tabel 3.2 behoren tot de huidige situatie. Dit betreffen plannen of projecten buiten het plangebied, waarover in het bestemmingsplan Oosterhorn niet wordt besloten. Deze projecten zijn relevant met het oog op het in beeld brengen van de cumulatieve effecten van de ontwikkelingen op het industrieterrein Oosterhorn en andere ontwikkelingen in de regio Eemsmund-Delfzijl. De cumulatieve effecten van de projecten en plannen in de regio Eemsmund-Delfzijl zijn onderzocht voor de Structuurvisie Eemsmund-Delfzijl.

Tabel 3.2 Plannen of projecten

Nr.	Project/plan	Omvang
1	bedrijventerrein Eemshaven	circa 480 ha
2	windpark Eemshaven en Emmapolder	276 MW
3	bedrijventerrein Eemshaven Zuidoost	circa 30 ha
4	windpark Delfzijl Noord	62,5 MW
5	windpark Delfzijl Zuid	75 MW

De in ontwikkeling zijnde plannen en projecten in tabel 3.3 tellen ook mee bij de bepaling van cumulatieve effecten van de ontwikkelingen op Oosterhorn en andere ontwikkelingen in de regio.

Tabel 3.2 Plannen en projecten in ontwikkeling

Nr.	Project/plan	Omvang/type
1	bedrijventerrein Weiwerd	circa 14 ha
2	uitbreiding bedrijventerrein Eemshaven	circa 170 ha
3	uitbreiding bedrijventerrein Eemshaven Zuidoost	circa 100 ha
4	windpark bedrijventerrein Eemshaven Zuidoost	22,5 - 45 MW
5	spoorlijn Roodeschool - Eemshaven	3 km nieuw spoor 4,3 km wijziging spoor
6	helihaven in de Eemshaven	1,5 hectare
7	uitbreiding windpark Delfzijl Zuid	50 - 63 MW
8	windpark Geefsweer	90 - 93 MW
9	windpark Eemshaven-West	circa 60 MW
10	testpark windpark Eemshaven-West	circa 60 MW
11	buizenzonetracé N33 Eemshaven - Oosterhorn	22,5 km lang; 50 m breed
12	dijkversterking Eemshaven - Delfzijl	11,5 km; 5 ha strand
13	windpark Oostpolder	66 - 67,5 MW

4

VARIANTEN

4.1 Varianten bedrijventerrein

Uitgangspunten bij de alternatieven zijn:

- als uitgangspunt geldt het voornemen om in het bestemmingsplan, zowel in bestaande benutte gebieden als lege gebieden, bedrijven tot en met milieucategorie 5.3 toe te staan. De effecten van dit voornemen dienen in het MER en onderliggend onderzoek te worden onderzocht. Dit betekent dat de alternatieven in beginsel zijn samengesteld uit bedrijfstypen in milieucategorie 5.3, tenzij er in die categorie geen representatieve bedrijven zijn¹. Als uitzondering geldt deelgebied I, waar de bestuurlijke afspraak geldt om Borgsweer (ten oosten van deelgebied I) te ontzien. Het uitgangspunt voor deelgebied I is milieucategorie 4;
- binnen één milieucategorie zijn meerdere bedrijfstypen met uiteenlopende effecten mogelijk. De alternatieven hebben daarom mede tot doel om de bandbreedte van effecten in beeld te brengen. Hiervoor is elk alternatief met andere bedrijfstypen gevuld;
- de alternatieven zijn 'maximaal en representatief' ingevuld. Maximaal betekent milieucategorie 5.3 (zoals hierboven beschreven). Representatief betekent dat voor Oosterhorn representatieve bedrijfstypen zijn geselecteerd. Representatief betekent ook dat aangenomen is dat het terrein zich niet volledig vult met milieubelastende installaties. Aangenomen is dat de kengetallen die gehanteerd worden voor de effectstudies, rekening houden met een representatieve invulling van een terrein;
- als uitgangspunt geldt tot slot de richtafstandenlijst conform de VNG bedrijvenlijst, waarbij door GSP is aangegeven welke bedrijven zich naar verwachting kunnen of mogen vestigen.

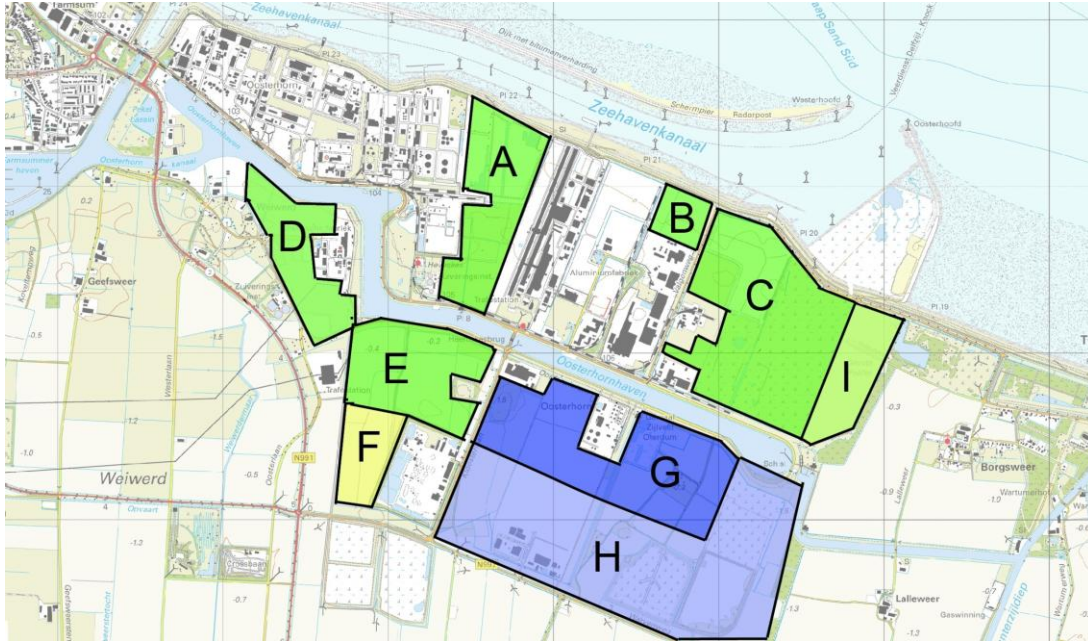
Werkwijze

- beide alternatieven gaan uit van dezelfde ruimtelijke verdeling van het industrieterrein Oosterhorn. Die verdeling maakt eerst onderscheid naar bestaande industrie en lege terreinen;
- de lege terreinen zijn verdeeld in deelgebieden, zie afbeelding 4.1. De deelgebieden worden per alternatief gevuld met industrie van de representatieve industrietypen chemie, recycling, energie (uitgezonderd windenergie) of ondersteunende industrie. De alternatieven onderscheiden zich door de bedrijfsactiviteiten per industrietype. Per alternatief worden voor elk industrietype, uitgezonderd voor het industrietype ondersteunende industrie, representatieve bedrijven uit de VNG bedrijvenlijst geselecteerd²;
- voor de deelgebieden met bestaande industrie gaan beide alternatieven uit van de bestaande maatgevende bedrijven op Oosterhorn;
- de alternatieven onderscheiden zich wat betreft de deelgebieden met bestaande industrie door de aangenomen doorontwikkeling van de bestaande maatgevende bedrijven. Dit betekent in beginsel een doorontwikkeling naar een bedrijfstype in milieucategorie 5.3 (of vervanging door een bedrijfstype in milieucategorie 5.3).

¹ Dit is bijvoorbeeld het geval voor het bedrijfstype energie in deelgebied F, waar representatieve bedrijven zijn gekozen in categorie 5.1. Categorie 5.3 wordt er gedekt middels de gevoeligheidsanalyse in het MER.

² <http://www.vng.nl/onderwerpenindex/milieu-en-mobiliteit/externe-veiligheid/bedrijven-en-milieuzonering>

Afbeelding 4.1 De in dit MER gehanteerde deelgebieden A tot en met I



De maatgevende afstanden voor geur, stof, geluid en gevaar in de tabellen dienen als hulpmiddel bij het samenstellen van de alternatieven en tonen niet de effecten van de alternatieven.

Alternatief 1: Groene Groei

Het alternatief Groene Groei gaat uit van een volledig groene ontwikkeling van de braakliggende deelgebieden en de bestaande bedrijven. Op de braakliggende deelgebieden vestigen zich tot 2030 bedrijven uit de recyclingindustrie en de biobased chemie. Voorbeelden zijn de verwerking van biomassa, de vergisting en fermentatie van biomassa en bioraffinage. In tabel 4.1 is aan elk leeg deelgebied een maatgevend bedrijf gekoppeld. De bijbehorende maatgevende afstanden zijn ontleend aan de VNG-brochure Bedrijven en Milieuzonering:

- het bedrijfstype 'organische chemische grondstoffenfabrieken vallend onder de Post Seveso-richtlijn' (SBI-code 20141, categorie 5.3) in de categorie zware chemie;
- het bedrijfstype 'composteerbedrijven met een verwerkingscapaciteit tot 20.000 ton per jaar' (SBI-code 382, categorie 5.2) in de categorie zware recycling;
- het bedrijfstype 'elektriciteitsdistributiebedrijven, met transformatorvermogen >1000 MVA' (SBI-code 35, categorie 5.1) in de categorie energie;
- het bedrijfstype 'organische chemische grondstoffenfabrieken niet vallend onder de Post Seveso-richtlijn' (SBI-code 20141, categorie 4.2) in de categorie middelzware chemie;
- het bedrijfstype 'composteerbedrijven, niet belucht met een verwerkingscapaciteit tot 5.000 ton per jaar' (SBI-code 382, categorie 4.2) in de categorie middelzware recycling.

Tabel 4.1 Invulling braakliggende deelgebieden bij alternatief Groene Groei

Letter	Bedrijfstype	Omvang (ha)	Aanname voor maatgevende VNG-afstanden			
			Geur	Stof	Geluid	Gevaar
A	zware chemie	40	1000	30	500	700
B	zware chemie	10	1000	30	500	700
C	zware chemie	70	1000	30	500	700
D	zware chemie	35	1000	30	500	700
E	zware chemie	40	1000	30	500	700
F	energie	20	0	0	500	50
G	zware recycling	70	700	300	100	30
H	zware recycling	95	700	300	100	30
I	middelzware chemie	30	300	10	200	300
totaal		410				

Het alternatief groene groei onderscheidt zich van het alternatief grijze groei door een grotere maatgevende afstand wat betreft geur. Tabel 4.1 toont dat in het alternatief groene groei de maatgevende afstanden wat betreft geur (tot 1.000 m) en gevaar (tot 700 m) het grootst zijn.

Alternatief 2: Grijze Groei

Het alternatief Grijze Groei gaat uit van een traditionele ontwikkeling van de braakliggende deelgebieden en de bestaande bedrijven. Op de braakliggende deelgebieden vestigen zich tot 2030 bedrijven uit de afvalverbranding- en verwerkingsindustrie en de chemie. Voorbeelden zijn de verwerking van bouw- en slooppafval en de raffinage van fossiele brandstoffen. In tabel 3.2 is per deelgebied van de 410 hectare uit te geven braakliggende deelgebieden benoemd welke maatgevende afstanden horen bij de voorziene invulling van deze deelgebieden. De maatgevende afstanden zijn ontleend aan de VNG-brochure Bedrijven en Milieuzonering:

- het bedrijfstype 'anorganische chemische grondstoffenfabrieken vallend onder de Post Seveso-richtlijn' (SBI-code 2012, milieucategorie 5.2) in de categorie zware chemie;
- het bedrijfstype 'Non-ferro-metaalwalsen, -trekkerijen e.d. met p.o. >2.000 m²' (SBI-code 244, milieucategorie 5.3) in de categorie zware recycling¹;
- het bedrijfstype 'gasdistributiebedrijven, gascompressorstations vermogen >100 MW' (SBI-code 35, milieucategorie 5.1) in de categorie energie;
- het bedrijfstype 'anorganische chemische grondstoffenfabrieken, niet vallend onder de Post Seveso-richtlijn' (SBI-code 2012, milieucategorie 4.2) in de categorie middelzware chemie;
- het bedrijfstype 'puinbrekerijen met een verwerkingscapaciteit van minder dan 100.000 ton per jaar' (SBI-code 383202, milieucategorie 4.2) in de categorie middelzware recycling.

¹ Dit bedrijfstype valt in de VNG bedrijvenlijst niet binnen de categorie recycling. Voor dit bedrijfstype is gekozen met het oog op het opstellen van het bestemmingsplan. Het bestemmingsplan gaat in beginsel uit van categorie 5.3.

Tabel 4.2 Invulling braakliggende deelgebieden bij alternatief Grijs Groei

Letter	Bedrijfstype	Omvang (ha)	Aanname voor maatgevende VNG-afstanden			
			Geur	Stof	Geluid	Gevaar
A	zware chemie	40	300	50	500	700
B	zware chemie	10	300	50	500	700
C	zware chemie	70	300	50	500	700
D	zware chemie	35	300	50	500	700
E	zware chemie	40	300	50	500	700
F	energie	20	0	0	500	200
G	zware recycling	70	200	100	1000	100
H	zware recycling	95	200	100	1000	100
I	middelzware chemie	30	100	30	300	300
totaal		410				

Het alternatief grijs groei onderscheidt zich van het alternatief groene groei door een grotere maatgevende afstand wat betreft geluid. Tabel 4.2 toont dat in het alternatief grijs groei de maatgevende afstanden wat betreft geluid (tot 1.000 m) en gevaar (tot 700 m) het grootst zijn.

4.2 Varianten windturbines

Er zijn drie inrichtingsvarianten voor windturbines op Oosterhorn. De varianten onderscheiden zich in eerste instantie door de rotordiameter van de windturbines. Het rotoroppervlak is bepalend voor de energieproductie. En hoe groter het rotoroppervlak, des te groter de afstand tussen de turbines.

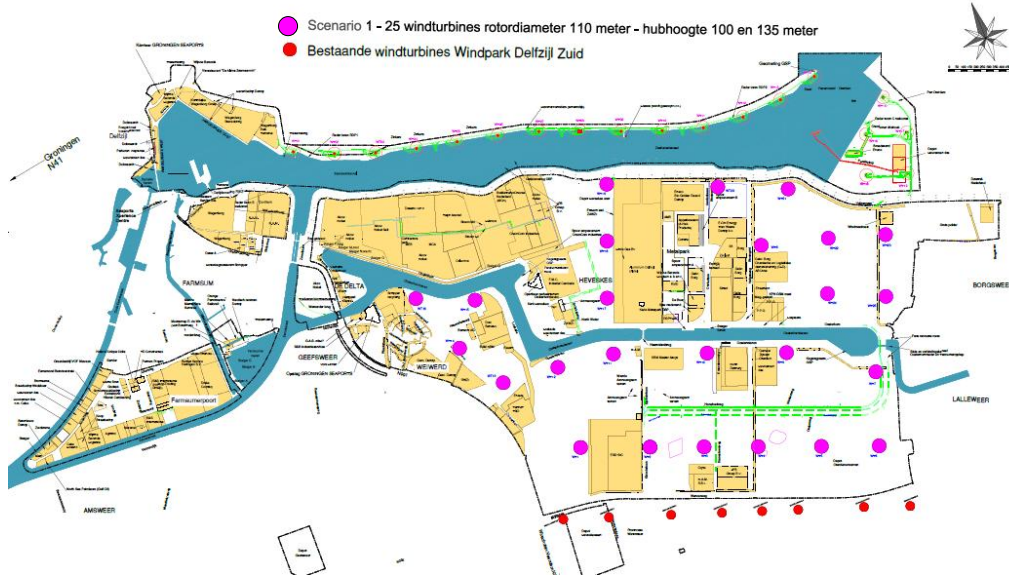
Om de turbulentie vanwege (hoge) bebouwing te verkleinen, en omdat de gemiddelde windsnelheid hoger wordt naarmate men hogere ashoogten realiseert, bevat elke inrichtingsvariant twee alternatieven met verschillende ashoogten.

De ontwerpvariabelen leiden tot de 3 varianten met elk 2 alternatieve ashoogten in tabel 4.3. Deze varianten zijn in het MER beschouwd. Indicatief is het bijpassende turbinevermogen vermeld (MW-klasse).

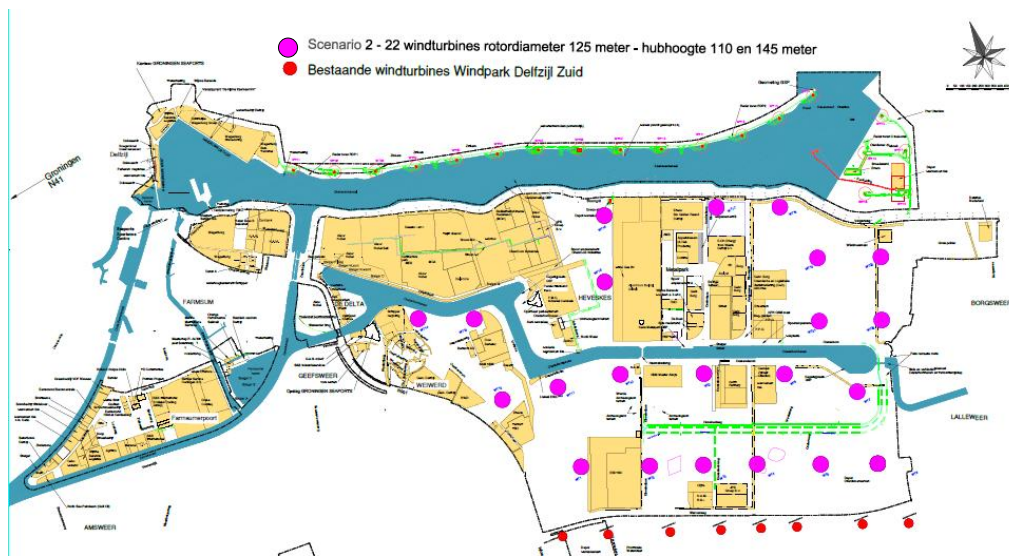
Tabel 4.3 Inrichtingsvarianten en kenmerken

Variant	1	2	3
rotordiameter	110	125	140
ashoogte 1	100	110	120
ashoogte 2	135	145	145
aantal windturbines	25	22	18
MW-klasse	2,5 - 4 MW	3 - 4 MW	3 - 5 MW

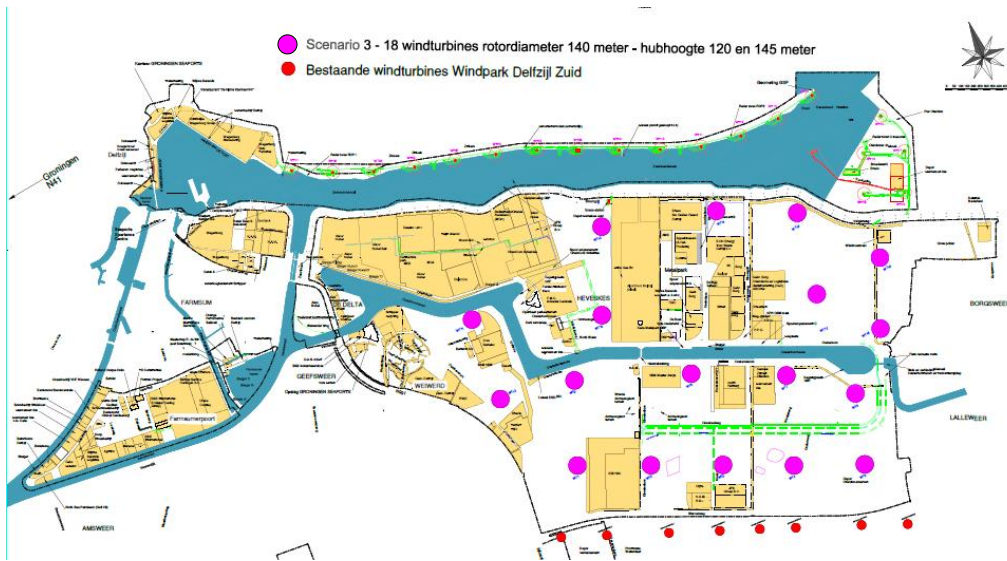
Afbeelding 4.2 Variant 1 windturbines



Afbeelding 4.3 Variant 2 windturbines



Afbeelding 4.4 Variant 3 windturbines



5

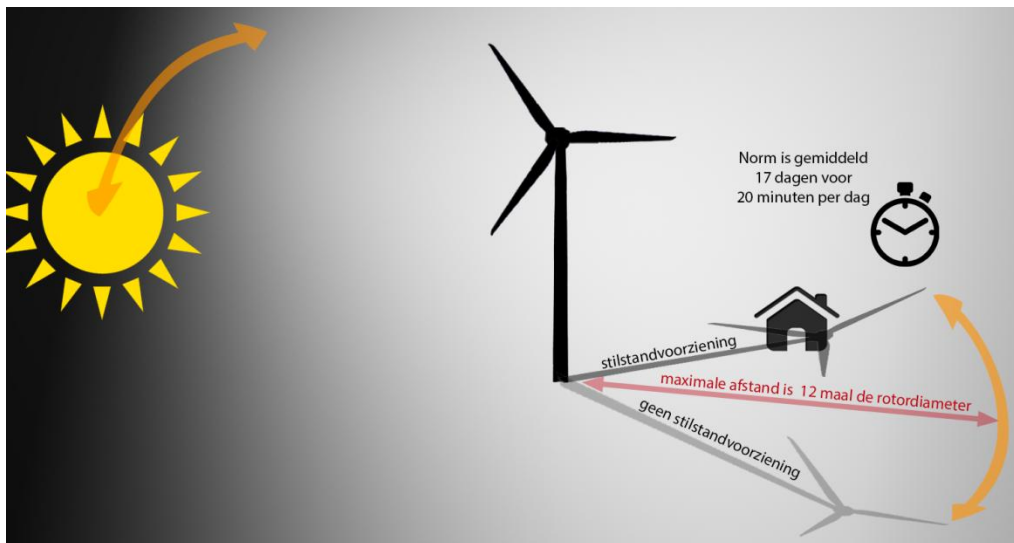
WETTELIJK EN BELEIDSKADER

Het Activiteitenbesluit

In artikel 3.14 onder 4. van het Activiteitenbesluit¹ wordt verwezen naar de bij de ministeriële regeling te stellen maatregelen (de Activiteitenregeling). In deze regeling is in artikel 3.12 voorgeschreven dat een turbine is voorzien van een automatische stilstandvoorziening die de windturbine afschakelt indien slagschaduw optreedt ter plaatse van gevoelige objecten voor zover de afstand tussen de turbine en de woning minder bedraagt dan twaalf maal de rotordiameter en gemiddeld meer dan 17 dagen per jaar gedurende meer dan 20 minuten slagschaduw kan optreden.

Het bevoegd gezag kan met betrekking tot het in werking hebben van een windturbine aanvullend maatwerkvoorschriften stellen ten behoeve van het voorkomen of beperken van hinder door slagschaduw indien het eerste lid in een specifiek geval niet toereikend is. Er is geen wettelijk kader met betrekking tot cumulatie van slagschaduw van verschillende inrichtingen.

Afbeelding 5.1 Schematische weergave slagschaduw en werking norm



¹ Het Activiteitenbesluit is de officiële naam voor het Besluit algemene regels voor inrichtingen milieubeheer (Barim). De bijbehorende ministeriële regeling is de Activiteitenregeling, voorheen de Algemene regels inrichtingen milieubeheer (Rarim).

6

BEOORDELINGSKADER EN AANPAK

6.1 Beoordelingskader MER

Tabellen 6.1 en 6.2 tonen het beoordelingskader voor het thema slagschaduw.

Tabel 6.1. Beoordeling aantal woningen

Aspect	Criterium	Methode
Slagschaduw	Aantal woningen binnen wettelijk toegestane slagschaduw (NB hierbij is de wettelijke duur van slagschaduw vertaald naar maximaal 6 uur per jaar)	Kwantitatief

Tabel 6.2. Beoordeling aantal woningen

Score	Maatlat
--	Toename van het aantal woningen dat slagschaduw ondervindt (meer dan 10 woningen)
-	Lichte toename van het aantal woningen dat slagschaduw ondervindt (1 tot en met 9 woningen)
0	Geen verandering van het aantal woningen dat slagschaduw ondervindt

Ten behoeve van het onderzoek zijn woningen vertaald naar representatieve rekenpunten. Eén rekenpunt kan meer woningen vertegenwoordigen.

6.2 Aanpak en uitgangspunten

6.2.1 Aanpak

Om de gevolgen van slagschaduw van de alternatieven te beschrijven is bekeken op welke rekenpunten slagschaduw kan optreden en wat de duur daarvan is.

Een computermodel berekent de duur van slagschaduw. Hiertoe worden de omgeving en de turbines (per alternatief/ variant) gemodelleerd in WindPRO[®]. Op basis van een referentieturbine wordt de duur van slagschaduw op rekenpunten in beeld gebracht. De kenmerken van de gehanteerde referentieturbines staat in Tabel 6.3.

Tabel 6.3 Specificaties referentieturbine

Variant	Referentieturbine	Vermogen	Ashoogte	Rotordiameter
1	Senvion 3.4M	3,4 MW	135 m	104 m
2	Vestas V112-3,3 MW	3,3 MW	145 m	112 m
3	Nordex N131/3000	3,0 MW	145 m	131 m

Het model corrigeert voor weersomstandigheden (bewolking), windcondities en stand van de zon. Dit wordt gedaan op basis van gegevens van het KNMI. Bij zonsopgang en zonsondergang is het licht vrij diffuus en wordt de turbine vaak aan het zicht onttrokken door gebouwen en begroeiing. Schaduw bij een zonnestand lager dan vijf graden wordt daarom als niet-hinderlijk beoordeeld. Eventuele schaduw van een turbine op een grotere afstand dan twaalf maal de rotordiameter wordt verwaarloosd. De schaduwduren en schaduw dagen van afzonderlijke turbines worden opgeteld voor zover de schaduwen elkaar niet overlappen. Bij de beoordeling van slagschaduw is rekening gehouden met globale obstakels in de omgeving die zich kunnen bevinden tussen de windturbines en de toetsobjecten. In de praktijk kunnen er zich tevens nog locatie specifieke beplanting en gebouwen bevinden die de slagschaduw beperken. Een dergelijk detailniveau is hier niet meegenomen.

Voor de weergave op kaart is de maximale toegestane duur van slagschaduw (20 minuten per dag gedurende gemiddeld 17 dagen) vertaald naar een slagschaduwduur op jaarbasis. Dit betekent een totale slagschaduwduur van 5 uur en 40 minuten per jaar (17 dagen x 20 minuten = 340 minuten of 5 uur en 40 minuten). Afgerond naar boven is dit een slagschaduwduur van 6 uur per jaar. Rekening houdend met deze afronding en onnauwkeurigheden in weergave op kaart wordt de 5-uur contour representatief geacht voor de norm. Op deze berekende contour zijn dus alle combinaties van tijden mogelijk die tot deze duur van slagschaduw leiden. Het gaat hier dus om een worst-case benadering. De grafische weergave op kaart is nadrukkelijk niet geschikt voor het toetsen aan normen, maar voor de woningen die buiten de 5-uur contour liggen kan met zekerheid worden gesteld dat aan de Activiteitenregeling) wordt voldaan.

Voor woningen van derden waar overschrijding van de maximale duur van slagschaduw optreedt, is een stilstandvoorziening nodig. Dit betekent dat op momenten dat er slagschaduw kan optreden een windturbine of windturbines tijdelijk worden stopgezet om de duur van slagschaduw te verminderen. Voor slagschaduw geldt dat met een stilstandvoorziening altijd aan de norm kan worden voldaan. Het effect van een dergelijke regeling op de duur van slagschaduw wordt niet in beeld gebracht met contouren.

6.2.2 Studiegebied

Het studiegebied is het gebied waar effecten kunnen optreden als gevolg van het nieuwe bestemmingsplan voor Oosterhorn. De omvang van het studiegebied wordt bepaald door de reikwijdte van de milieueffecten en is afhankelijk van het specifieke milieuthema. De omvang van het studiegebied is daarom per milieuthema bepaald.

Het studiegebied voor slagschaduw volgt uit de norm voor slagschaduw: als zich binnen een afstand van maximaal 12 maal de rotordiameter woningen van derden bevinden, moet een onderzoek naar de duur van slagschaduw worden uitgevoerd.

6.2.3 Overige uitgangspunten

De cumulatieve effecten van relevante (bestaande en geprojecteerde) windturbines in de omgeving van het plangebied zal in het kader van een goede ruimtelijke afweging worden bepaald (hiervoor geldt geen wettelijk kader).

7

ONDERZOEKSRISULTATEN

7.1 Huidige situatie

In het plangebied zijn geen windturbines aanwezig. Ten noorden en ten zuiden van het plangebied staan windpark Delfzijl-Noord en windpark Delfzijl-Zuid en twee bestaande turbines aan de Ideweesterweg. Deze windparken en het plangebied liggen in een gebied dat door de provincie Groningen is aangewezen voor windenergie.

Windpark Delfzijl-Noord bestaat uit 19 windturbines, 14 daarvan staan op de Schermdijk en vijf op de Pier van Oterdum. Dit windpark is recent gerealiseerd en sinds zomer 2015 operationeel.

Windpark Delfzijl-Zuid bestaat uit een gridopstelling van 34 windturbines, deze zijn verdeeld over vier lijnopstelling met acht turbines per lijn en één incomplete lijn van twee windturbines. Het windpark wordt (globaal) begrensd door de N992, de N362 en het Termunterzijldiep. Afbeelding 7.1 geeft de huidige situatie inclusief de reeds aanwezige windturbines weer.

Afbeelding 7.1 Plangebied met huidige windturbines



7.2 Referentiesituatie

Er zijn in de nabijheid van het plangebied geen autonome ontwikkelingen die relevant zijn voor de duur van slagschaduw vanwege de windturbines op industrieterrein Oosterhorn. Er zijn plannen voor de uitbreiding van het bestaande windpark Delfzijl Zuid. Deze uitbreiding is voorzien aan de zuidkant van het bestaande windpark Delfzijl Zuid. Er zijn plannen voor windpark Geefsweer, daarvoor wordt de m.e.r. procedure nog gestart. De cumulatieve effecten van de windparken zijn in het planMER voor de Structuurvisie Eemsmond - Delfzijl onderzocht.

De referentiesituatie komt daarmee overeen met de huidige situatie. In de huidige situatie is al sprake van slagschaduw, binnen het studiegebied treedt op 11 rekenpunten slagschaduw op.

De totale jaarlijkse duur van slagschaduw in de referentiesituatie op de verschillende rekenpunten is grafische weergegeven in afbeelding 7.2 en opgenomen in tabel 7.1. Deze tabel geeft voor de rekenpunten in de referentiesituatie de potentiële jaarlijkse hinderduur, het aantal dagen per jaar waarop hinder kan optreden en de maximale passageduur van de schaduw langs de gevel en de verwachte hinderduur per jaar gegeven (tijden in uu:mm; uren en minuten).

Afbeelding 7.2 Slagschaduwcontouren; referentie situatie



Tabel 7.1 Schaduwduur op rekenpunten, referentiesituatie

Rekenpunten	Omschrijving	Potentiële schaduwduur per jaar ¹ (uur:min)	Potentiële schaduw dagen per jaar ²	Maximale passageduur ³ (uur:min)	Verwachte hinderduur per jaar ⁴ (uur:min)
1	Borgsweer 52	--	--	--	--
2	Borgsweer 51	--	--	--	--
3	Borgsweer 37	--	--	--	--
4	Lalleweer 1	--	--	--	--
5	Lalleweer 2	--	--	--	--
6	Borgsweer 15	--	--	--	--
7	Borgsweer 11	--	--	--	--
8	Borgsweer 10	--	--	--	--
9	Lalleweer 7	--	--	--	--
10	Schepperbuurt 39	--	--	--	--
11	Schepperbuurt 37	--	--	--	--
12	Wartumerweg 6	--	--	--	--
13	Lalleweer 8	14:17	64	0:21	3:06
14	Lalleweer 9	12:52	67	0:25	2:46
15	Lalleweer 10	7:58	32	0:23	1:45
16	Schouw 1	--	--	--	--
17	Seendweg 8	--	--	--	--
18	Seendweg 5	--	--	--	--
19	Proosdij 47	--	--	--	--
20	Zijlvest 8	--	--	--	--
21	Zijlvest 14	--	--	--	--
22	Waarman 29	--	--	--	--
23	Waarman 15	--	--	--	--
24	Waarman 11	--	--	--	--
25	Waarman 1	--	--	--	--
26	Waarman 12	--	--	--	--
27	Waarman 2	5:42	34	0:16	1:28
28	Borgweg 1-51	12:58	66	0:18	3:12
29	Borgweg 1-51 (2)	8:42	45	0:18	2:14
30	Borgweg 57-111	7:06	39	0:17	1:50
31	Borgweg 57-111 (2)	6:52	35	0:18	1:45
32	Achterweg 2	9:02	47	0:16	2:11
33	Achterweg 7a	19:25	69	0:23	4:47
34	Dijkstraat 8	8:51	38	0:22	2:15

Rekenpunten	Omschrijving	Potentiële schaduwduur per jaar ¹ (uur:min)	Potentiële schaduw dagen per jaar ²	Maximale passageduur ³ (uur:min)	Verwachte hinderduur per jaar ⁴ (uur:min)
101	Zijlvest 24a	--	--	--	--
103	Zijlvest 20	--	--	--	--
133	Geefswesterweg 7	--	--	--	--
134	Geefswesterweg 8	--	--	--	--
135	Geefswesterweg 3	--	--	--	--
136	Geefswesterweg 6	--	--	--	--
137	Geefswesterweg 4	--	--	--	--
138	Geefswesterweg 1	--	--	--	--
139	Geefswesterweg 2	--	--	--	--

7.3 Windturbines variant 1

Tabel 7.2 geeft de jaarlijkse duur van slagschaduw voor de varianten voor windenergie, dit is zonder de slagschaduw van de bestaande windturbines. Tabel 7.3 geeft de duur van slagschaduw in cumulatie met de bestaande windturbines, dit is grafisch op kaart weergegeven in afbeelding 7.3.

Het aantal rekenpunten dat in de referentiesituatie al slagschaduw ondervindt en de toename daarvan staat in Tabel 7.4.

Tabel 7.2 Schaduwduur op rekenpunten, variant 1, 2 en 3, zonder bestaande windturbines

Rekenpunten	variant 1	variant 2	variant 3
1	12:47	11:43	16:18
2	12:26	12:46	16:18
3	8:01	7:56	11:41
4	8:57	9:51	14:49
5	3:17	3:49	4:54
6	4:52	4:59	8:02
7	6:34	8:41	12:46
8	7:56	9:43	13:48
9	3:03	3:37	3:44
10	--	--	3:10
11	--	--	1:24
12	--	--	2:06
13	--	--	--
14	--	--	--
15	--	--	--
16	--	1:00	--
17	0:58	1:08	--

18	1:12	1:23	--
19	1:14	1:26	--
20	1:25	1:37	0:42
21	1:32	1:44	0:45
22	1:25	1:37	0:42
23	1:23	1:35	0:41
24	1:19	1:30	--
25	1:16	1:27	--
26	1:26	1:38	0:44
27	1:16	1:28	--
28	--	--	--
29	--	--	--
30	--	--	--
31	--	--	--
32	--	--	--
33	--	--	--
34	--	--	--
101	1:34	1:46	0:46
103	1:33	1:45	0:45
133	--	4:36	0:53
134	--	0:49	1:02
135	6:52	5:28	2:25
136	3:28	3:55	1:55
137	5:26	4:26	2:36
138	3:27	2:43	1:06
139	3:54	3:05	1:54

Tabel 7.3 Schaduwduur op rekenpunten van variant 1, 2 en 3, mét bestaande windturbines

Rekenpuntnr.	Verwachte hinderduur [uu:mm]			
	Referentiesituatie	Variant 1	Variant 2	Variant 3
1	--	12:47	11:43	16:18
2	--	12:26	12:46	16:18
3	--	8:01	7:56	11:41
4	--	8:57	9:51	14:49
5	--	3:17	3:49	4:54
6	--	4:52	4:59	8:02
7	--	6:34	8:41	12:46
8	--	7:56	9:43	13:48
9	--	3:03	3:37	3:44
10	--	--	--	3:10
11	--	--	--	1:24
12	--	--	--	2:06
13	3:06	3:06	3:06	3:06
14	2:46	2:46	2:46	2:46
15	1:45	1:45	1:45	1:45
16	--	--	1:00	--
17	--	0:58	1:08	--

18	--	1:12	1:23	--
19	--	1:14	1:26	--
20	--	1:25	1:37	0:42
21	--	1:32	1:44	0:45
22	--	1:25	1:37	0:42
23	--	1:23	1:35	0:41
24	--	1:19	1:30	--
25	--	1:16	1:27	--
26	--	1:26	1:38	0:44
27	1:28	2:42	2:53	1:28
28	3:12	3:12	3:12	3:12
29	2:14	2:14	2:14	2:14
30	1:50	1:50	1:50	1:50
31	1:45	1:45	1:45	1:45
32	2:11	2:11	2:11	2:11
33	4:47	4:47	4:47	4:47
34	2:15	2:15	2:15	2:15
101	--	1:34	1:46	0:46
103	--	1:33	1:45	0:45
133	--	--	4:36	0:53
134	--	--	0:49	1:02
135	--	6:52	5:28	2:25
136	--	3:28	3:55	1:55
137	--	5:26	4:26	2:36
138	--	3:27	2:43	1:06
139	--	3:54	3:05	1:54

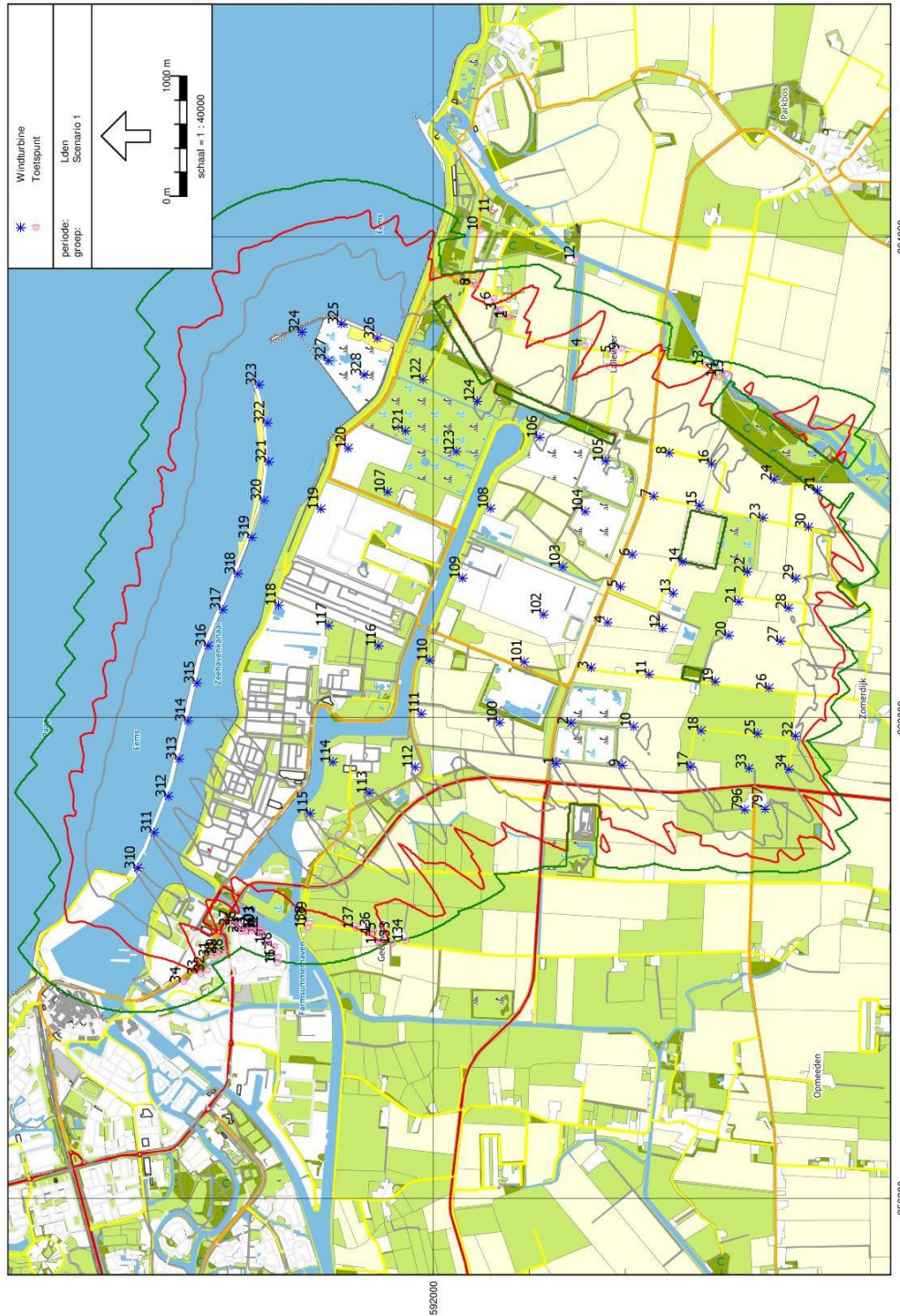
Tabel 7.3 Aantal rekenpunten waar slagschaduw optreedt

	Referentie-situatie	Variant 1	Variant 2	Variant 3
Aantal rekenpunten dat slagschaduw ontvangt	11	37	40	37
Toename van het aantal rekenpunten dat slagschaduw kan ontvangen	0	26	29	26
Score	0	--	--	--

Afbeelding 7.3 Slagschaduw variant 1 (inclusief de windturbines in de referentiesituatie)

groen=0 uur, rood=5 uur, grijs=15 uur slagschaduw per jaar.

Pondera Consult



Deze resultaten laten zien dat in de referentiesituatie op 11 rekenpunten sprake is van slagschaduw. In variant 1 gaat het om in totaal 37 rekenpunten. Er is dus een toename van 26 rekenpunten waar slagschaduw kan optreden. Dit is als negatief (-) beoordeeld.

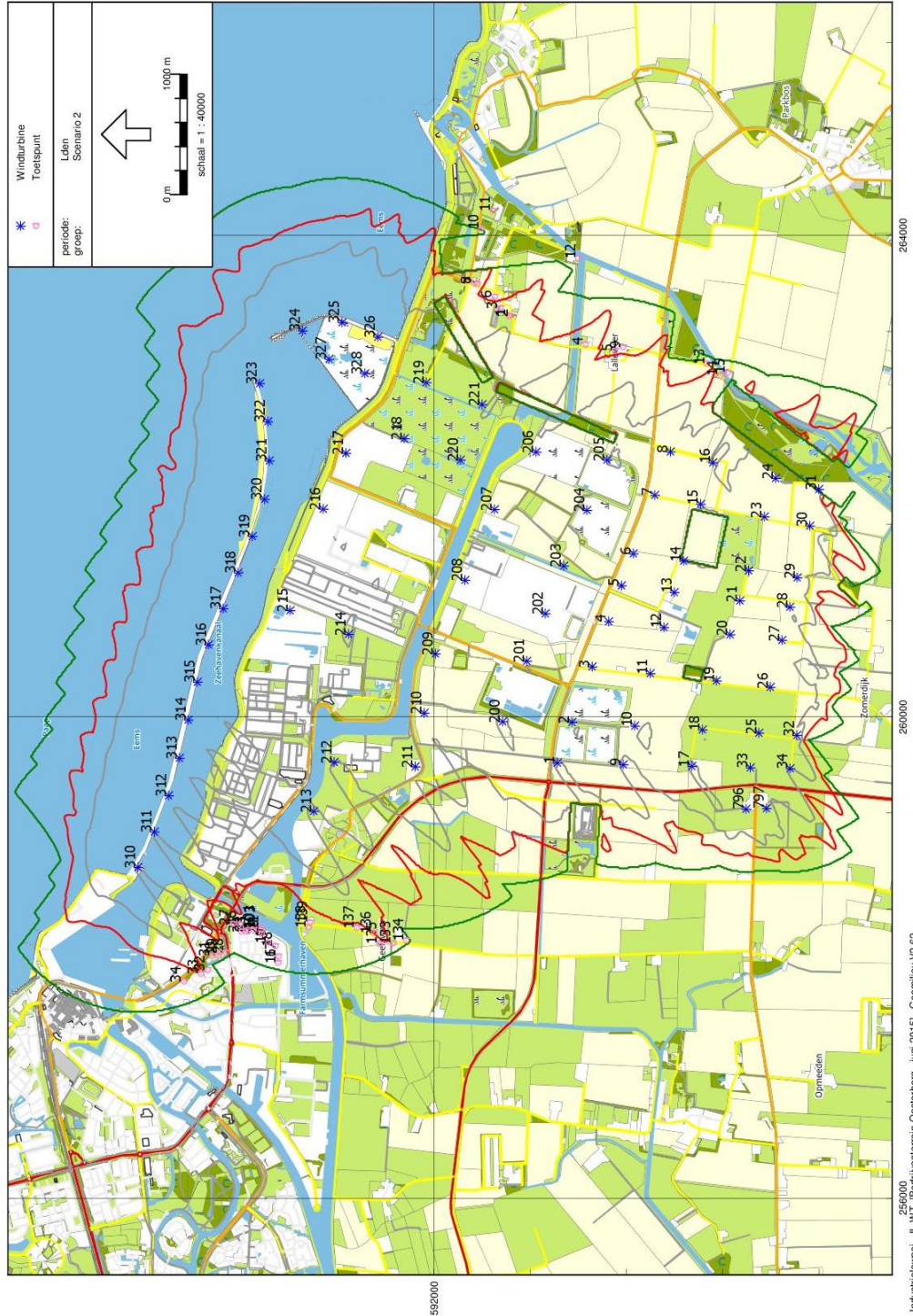
7.4 Windturbines variant 2

Voor variant 2 is er een toename van 29 rekenpunten waar slagschaduw optreedt, het totale aantal is 40 rekenpunten. Dit is als negatief (-) beoordeeld.

Afbeelding 7.4 Slagschaduw variant 2 (inclusief de windturbines in de referentiesituatie)

groen=0 uur, rood=5 uur, grijs=15 uur slagschaduw per jaar.

Pondera Consult



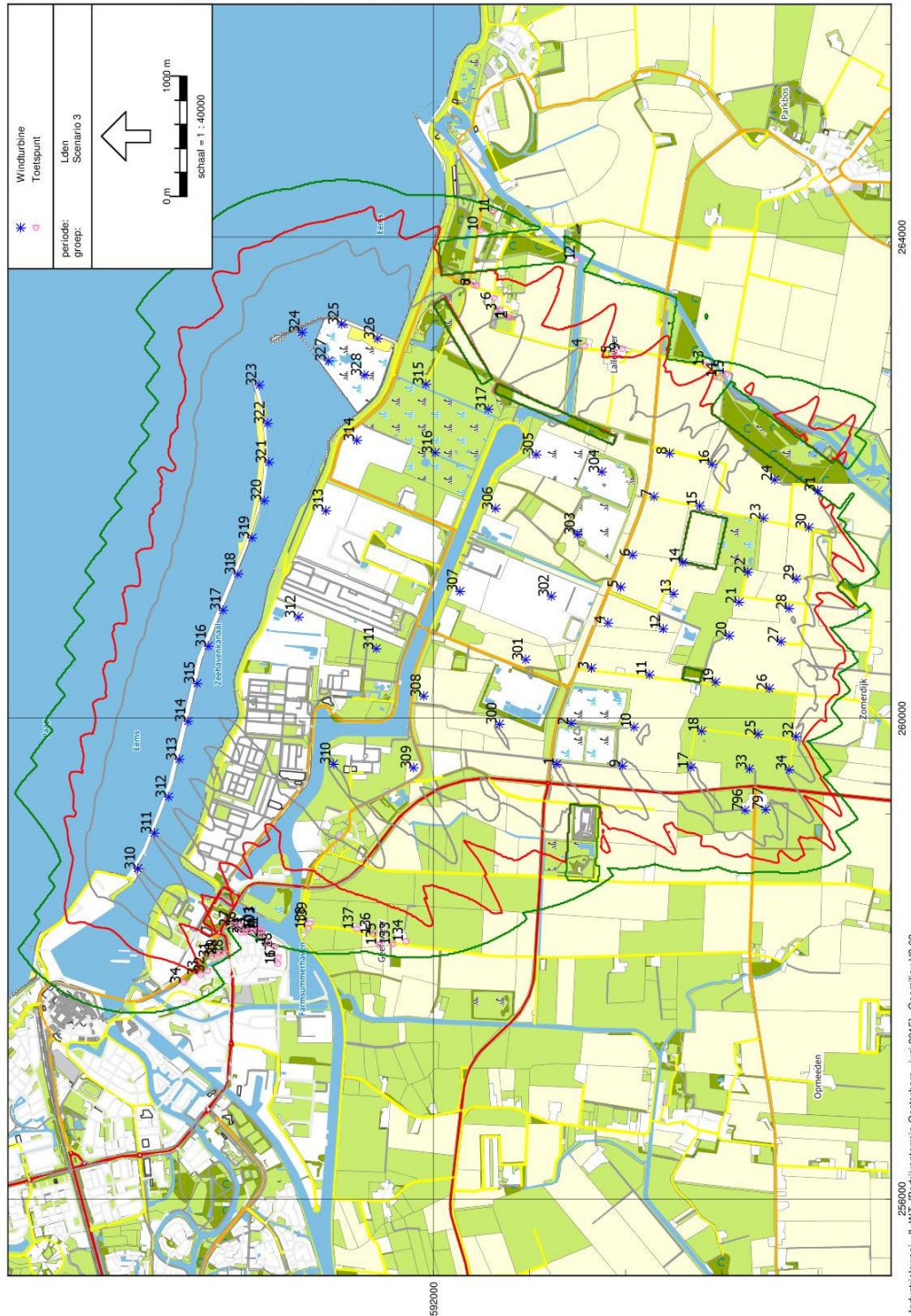
Windturbines variant 3

De aantallen voor variant 3 zijn gelijk aan die in variant 1. In totaal gaat het om 37 rekenpunten, 11 daarvan ondervinden ook in de referentiesituatie slagschaduw. Het gaat dus om een toename van 26 rekenpunten. Dit is als negatief (- -) beoordeeld.

Afbeelding 7.5 Slagschaduw variant 3 (inclusief de windturbines in de referentiesituatie)

groen=0 uur, rood=5 uur, grijs=15 uur slagschaduw per jaar.

Pondera Consult



Samenvatting effectbeoordeling en conclusies

Uit de effectbeoordeling volgt dat in de huidige situatie er al sprake is van slagschaduw op 11 rekenpunten. Alle drie de varianten laten een toename zien in het aantal rekenpunten dat slagschaduw ondervindt. De varianten onderscheiden zich niet op het aspect slagschaduw. Voor variant 1 en 3 gaat het om een toename van 26 rekenpunten, voor variant 2 zijn dit er 29. Dit is voor alle varianten beoordeeld als negatief (-).

Tabel 7.5 Effectbeoordeling varianten windturbines

critierium	windvariant 1	windvariant 2	windvariant 3
slagschaduw, toename aantal rekenpunten	--	--	--

7.5 Toetsing voornemen

7.5.1 Windvariant 1 tot en met 3

Voor cumulatieve effecten van windturbines (niet behorend bij het voornemen) in de omgeving van het plangebied is geen wettelijk kader¹. De totale duur van slagschaduw (per jaar) door de verschillende windparken is hiervoor beschreven. Voor toetsing aan het wettelijk kader (Activiteitenregeling) is alleen gekeken naar de duur van slagschaduw van de windturbines van het voornemen.

De verwachte jaarlijkse duur van slagschaduw op de 43 rekenpunten is voor de 3 varianten berekend en weergegeven in tabel 7.6.

Tabel 7.6 Jaarlijkse duur slagschaduw

Rekenpunt	Verwachte hinderduur per jaar [uu:mm] van het voornemen		
	Variant 1	Variant 2	Variant 3
1	12:44	11:44	16:19
2	12:25	12:50	16:20
3	8:02	8:04	11:50
4	8:59	9:49	14:51
5	3:16	5:09	4:58
6	4:56	5:01	8:15
7	6:36	8:43	12:47
8	7:57	9:45	13:52
9	3:05	3:40	3:49
10	n.v.t.	n.v.t.	3:11
11	n.v.t.	n.v.t.	1:27
12	n.v.t.	n.v.t.	2:08
13	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.
14	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.
15	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.
16	n.v.t.	1:01	n.v.t.

¹ Het bevoegd gezag kan met betrekking tot het in werking hebben van een windturbine aanvullend maatwerkvoorschriften stellen om hinder door slagschaduw te voorkomen of te beperken.

Rekenpunt	Verwachte hinderduur per jaar [uu:mm] van het voornemen		
17	0:58	1:09	n.v.t.
18	1:10	1:24	n.v.t.
19	1:14	1:27	n.v.t.
20	1:25	1:38	0:40
21	1:32	1:46	0:44
22	1:25	1:39	0:42
23	1:23	1:36	0:40
24	1:19	1:32	n.v.t.
25	1:16	1:28	n.v.t.
26	1:25	1:37	0:42
27	1:16	1:28	n.v.t.
28	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.
29	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.
30	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.
31	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.
32	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.
33	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.
34	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.
101	1:34	1:48	0:46
103	1:33	1:47	0:45
133	n.v.t.	4:39	0:52
134	n.v.t.	0:49	0:59
135	6:52	5:38	2:23
136	3:39	4:08	1:58
137	5:24	4:28	2:33
138	3:27	2:46	1:06
139	3:55	3:09	1:53

Zoals eerder toegelicht is er een vertaalslag gemaakt van de toegestane duur van slagschaduw zoals omschreven in de Activiteitenregeling (17 dagen per jaar gedurende meer dan 20 minuten slagschaduw) naar duur van slagschaduw op jaarbasis (6 uur per jaar). Het gaat hier om alle mogelijke combinaties van tijden die tot deze duur van slagschaduw leiden. Voor woningen waarbij meer dan 6 uur slagschaduw per jaar optreedt, zijn (mogelijk) mitigerende maatregelen in de vorm van een stilstandvoorziening nodig om hieraan te voldoen.

De rekenresultaten laten zien dat in de varianten voor een aantal rekenpunten de duur van slagschaduw meer dan 6 uur per jaar is. Voor variant 1 en 3 gaat het om zeven rekenpunten, voor variant 2 zijn dit er 6. Om de duur van slagschaduw te beperken is mitigatie in de vorm van een stilstandvoorziening nodig.

Voor slagschaduw geldt dat een turbine moet zijn voorzien van een automatische stilstandvoorziening die de windturbine afschakelt indien slagschaduw optreedt ter plaatse van gevoelige objecten voor zover de afstand tussen de turbine en de woning minder bedraagt dan twaalf maal de rotordiameter en gemiddeld meer dan 17 dagen per jaar gedurende meer dan 20 minuten slagschaduw kan optreden. Met een stilstandvoorziening kan aan de toegestane duur van slagschaduw worden voldaan.

8

MITIGATIE

8.1 Mitigerende maatregelen

Om te voldoen aan de norm voor de duur van slagschaduw, kunnen windturbines worden voorzien van een stilstandregeling. Met een dergelijke voorziening kan de rotor, wanneer er slagschaduw op woningen van derden kan optreden, tijdelijk stilgezet worden. Er treedt dan geen slagschaduw op. In de windturbinebesturing wordt hiervoor een kalender van dagen en tijden geprogrammeerd waarin de rotor wordt gestopt als de zonnenschijnsensor (onderdeel van het systeem voor de stilstandregeling) aangeeft dat de zon schijnt en op een dergelijke positie ten opzichte van de turbine staat dat slagschaduw op een gevoelig object kan optreden. Met de stilstandregelingen is er bij geen van de woningen van derden sprake van een overschrijding van de norm van maximaal gemiddeld 17 dagen per jaar gedurende meer dan 20 minuten per dag¹. De stilstand kalenders omvatten de tijdstippen en het bruto aantal uren stilstand van de windturbines per jaar. In de praktijk zal het aantal uren productieverlies (netto stilstand uren) minder zijn dan de bruto uren. Dit komt voort uit het feit dat de windturbine niet hoeft te worden stilgezet als de zon niet schijnt omdat er op die momenten ook geen slagschaduw kan optreden.

In een latere fase wanneer meer bekend is over het windturbine type kan exact per woning beoordeeld worden of slagschaduw ook in de praktijk zal optreden en of de voorziening daadwerkelijk benodigd is. De resultaten laten zien dat stilstandvoorzieningen naar verwachting nodig zijn om de duur van slagschaduw te beperken. De stilstandvoorzieningen betreffen enkele windturbines.

Stilstandvoorzieningen kunnen gevolgen hebben voor de elektriciteitsproductie van windturbines.

8.1.1 Windvariant 1

In scenario 1 is bij 7 rekenpunten de jaarlijkse duur van slagschuw meer dan 6 uur. Om de duur van slagschaduw terug te brengen tot minder dan 6 uur per jaar is voor 4 turbines een stilstandvoorziening nodig.

8.1.2 Windvariant 2

In scenario 2 is bij 6 rekenpunten de jaarlijkse duur van slagschuw meer dan 6 uur. Om de duur van slagschaduw terug te brengen tot minder dan 6 uur per jaar is voor 5 turbines een stilstandvoorziening nodig.

¹ De effecten van de mitigerende maatregelen kunnen niet inzichtelijk worden gemaakt met behulp van een contourenkaart omdat deze maatregelen voor elke woning specifiek per dag worden doorgerekend.

8.1.3 Windvariant 3

In scenario 3 is bij 7 rekenpunten de jaarlijkse duur van slagschuw meer dan 6 uur. Om de duur van slagschaduw terug te brengen tot minder dan 6 uur per jaar is voor 6 turbines een stilstandvoorziening nodig.

9

VOORKEURSALTERNATIEF

9.1 Uitgangspunten

Het VKA is beschreven in het MER. Het VKA is gebaseerd op variant 3, waarbij drie turbineposities zijn verschoven en de maximale rotordiameter is vergroot. Voor het VKA gelden voor slagschaduw verder dezelfde uitgangspunten als voor de drie varianten. De referentiesituatie voor slagschaduw is ongewijzigd en komt overeen met de huidige situatie.

9.2 Wettelijk kader en beleid

Het wettelijk kader voor slagschaduw is niet gewijzigd. Ook in de Structuurvisie Eemsmond-Delfzijl staat geen aanvullend kader voor slagschaduw. Het wettelijk kader en het beleid voor slagschaduw komt daarmee overeen met hetgeen is beschreven in H5.

9.3 Beoordelingskader en aanpak

Om de gevolgen van slagschaduw te beschrijven is bekeken op welke rekenpunten slagschaduw kan optreden en wat de duur daarvan is. Woningen behorend bij het initiatief zijn buiten beschouwing gelaten.

Voor het voorkeursalternatief is de duur van slagschaduw op dezelfde wijze berekend en beoordeeld als voor de varianten.

De kenmerken van de gehanteerde referentieturbines¹ voor het voorkeursalternatief staan in tabel 9.1, ook de kenmerken van de referentieturbines zoals gehanteerd voor de alternatieven staan in deze tabel.

¹ De afmetingen van de turbines zijn bepalend voor de duur van slagschaduw. Daarom kan voor slagschaduw – in tegenstelling tot geluid en de productieberekeningen – gebruik gemaakt van een fictieve turbine.

Tabel 9.1 Specificaties referentieturbine

Variant	Referentieturbine	Vermogen	Ashoogte	Rotordiameter
1	Senvion 3.4M	3,4 MW	135 m	104 m
2	Vestas V112-3,3 MW	3,3 MW	145 m	112 m
3	Nordex N131/3000	3,0 MW	145 m	131 m
VKA	Fictieve turbine	Nvt	145 m	145 m

9.4 Onderzoekresultaten

Tabel 9.2 geeft de jaarlijkse duur van slagschaduw voor het VKA en de drie varianten zonder de slagschaduw van de bestaande turbines. In Tabel 9.3 is de duur van slagschaduw mét de bestaande turbines opgenomen. Het aantal rekenpunten dat in de referentiesituatie slagschaduw ondervindt en de toename daarvan staan in tabel 9.4.

Tabel 9.2 Verwachte duur slagschaduw per jaar (uu: min) (zonder bestaande windturbines)

Rekenpunt	Variant 1	Variant 2	Variant 3	VKA
1	12:47	11:43	16:18	20:07
2	12:26	12:46	16:18	20:14
3	8:01	7:56	11:41	15:35
4	8:57	9:51	14:49	16:13
5	3:17	3:49	4:54	5:37
6	4:52	4:59	8:02	10:15
7	6:34	8:41	12:46	14:35
8	7:56	9:43	13:48	15:47
9	3:03	3:37	3:44	5:01
10	--	--	3:10	3:47
11	--	--	1:24	2:33
12	--	--	2:06	3:12
13	--	--	--	--
14	--	--	--	--
15	--	--	--	--
16	--	1:00	--	0:35
17	0:58	1:08	--	0:40
18	1:12	1:23	--	0:49
19	1:14	1:26	--	0:49

Rekenpunt	Variant 1	Variant 2	Variant 3	VKA
20	1:25	1:37	0:42	0:55
21	1:32	1:44	0:45	1:00
22	1:25	1:37	0:42	0:56
23	1:23	1:35	0:41	0:55
24	1:19	1:30	--	0:51
25	1:16	1:27	--	0:50
26	1:26	1:38	0:44	0:57
27	1:16	1:28	--	0:51
28	--	--	--	--
29	--	--	--	--
30	--	--	--	--
31	--	--	--	--
32	--	--	--	--
33	--	--	--	--
34	--	--	--	--
101	1:34	1:46	0:46	1:01
103	1:33	1:45	0:45	1:00
133	--	4:36	0:53	2:48
134	--	0:49	1:02	3:23
135	6:52	5:28	2:25	3:15
136	3:28	3:55	1:55	2:38
137	5:26	4:26	2:36	3:26
138	3:27	2:43	1:06	2:19
139	3:54	3:05	1:54	2:33

Tabel 9.3 Verwachte duur slagschaduw per jaar (uu: min) (met bestaande windturbines)

rekenpuntnr.	Referentiesituatie	Verwachte hinderduur [uu:mm]			VKA
		Variant 1	Variant 2	Variant 3	
1	--	12:47	11:43	16:18	20:07
2	--	12:26	12:46	16:18	20:14
3	--	8:01	7:56	11:41	15:35
4	--	8:57	9:51	14:49	16:13

rekenpuntnr.		Verwachte hinderduur [uu:mm]			
5	--	3:17	3:49	4:54	5:37
6	--	4:52	4:59	8:02	10:15
7	--	6:34	8:41	12:46	14:35
8	--	7:56	9:43	13:48	15:47
9	--	3:03	3:37	3:44	5:01
10	--	--	--	3:10	3:47
11	--	--	--	1:24	2:33
12	--	--	--	2:06	3:12
13	3:21	3:06	3:06	3:06	3:06
14	2:48	2:46	2:46	2:46	2:46
15	1:46	1:45	1:45	1:45	1:45
16	--	--	1:00	--	0:35
17	--	0:58	1:08	--	0:40
18	--	1:12	1:23	--	0:49
19	--	1:14	1:26	--	0:49
20	--	1:25	1:37	0:42	0:55
21	--	1:32	1:44	0:45	1:00
22	--	1:25	1:37	0:42	0:56
23	--	1:23	1:35	0:41	0:55
24	--	1:19	1:30	--	0:51
25	--	1:16	1:27	--	0:50
26	1:28	1:26	1:38	0:44	0:57
27	3:13	2:42	2:53	1:28	2:17
28	2:16	3:12	3:12	3:12	3:12
29	1:51	2:14	2:14	2:14	2:14
30	1:40	1:50	1:50	1:50	1:50
31	2:10	1:45	1:45	1:45	1:45
32	4:48	2:11	2:11	2:11	2:11
33	2:13	4:47	4:47	4:47	4:47
34	1:28	2:15	2:15	2:15	2:15
101	--	1:34	1:46	0:46	1:01
103	--	1:33	1:45	0:45	1:00
133	--	--	4:36	0:53	2:48

rekenpuntnr.		Verwachte hinderduur [uu:mm]			
134	--	--	0:49	1:02	3:23
135	--	6:52	5:28	2:25	3:15
136	--	3:28	3:55	1:55	2:38
137	--	5:26	4:26	2:36	3:26
138	--	3:27	2:43	1:06	2:19
139	--	3:54	3:05	1:54	2:33

Tabel 9.4 Aantal rekenpunten waar slagschaduw optreedt

	Referentiesituatie	Variant 1	Variant 2	Variant 3	VKA
Aantal rekenpunten dat slagschaduw ontvangt	11	37	40	37	43
Toename van het aantal rekenpunten dat slagschaduw kan ontvangen	Niet van toepassing	26	29	26	32

9.5 Effectbeoordeling

In het VKA kan op 43 rekenpunten slagschaduw optreden. In de referentiesituatie is er door bestaande turbines voor 11 rekenpunten reeds sprake van slagschaduw. Er is in het VKA dus een toename van 32 rekenpunten die slagschaduw kunnen ondervinden. Dit zijn meer dan in varianten 1 tot en met 3; het verschil komt echter niet in de score tot uiting. Omdat het een toename van meer dan 10 rekenpunten betreft is dit als negatief (-) beoordeeld.

Tabel 9.5 Effectbeoordeling varianten windturbines

criterium	windvariant 1	windvariant 2	windvariant 3	VKA
slagschaduw, toename aantal woningen	--	--	--	--

9.6 Toetsing

Voor slagschaduw geldt dat een turbine moet zijn voorzien van een automatische stilstandvoorziening die de windturbine afschakelt indien slagschaduw optreedt ter plaatse van gevoelige objecten voor zover de afstand tussen de turbine en de woning minder bedraagt dan twaalf maal de rotordiameter en gemiddeld meer dan 17 dagen per jaar gedurende meer dan 20 minuten slagschaduw kan optreden. Om hieraan te toetsen is een vertaalslag gemaakt van de toegestane duur van slagschaduw naar de duur van slagschaduw op jaarbasis (6 uur per jaar). Omdat het hier gaat om alle mogelijke combinaties van tijden die tot deze duur van slagschaduw kunnen leiden is dit een worst case benadering. Indien niet meer dan 6 uur slagschaduw per jaar kan optreden kan met zekerheid worden gesteld dat aan de Activiteitenregeling is voldaan. Voor woningen waarbij meer dan 6 uur slagschaduw per jaar optreedt, zijn (mogelijk) mitigerende maatregelen in de vorm van een stilstandvoorziening nodig om hieraan te voldoen.

Voor de toetsing aan de norm is Windpark Oosterhorn als één inrichting beschouwd. Tabel 9.2 geeft de jaarlijkse duur van slagschaduw van het VKA. Te zien is dat er voor zeven rekenpunten meer dan 6 uur slagschaduw per jaar kan optreden. Om de duur van slagschaduw te beperken is mitigatie in de vorm van een stilstandvoorziening nodig. Met een stilstandvoorziening kan aan de toegestane duur van slagschaduw worden voldaan.

10

LEEMTEN IN KENNIS EN EVALUATIE

10.1 Leemten in kennis en informatie

Er is geen sprake van een leemte in kennis en informatie.

10.2 Aanzet tot monitoring en evaluatie

Mitigerende maatregelen voor slagschaduw bestaan uit een stilstandregeling. De Activiteitenregeling schrijft voor wanneer windturbines moeten worden voorzien van een stilstandvoorziening. Verdere monitoring is niet aan de orde.

Bijlage(n)

I

BIJLAGE: ONDERZOEK NAAR SLAGSCHADUWHINDER EN PRODUCTIEBEREKENINGEN VAN HET OP TE RICHTEN WINDPARK OOSTERHORN TE DELFZIJL (PONDERA CONSULT)



Welbergweg 49
Postbus 579
7550 AN Hengelo (Ov.)
tel: 074-248 99 45
info@ponderaservices.nl
www.ponderaservices.nl

Opdrachtgever: Pondera Consult B.V.
Postbus 579
7550 AN Hengelo (Ov.)

Kenmerk: 714041 SP WP Oosterhorn V5

Betreft: Onderzoek naar slagschaduw hinder en productieberekeningen
van het op te richten windpark Oosterhorn te Delfzijl.

Contactpersoon opdrachtgever:
mevrouw F. van der Wind.

Behandeld door:
A.U.G. Beltau.
1 december 2016.

Inhoud

1.	Inleiding	1
1.1	Beschrijving van de locatie	1
1.2	Gegevens turbines	2
1.3	Regelgeving	3
2.	Onderzoek slagschaduw.....	4
2.1	Normstelling	4
2.2	Toets/ rekenpunten.....	5
2.3	Schaduwgebied.....	6
2.4	Potentiële schaduw	6
2.5	Rekenmodel	7
3.	Slagschaduwhinder.....	9
3.1	Huidige situatie.....	9
3.2	Autonome ontwikkeling.....	9
3.3	Voorgenomen activiteit	11
3.4	Windpark Oosterhorn en overige windturbines	13
4.	Productie.....	15
4.1	Berekeningsmethodiek	15
4.2	Windklimaat locatie.....	15
4.3	Rekenresultaten.....	18
5.	Voorkeursalternatief	19
5.1	Slagschaduw	19
5.2	Slagschaduw VKA en overige windturbines	21
5.3	Productie	22
6.	Bespreking.....	23

Bijlagen

bijlage 1 : verklarende begrippenlijst	24
bijlage 2 : rekenmodel slagschaduw.....	26
bijlage 3 : rekenmodel energieproductie.....	27

Figuren

figuur 1 : slagschaduwcontouren scenario 1	28
figuur 2 : slagschaduwcontouren scenario 2	29
figuur 3 : slagschaduwcontouren scenario 3	30
figuur 4 : slagschaduwcontouren scenario 1 +autonoom	31
figuur 5 : slagschaduwcontouren scenario 2 +autonoom	32
figuur 6 : slagschaduwcontouren scenario 3 +autonoom	33
figuur 7 : slagschaduwcontouren VKA.....	34
figuur 8 : slagschaduwcontouren VKA+ autonoom.....	35

1. Inleiding

Uitgevoerd zijn een onderzoek naar slagschaduw hinder en productieberekeningen. In het kader van het MER voor de ruimtelijke procedure zijn voor de voorgenomen activiteit drie scenario's met drie typen windturbines onderzocht, namelijk:

- Scenario 1 met 25 turbines verspreid over industriegebied Oosterhorn. Type Servion 3.4M104 met een ashoogte van 135 meter;
- Scenario 2 met 22 turbines verspreid over industriegebied Oosterhorn. Type Vestas V112-3,3 MW met een ashoogte van 145 meter;
- Scenario 3 met 18 turbines verspreid over industriegebied Oosterhorn. Type Nordex N131/3000 met een ashoogte van 145 meter.

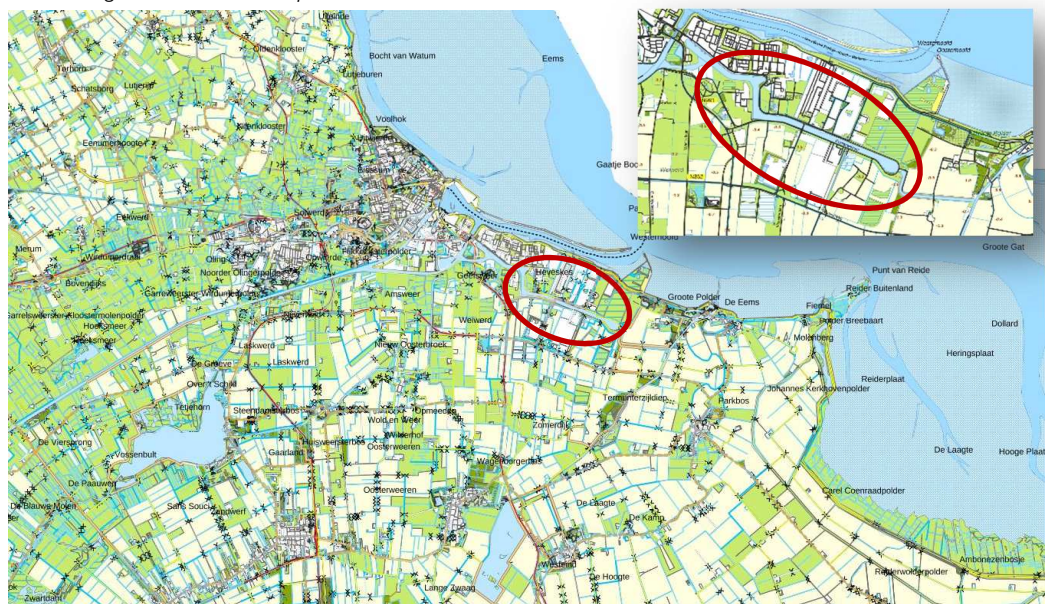
Verder is het voorkeursalternatief (VKA) onderzocht met 18 turbines verspreid over industriegebied Oosterhorn. Type Lagerwey L136-4.0 MW met een ashoogte van 145 meter.

1.1 Beschrijving van de locatie

De locatie is gelegen op het industrieterrein Oosterhorn ten oosten van Delfzijl en direct in het noorden grenzend aan het water van de Eems/ Dollard. Ten zuiden bevindt zich het bestaande windpark Delfzijl-Zuid en ten oosten de plaats Termunterzijl. De locatie wordt begrensd door de provinciale wegen N991 en N992. Ten noorden van de locatie is op de schermdijk en de Pier van Oterdum het windpark Delfzijl Noord recent gerealiseerd. Verder is er aan de west-, zuid- en oostzijde van de locatie landbouwgebied met verspreid gelegen woningen en boerderijen.

De meest nabij gelegen woning van derden is ten oosten gelegen op 740 meter afstand aan de Borgsweer 52. In *Afbeelding 1-1* is de locatie weergegeven.

Afbeelding 1-1: locatie windpark Oosterhorn.



1.2 Gegevens turbines

Scenario 1



De **Senvion 3.4M-104** turbine heeft een rotordiameter van 104 m met drie rotorbladen. De rotor heeft een variabel toerental tussen 6,9 en 13,8 tpm, afhankelijk van de windsnelheid. Het nominale generatorvermogen is 3.370 kW.

De turbine wordt geplaatst op een conische stalen buismast waardoor de ashoogte 135 m wordt. Het hoogste punt van de rotor wordt circa 187 m hoog. De turbine begint te draaien bij een windsnelheid van circa 3,5 m/s. Bij windsnelheden boven 25 m/s wordt de turbine gestopt uit veiligheidsoverwegingen. De kleur van de rotorbladen, generatorhuis en de mast is wit en niet reflecterend. De grootste breedte van het blad is circa 3,8 m.

Scenario 2



De **Vestas V112-3,3 MW** heeft een rotordiameter van 112 m met drie rotorbladen. Het nominale elektrische vermogen is 3.300 kW. Het toerental van de rotor is continu variabel tussen circa 6,2 en 17,7 tpm. De turbines worden geplaatst op conische stalen buismasten waardoor de rotoras circa 145 m boven het maaiveld komt. Het hoogste punt van de rotor wordt circa 201 m hoog.

De turbine begint te draaien bij een windsnelheid van circa 3 m/s. Bij windsnelheden boven 25 m/s wordt de rotor gestopt uit veiligheidsoverwegingen. De kleur van de rotorbladen en de mast is lichtgrijs, de rotorbladen zijn semi-mat. De grootste breedte van het blad is circa 4 m; aan de tip zijn de bladen circa 0,5 m breed.

Scenario 3



De **Nordex N131/3000** heeft een rotordiameter van 131 m met drie rotorbladen. Het nominale elektrische vermogen is 3.000 kW. Het toerental van de rotor is continu variabel tussen circa 6,5 en 11,6 tpm. De turbines worden hier geplaatst op conische stalen buismasten waardoor de rotoras circa 145 m boven het maaiveld komt. Het hoogste punt van de rotor wordt circa 210,5 m hoog.

De turbine begint te draaien bij een windsnelheid van circa 3 m/s. Bij windsnelheden boven 20 m/s wordt de rotor gestopt uit veiligheidsoverwegingen. De kleur van de rotorbladen en de mast is lichtgrijs. De rotorbladen zijn semi-mat.

1.3 Regelgeving

De inrichting valt onder artikel 3.13 van het Activiteitenbesluit¹.

Binnen een afstand van twaalf maal de rotordiameter (respectievelijk 1.248, 1.344 en 1.572 m) vanaf de locatie van een turbine bevinden zich woningen van derden, zodat onderzoek naar slagschaduw hinder is uitgevoerd.

Hetzelfde normstelsel geldt voor een aanvraag voor een omgevingsvergunning.

Een verklarende begrippenlijst is opgenomen in bijlage 1.

¹ Besluit algemene regels voor inrichtingen milieubeheer, 19 oktober 2007, nr.07.00113, Staatsblad 2007/415.

2. Onderzoek slagschaduw

2.1 Normstelling

Schaduweffecten van een draaiende windturbine kunnen hinder veroorzaken bij mensen. De flikkerfrequentie, het contrast en de tijdsduur van blootstelling zijn van invloed op de mate van hinder die ondervonden kan worden. Bekend is dat flikkerfrequenties tussen 2,5 en 14 Hz als erg storend worden ervaren en schadelijk kunnen zijn. Een groter verschil tussen licht en donker (meer contrast) wordt als hinderlijker ervaren. Verder speelt de blootstellingsduur een grote rol bij de beleving.

In artikel 3.14 onder 4. van het Activiteitenbesluit wordt verwezen naar de bij de ministeriële regeling te stellen maatregelen. In deze regeling² is in artikel 3.12 voorgeschreven dat een turbine is voorzien van een automatische stilstandsvoorziening die de windturbine afschakelt indien slagschaduw optreedt ter plaatse van gevoelige objecten voor zover de afstand tussen de turbine en de woning minder bedraagt dan twaalf maal de rotordiameter en gemiddeld meer dan 17 dagen per jaar gedurende meer dan 20 minuten slagschaduw kan optreden³. In het kader van dit onderzoek wordt dit artikel als volgt geïnterpreteerd:

- Bij de beoordeling worden alleen woningen van derden betrokken;
- De eventuele schaduw van turbine op een grotere afstand dan twaalf maal de rotordiameter wordt verwaarloosd;
- Schaduw bij een zonnestand lager dan vijf graden wordt als niet-hinderlijk beoordeeld. Bij zonsopgang en zonsondergang is het licht vrij diffuus en wordt de turbine vaak aan het zicht onttrokken door gebouwen en begroeiing;
- Bij een windpark worden de schaduwduren en schaduwdagen van afzonderlijke turbine opgeteld voor zover de schaduwen elkaar niet overlappen;
- Er is volgens het Activiteitenbesluit een stilstandsvoorziening op een turbine nodig als de gemiddelde duur van hinderlijke schaduw gemiddeld meer is dan 17 dagen per jaar gedurende meer dan 20 minuten per dag. Voor zover zich in de door de slagschaduw getroffen uitwendige scheidingsconstructie van gevoelige gebouwen of woonwagens zich ramen bevinden. Voorgesteld wordt een strengere beoordeling dan volgens het Activiteitenbesluit van maximaal zes uren streefwaarde per jaar slagschaduwhinder (worst case benadering).

Het bevoegd gezag kan met betrekking tot het in werking hebben van een windturbine aanvullend maatwerkvoorschriften stellen ten behoeve van het voorkomen of beperken van hinder door slagschaduw indien bovenstaande streefwaarde in een specifiek geval niet toereikend is.

² Regeling van de minister van Volkshuisvesting, Ruimtelijke Ordening en Milieubeheer van 9 november 2007 nr. DJZ 2007104180 houdende regels voor inrichtingen (Regeling algemene regels voor inrichtingen milieubeheer).

³ Voor de letterlijke tekst wordt verwezen naar de regeling.

2.2 Toets/ rekenpunten

In het akoestisch onderzoek uitgevoerd door Antea zijn (slechts) 8 toetspunten gedefinieerd ter plaatse van de dichtstbijzijnde woningen van derden. Woonbestemmingen op gezoneerd terrein c.q. Weiwerd worden weg bestemd en of zullen niet als geluidgevoelig worden aangemerkt bij de aanstaande wijziging van het Activiteitenbesluit (verwachting januari 2016). Eigen (bedrijfs)woningen (initiatiefnemers) hoeven niet te worden getoetst.

De positie van de woningen in het onderzoek naar slagschaduw hinder zijn gebaseerd op het BAG bestand (Basisregistratie Adressen en Gebouwen). De rekenpunten voor de woningen van derden in het onderzoek naar slagschaduw hinder, in totaal 43 stuks, zijn geluid- en dus ook voor slagschaduwgevoelig en worden representatief geacht voor de situatie ter plaatse. In *Tabel 2-1* zijn deze 43 geselecteerde (referentie)reken /toetspunten gegeven.

Tabel 2-1: (referentie)reken/ toetspunten.

toetspunt nr*	omschrijving	t.o.v. windpark Oosterhorn*	
		afstand circa [m]	windrichting
1	Borgsweer 52	750	O
2	Borgsweer 51	750	O
3	Borgsweer 37	750	O
4	Lalleweer 1	850	O
5	Lalleweer 2	850	O
6	Borgsweer 15	850	O
7	Borgsweer 11	900	O
8	Borgsweer 10	900	O
9	Lalleweer 7	900	O
10	Schepperbuurt 39	1.350	O
11	Schepperbuurt 37	1.350	O
12	Wartumerweg 6	1.350	O
13	Lalleweer 8	1.200	ZO
14	Lalleweer 9	1.200	ZO
15	Lalleweer 10	1.200	ZO
16	Schouw 1	1.250	NW
17	Seendweg 8	1.250	NW
18	Seendweg 5	1.150	NW
19	Proosdij 47	1.150	NW
20	Zijlvest 8	1.050	NW
21	Zijlvest 14	1.050	NW
22	Waarman 29	1.050	NW
23	Waarman 15	1.050	NW
24	Waarman 11	1.150	NW
25	Waarman 1	1.150	NW
26	Waarman 12	1.150	NW
27	Waarman 2	1.150	NW
28	Borgweg 1-51	1.400	NW
29	Borgweg 1-51 (2)	1.400	NW

30	Borgweg 57-111	1.400	NW
31	Borgweg 57-111 (2)	1.400	NW
32	Achterweg 2	1.500	NW
33	Achterweg 7a	1.500	NW
34	Dijkstraat 8	1.750	NW
101	Zijlvest 24a	1.050	NW
103	Zijlvest 20	1.050	NW
133	Geefsweersterweg 7	1.250	W
134	Geefsweersterweg 8	1.250	W
135	Geefsweersterweg 3	1.250	W
136	Geefsweersterweg 6	1.050	W
137	Geefsweersterweg 4	1.050	W
138	Geefsweersterweg 1	900	W
139	Geefsweersterweg 2	900	W

*: nummers zijn ter identificatie

2.3 Schaduwgebied

Bij de opkomst en de ondergang van de zon kan de schaduw van een turbine aan de westkant en aan de oostkant ver reiken. Op afstanden groter dan twaalf maal de rotordiameter (respectievelijk 1.248, 1.344 en 1.572 m) wordt de slagschaduw echter niet meer als hinderlijk beoordeeld. Aan de noordzijde wordt het schaduwgebied begrensd omdat de zon in het zuiden altijd hoog staat. Direct aan de zuidzijde treedt nooit schaduw op omdat de zon nooit in het noorden staat.

2.4 Potentiële schaduw

Op basis van de turbineafmetingen, de gang van de zon en een minimale zonhoogte van vijf graden, zijn de dagen en tijden berekend waarop slagschaduw kan optreden. De gang van de zon is voor alle dagen van het jaar bepaald met een astronomisch rekenmodel waarbij rekening is gehouden met de betreffende locatie (noorderbreedte en oosterlengte) op de aarde. De potentiële hinderduur is een theoretisch maximum. Hieruit is de verwachte hinderduur berekend door het toepassen van correcties. Als gevolg van deze correcties is de verwachte hinderduur aanmerkelijk korter dan de potentiële hinderduur.

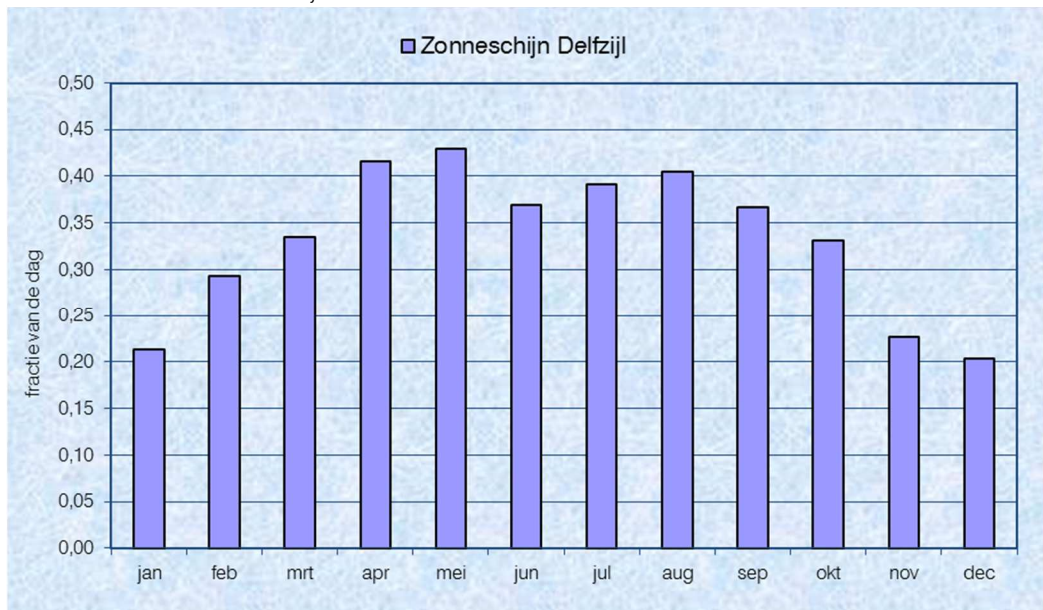
De nauwkeurigheid waarmee de potentiële schaduwduur is berekend is relatief hoog. Deze nauwkeurigheid is afhankelijk van de invoer van de geometrie en van de nauwkeurigheid waarmee de zonnestand wordt bepaald. De correcties om te komen tot de verwachte hinderduur zijn echter een voorspelling op basis van de geschiedenis. De meteogegevens zijn bepaald op basis van gemiddelde gemeten data over twintig jaar. De verwachting is dat in de toekomst deze gemiddelden over langere perioden niet veel zullen veranderen maar dit blijft onzeker. In het weer treden grote dagelijkse verschillen op en ook variëren de jaargemiddelde gegevens nog behoorlijk.

2.4.1 Zonneschijn

Schaduw is er alleen als de zon schijnt. Deze correctie is gebaseerd op het percentage/ fractie van de daglengte dat de zon gemiddeld schijnt in dit gebied en in

de betreffende maand. De percentages worden ontleend aan meerjarige data van nabijgelegen meteostations, zie *Grafiek 2-1*.

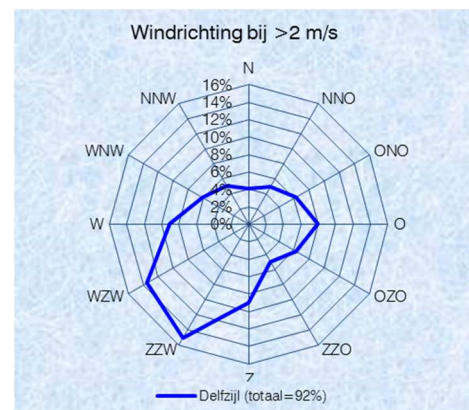
Grafiek 2-1: fractie zonneshijn.



2.4.2 Oriëntatie

Het rotorvlak staat niet altijd haaks op de schaduwrichting waardoor de hinderduur wordt beperkt. Als het rotorvlak evenwijdig staat aan de schaduwrichting treedt er geen of nauwelijks lichtflikkering op. Deze correctie is gebaseerd op de distributie van de voorkomende windrichtingen. De percentages zijn ontleend aan meerjarige KNMI data van meteostation. Afhankelijk van de richting van waaruit de turbine wordt gezien ligt deze correctie tussen circa 55% en 75%.

Grafiek 2-2: distributie windrichtingen.



2.4.3 Bedrijfstijd

Slagschaduw hinder treedt alleen op als de rotor draait. De correctie is gebaseerd op de distributie van de voorkomende windsnelheden. Windturbines zijn veelal 80% tot 95% van de tijd in bedrijf.

2.5 Rekenmodel

De schaduwduren in het omliggende gebied zijn berekend met het programma *WindPRO*® versie 3.1.579. Details van de invoergegevens en de rekenresultaten zijn gegeven in bijlage 2.

In de kaarten en figuren is met een groene, rode en grijze isolijn aangegeven waar de totale jaarlijkse verwachte hinderduur respectievelijk 0, 5 of 15 uur bedraagt. Overschrijding van de voorgestelde streefwaarde voor de jaarlijkse hinderduur kan

optreden bij de woningen binnen de rode 5 uurcontour. Bij woningen buiten de rode 5 uurcontour wordt aan de voorgestelde norm voor de maximale hinderduur (van 6 uur op de woning) voldaan. De berekening is uitgevoerd voor een raster met punten, waarbij geen rekening is gehouden met de afmetingen van gevels met ramen zoals dit wel bij woningen (toetspunten) afzonderlijk gebeurt.

Bij de beoordeling van slagschaduw is rekening gehouden met globale obstakels in de omgeving die zich kunnen bevinden tussen de windturbines en de toetsobjecten. In de praktijk kunnen er zich tevens nog locatie specifieke beplanting en gebouwen bevinden die de slagschaduw beperken. Een dergelijk detailniveau is hier niet meegenomen.

Voor de weergave op kaarten van de maximale toegestane duur van slagschaduw (meer dan 20 minuten per dag gedurende gemiddeld meer dan 17 dagen per jaar) is deze vertaald naar een slagschaduwduur op jaarbasis. Dit betekent een totale slagschaduwduur van afgerond 6 uur per jaar op een toetspunt.

Bij de berekening van de slagschaduwduur op een toetspunt wordt rekening gehouden met de (standaard)afmetingen van een object dat zich daar bevindt, ter representatie van bijvoorbeeld een woning. Over een object van bepaalde afmetingen verplaatst de slagschaduw zich gedurende een langere tijd dan over een punt in het centrum van dit object. Dit verschil in verplaatsingstijd zorgt er voor dat een grafische weergave van de 5-uurscontour (opgebouwd uit rasterpunten) bij goede benadering overeenkomt met 6 uur netto slagschaduw op een toetspunt.

De kaarten zijn nadrukkelijk niet geschikt voor het toetsen aan normen, maar voor de woningen die buiten de 5-uur contour liggen kan met zekerheid gesteld dat aan de Regeling algemene regels voor inrichtingen milieubeheer (het Rarim) wordt voldaan. Voor woningen die binnen deze contour liggen kan eventueel een verdiepingsslag plaatsvinden om uitspraken te kunnen doen over het al dan niet voldoen aan het Rarim.

3. Slagschaduw hinder

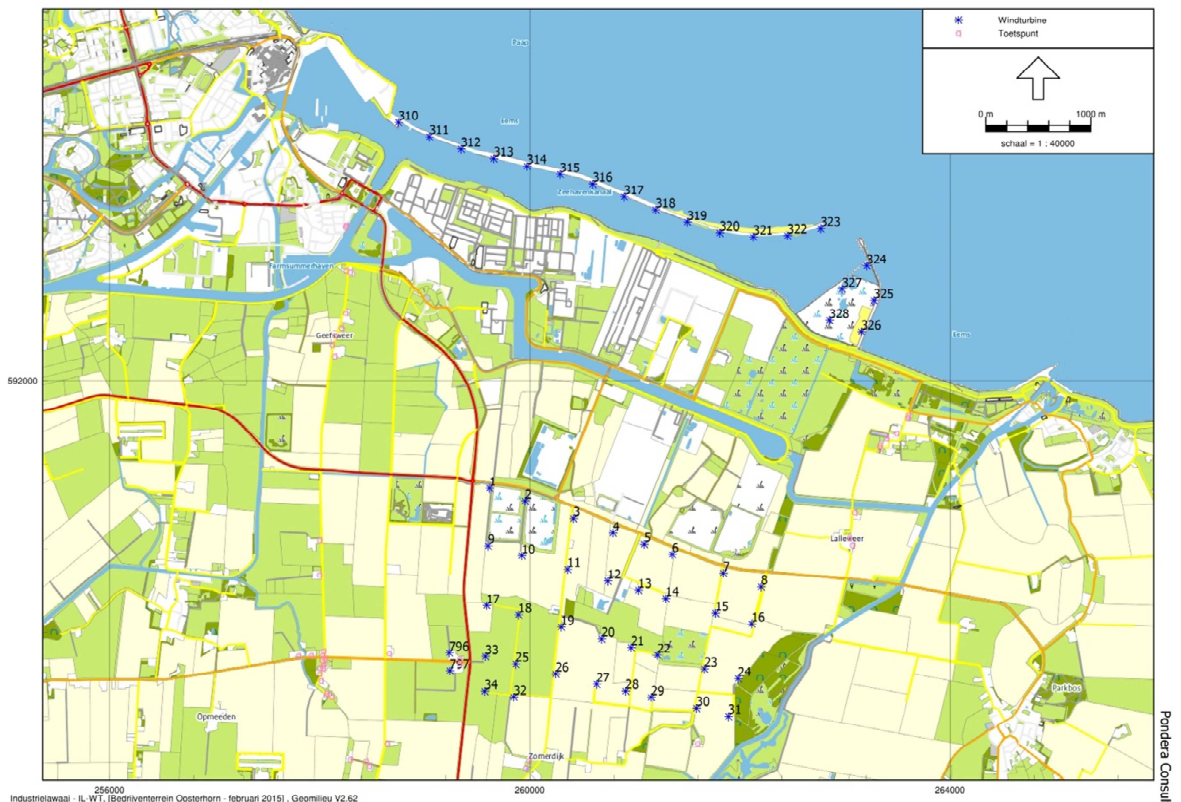
3.1 Huidige situatie

In het plangebied zijn geen windturbines aanwezig. Ten noorden en ten zuiden van het plangebied staan windpark Delfzijl-Noord en windpark Delfzijl-Zuid met in de nabijheid 2 bestaande turbines aan de Ideweesterweg. Deze windparken en het plangebied liggen in een gebied dat door de provincie Groningen is aangewezen voor windenergie.

Windpark Delfzijl-Noord bestaat uit 19 windturbines, 14 daarvan staan op de Scherm-dijk en vijf op de Pier van Oterdum. Dit windpark is recent gerealiseerd en sinds zomer 2015 operationeel.

Windpark Delfzijl-Zuid bestaat uit een gridopstelling van 34 windturbines, deze zijn verdeeld over vier lijnopstelling met acht turbines per lijn en één incomplete lijn van twee windturbines. Het windpark wordt (globaal) begrensd door de N992, de N362 en het Termunterzijdiep. Er zijn plannen voor de uitbreiding van dit windpark. Deze uitbreiding is voorzien aan de zuidkant van het bestaande windpark Delfzijl-Zuid. Door de ligging is dit niet van invloed op het plangebied, zie ook *Afbeelding 3-1*.

Afbeelding 3-1: plangebied met huidige windturbines.

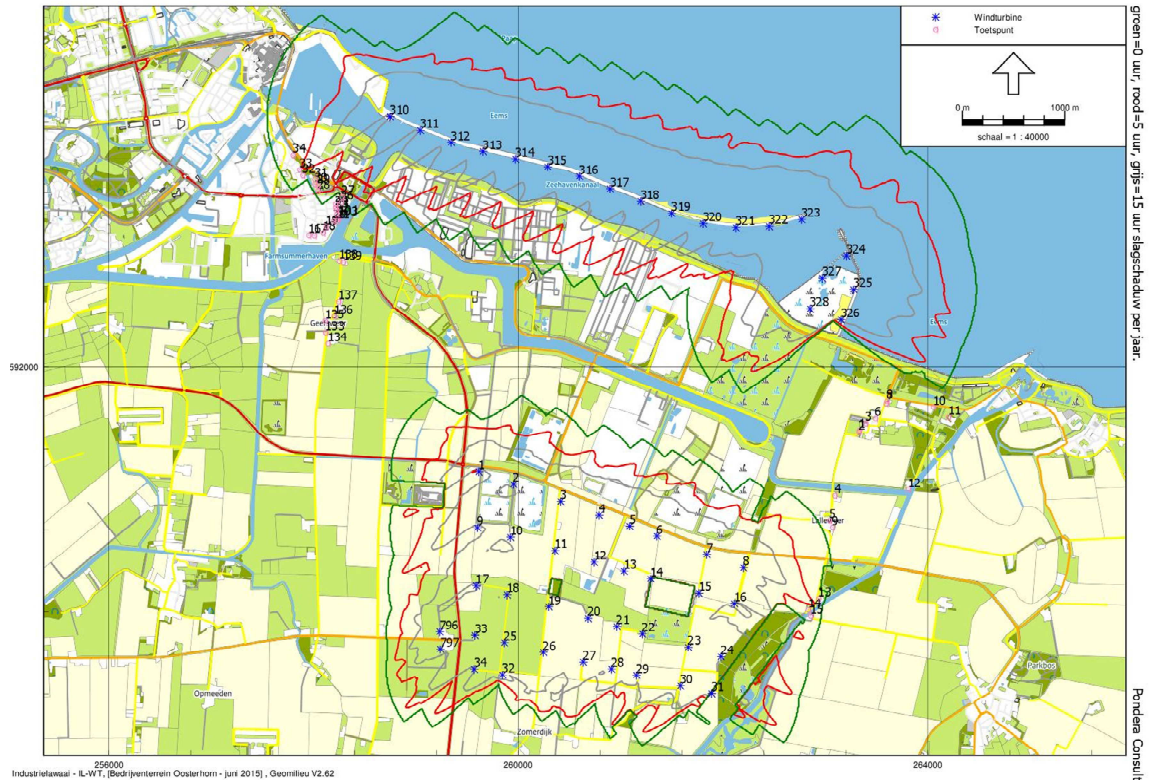


3.2 Autonome ontwikkeling

Er zijn geen autonome ontwikkelingen die relevant zijn voor de duur van slagschaduw. De huidige situatie komt daarmee overeen met de referentiesituatie.

De totale jaarlijkse duur van slagschaduw in de referentiesituatie op de verschillende rekenpunten is weergegeven in *Afbeelding 3-2* en opgenomen in *Tabel 3-1*.

Afbeelding 3-2: slagschaduwcontouren autonome situatie.



Tabel 3-1: jaarlijkse schaduwduren rekenpunten, autonome situatie.

reken-puntnr	omschrijving	potentiële schaduwduur [uu:mm]	potentiële schaduw dagen [aantal]	maximale passageduur [uu:mm]	verwachte hinderduur [uu:mm]
1	Borgsweer 52	--	--	--	--
2	Borgsweer 51	--	--	--	--
3	Borgsweer 37	--	--	--	--
4	Lalleweer 1	--	--	--	--
5	Lalleweer 2	--	--	--	--
6	Borgsweer 15	--	--	--	--
7	Borgsweer 11	--	--	--	--
8	Borgsweer 10	--	--	--	--
9	Lalleweer 7	--	--	--	--
10	Schepperbuurt 39	--	--	--	--
11	Schepperbuurt 37	--	--	--	--
12	Wartumerweg 6	--	--	--	--
13	Lalleweer 8	14:17	64	0:21	3:06
14	Lalleweer 9	12:52	67	0:25	2:46
15	Lalleweer 10	7:58	32	0:23	1:45
16	Schouw 1	--	--	--	--
17	Seendweg 8	--	--	--	--

18	Seendweg 5	--	--	--	--
19	Proosdij 47	--	--	--	--
20	Zijlvest 8	--	--	--	--
21	Zijlvest 14	--	--	--	--
22	Waarman 29	--	--	--	--
23	Waarman 15	--	--	--	--
24	Waarman 11	--	--	--	--
25	Waarman 1	--	--	--	--
26	Waarman 12	--	--	--	--
27	Waarman 2	5:42	34	0:16	1:28
28	Borgweg 1-51	12:58	66	0:18	3:12
29	Borgweg 1-51 (2)	8:42	45	0:18	2:14
30	Borgweg 57-111	7:06	39	0:17	1:50
31	Borgweg 57-111 (2)	6:52	35	0:18	1:45
32	Achterweg 2	9:02	47	0:16	2:11
33	Achterweg 7a	19:25	69	0:23	4:47
34	Dijkstraat 8	8:51	38	0:22	2:15
101	Zijlvest 24a	--	--	--	--
103	Zijlvest 20	--	--	--	--
133	Geefswesterweg 7	--	--	--	--
134	Geefswesterweg 8	--	--	--	--
135	Geefswesterweg 3	--	--	--	--
136	Geefswesterweg 6	--	--	--	--
137	Geefswesterweg 4	--	--	--	--
138	Geefswesterweg 1	--	--	--	--
139	Geefswesterweg 2	--	--	--	--

--: niet van toepassing, dus geen slagschaduw

3.3 Voorgenomen activiteit

Van de scenario's van de voorgenomen activiteit (VA) zijn de schaduwduren in het omliggende gebied berekend. De resultaten van de jaarlijkse hinderduur is bij de 43 rekenpunten berekend en samengevat in *Tabel 3-2*. Hierin is voor de rekenpunten voor de scenario's 1 tot en met 3 de verwachte hinderduur per jaar gegeven (tijden in uu:mm; uren en minuten).

In figuur 1 tot en met figuur 3 is met een groene, rode en grijze isolijn aangegeven waar de totale jaarlijkse verwachte hinderduur respectievelijk 0, 5 of 15 uur bedraagt.

Tabel 3-2: jaarlijkse schaduwduren rekenpunten, scenario 1 t/m 3 windpark Oosterhorn.

rekenpunntr	omschrijving	verwachte hinderduur per jaar [uu:mm]		
		scenario 1	scenario 2	scenario 3
1	Borgsweer 52	12:47	11:43	16:18
2	Borgsweer 51	12:26	12:46	16:18
3	Borgsweer 37	8:01	7:56	11:41
4	Lalleweer 1	8:57	9:51	14:49
5	Lalleweer 2	3:17	3:49	4:54

6	Borgsweer 15	4:52	4:59	8:02
7	Borgsweer 11	6:34	8:41	12:46
8	Borgsweer 10	7:56	9:43	13:48
9	Lalleweer 7	3:03	3:37	3:44
10	Schepperbuurt 39	--	--	3:10
11	Schepperbuurt 37	--	--	1:24
12	Wartumerweg 6	--	--	2:06
13	Lalleweer 8	--	--	--
14	Lalleweer 9	--	--	--
15	Lalleweer 10	--	--	--
16	Schouw 1	--	1:00	--
17	Seendweg 8	0:58	1:08	--
18	Seendweg 5	1:12	1:23	--
19	Proosdij 47	1:14	1:26	--
20	Zijlvest 8	1:25	1:37	0:42
21	Zijlvest 14	1:32	1:44	0:45
22	Waarman 29	1:25	1:37	0:42
23	Waarman 15	1:23	1:35	0:41
24	Waarman 11	1:19	1:30	--
25	Waarman 1	1:16	1:27	--
26	Waarman 12	1:26	1:38	0:44
27	Waarman 2	1:16	1:28	--
28	Borgweg 1-51	--	--	--
29	Borgweg 1-51 (2)	--	--	--
30	Borgweg 57-111	--	--	--
31	Borgweg 57-111 (2)	--	--	--
32	Achterweg 2	--	--	--
33	Achterweg 7a	--	--	--
34	Dijkstraat 8	--	--	--
101	Zijlvest 24a	1:34	1:46	0:46
103	Zijlvest 20	1:33	1:45	0:45
133	Geefswesterweg 7	--	4:36	0:53
134	Geefswesterweg 8	--	0:49	1:02
135	Geefswesterweg 3	6:52	5:28	2:25
136	Geefswesterweg 6	3:28	3:55	1:55
137	Geefswesterweg 4	5:26	4:26	2:36
138	Geefswesterweg 1	3:27	2:43	1:06
139	Geefswesterweg 2	3:54	3:05	1:54

--: niet van toepassing, dus geen slagschaduw

Bij de rekenpunten wordt in de drie scenario's niet voldaan aan de streefwaarde van maximaal zes uur slagschaduwhinder per jaar. Bij maximaal zeven woningen van derden vindt overschrijding plaats (in scenario 2 is dit bij maximaal zes woningen).

Binnen een afstand van circa 396 en 417 m vanaf één van de turbinetypen kan de zon volledig bedekt worden door een rotorblad. De rotor moet dan haaks staan

op de richting van de zon. De schaduw is dan maximaal en wordt als meer hinderlijk ervaren. Op grotere afstanden is de schaduw nooit volledig. De frequenties van de lichtflikkeringen van deze turbines liggen tussen 0,31 en 0,885 Hz. Flikkerfrequenties vanaf 2,5 Hz worden als erg storend ervaren en kunnen schadelijk zijn.

De **vetgedrukte** tijden in *Tabel 3-2* worden weggenomen tot binnen de normstelling door een automatische stilstandsvoorziening die de windturbine(s) afschakelt indien slagschaduw optreedt ter plaatse van gevoelige objecten. De slagschaduwduur bedraagt met stilstandsvoorziening dan maximaal gemiddeld 17 dagen per jaar gedurende meer dan 20 minuten per dag.

3.4 Windpark Oosterhorn en overige windturbines

Met betrekking tot het in werking hebben van een windturbine kunnen aanvullende maatwerkvoorschriften worden gesteld ten behoeve van het voorkomen of beperken van hinder door slagschaduw indien dit in een specifiek geval niet toereikend is.

In de autonome situatie is in het gebied reeds sprake van slagschaduwhinder door overige windturbines van windpark Delfzijl Noord en windpark Delfzijl Zuid. De resultaten van de voorgenomen activiteit scenario's van windpark Oosterhorn inclusief de autonome situatie zijn gegeven in *Tabel 3-3* (tijden in uu:mm; uren en minuten).

Tabel 3-3: jaarlijkse schaduwduren rekenpunten, scenario's windpark Oosterhorn met autonoom.

rekenpuntnr	omschrijving	verwachte hinderduur [uu:mm]		
		scenario 1 met autonoom	scenario 2 met autonoom	scenario 3 met autonoom
1	Borgsweer 52	12:47	11:43	16:18
2	Borgsweer 51	12:26	12:46	16:18
3	Borgsweer 37	8:01	7:56	11:41
4	Lalleweer 1	8:57	9:51	14:49
5	Lalleweer 2	3:17	3:49	4:54
6	Borgsweer 15	4:52	4:59	8:02
7	Borgsweer 11	6:34	8:41	12:46
8	Borgsweer 10	7:56	9:43	13:48
9	Lalleweer 7	3:03	3:37	3:44
10	Schepperbuurt 39	--	--	3:10
11	Schepperbuurt 37	--	--	1:24
12	Wartumerweg 6	--	--	2:06
13	Lalleweer 8	3:06	3:06	3:06
14	Lalleweer 9	2:46	2:46	2:46
15	Lalleweer 10	1:45	1:45	1:45
16	Schouw 1	--	1:00	--
17	Seendweg 8	0:58	1:08	--
18	Seendweg 5	1:12	1:23	--
19	Proosdij 47	1:14	1:26	--
20	Zijlvest 8	1:25	1:37	0:42

21	Zijlvest 14	1:32	1:44	0:45
22	Waarman 29	1:25	1:37	0:42
23	Waarman 15	1:23	1:35	0:41
24	Waarman 11	1:19	1:30	--
25	Waarman 1	1:16	1:27	--
26	Waarman 12	1:26	1:38	0:44
27	Waarman 2	2:42	2:53	1:28
28	Borgweg 1-51	3:12	3:12	3:12
29	Borgweg 1-51 (2)	2:14	2:14	2:14
30	Borgweg 57-111	1:50	1:50	1:50
31	Borgweg 57-111 (2)	1:45	1:45	1:45
32	Achterweg 2	2:11	2:11	2:11
33	Achterweg 7a	4:47	4:47	4:47
34	Dijkstraat 8	2:15	2:15	2:15
101	Zijlvest 24a	1:34	1:46	0:46
103	Zijlvest 20	1:33	1:45	0:45
133	Geefsweersterweg 7	--	4:36	0:53
134	Geefsweersterweg 8	--	0:49	1:02
135	Geefsweersterweg 3	6:52	5:28	2:25
136	Geefsweersterweg 6	3:28	3:55	1:55
137	Geefsweersterweg 4	5:26	4:26	2:36
138	Geefsweersterweg 1	3:27	2:43	1:06
139	Geefsweersterweg 2	3:54	3:05	1:54

--: niet van toepassing, dus geen slagschaduw

In figuur 4 tot en met figuur 6 is met een groene, rode en grijze isolijn aangegeven waar de totale jaarlijkse verwachte hinderduur vanwege de scenario's inclusief de autonome situatie respectievelijk 0, 5 of 15 uur bedraagt

4. Productie

Een windturbine 'vangt' wind om de rotor te laten draaien en hiermee elektriciteit op te wekken. De windsnelheid achter de turbine zal afnemen waardoor er een negatief effect optreedt op de productie van nabijgelegen windturbines binnen de invloedssfeer van de voorste turbine. In het onderzoek naar productierendement (som van het park gedeeld door de som van de solitaire turbines) zijn de optredende effecten meegenomen op de jaarlijkse elektriciteitsproductie gebaseerd op het lokale windklimaat en de winddistributie.

4.1 Berekeningsmethodiek

Om de verwachte productie van een windpark te kunnen berekenen dient het lokale windklimaat bekend te zijn. Hierbij is gebruik gemaakt van beschikbare gestelde windmeetgegevens uitgevoerd op de locatie⁴. Het verwachte regionale windklimaat is gebaseerd op deze windmetingen en doorgerkend met behulp van lange termijn trends afgeleid van de KNMI stations Nieuw Beerta en Eelde. Validatie van de resultaten heeft vervolgens plaatsgevonden middels productie-data van bestaande turbines te windpark Delfzijl Zuid.

In het onderzoek wordt bepaald welke opbrengsten en verliezen (in percentages) in de drie scenario's worden verwacht, met en zonder mitigerende maatregelen voor akoestiek en slagschaduw. Hierbij zijn modelberekeningen uitgevoerd met *WindPRO*[®] versie 3.0.619 (en 3.1.582) en *WASP*[®].

In *WindPRO*[®] is een model van de locatie opgebouwd, bestaande uit een topografische kaart van de locatie en omgeving, de windturbinelocaties, de hoogtelijnen van de locatie en omgeving, de ruwheidskartering van de omgeving en obstakels op en rondom de locatie.

4.2 Windklimaat locatie

Op basis van de verschillende invoerparameters is het lokale windklimaat berekend. De gemiddelde windsnelheid op 100 meter hoogte op locatie is berekend op 7,28 m/s met een weibull A van 8,22 en k van 2,404. De gemiddeld windsnelheid op 135 en 145 meter hoogte op locatie is berekend op respectievelijk 8,0 en 8,2 m/s. In *Grafiek 4-1* en *Grafiek 4-2* is het windklimaat op een hoogte van +135 en +145 m grafisch weergegeven.

⁴ Wind data registered by a met mast at Delfzijl Noord location with the following characteristics: measurement period 7 July 2011 – 8 July 2012, 10 minute data at 70, 68.5, 50 and 20 m, wind speed and direction, temperature and pressure. Delivered by Eneco Wind, NDA dated 19 March 2015..

Grafiek 4-1: windklimaat +135 m; windparkOosterhorn.

Project:
714041

Licensed user:
Pondera Consult B.V.
Welbergweg 49
NL-7556 PE Hengelo
0031742489940
Andrew Beltau / a.beltau@ponderaconsult.com
Calculated:
30-6-2015 13:05/3.0.619

PARK - Wind Data Analysis

Calculation: Scenario 1, LTWind data: B - Site data Oosterhorn Zuid; Hub height: 135,0

Site coordinates

Dutch Stereo-RD/NAP 2000

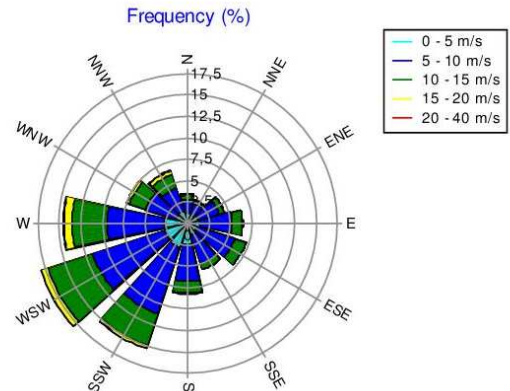
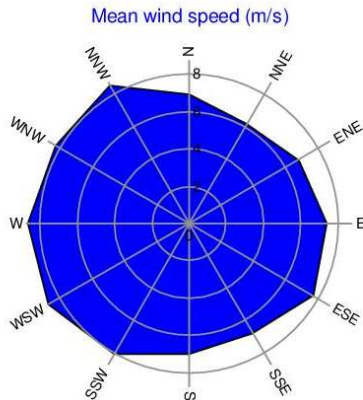
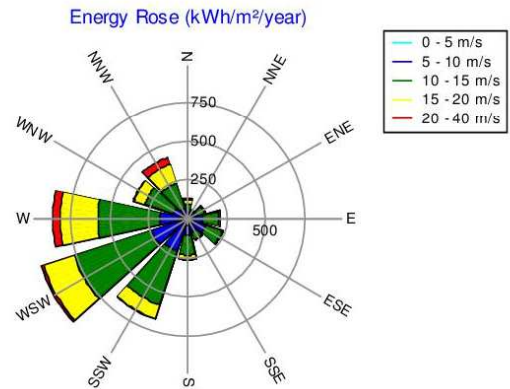
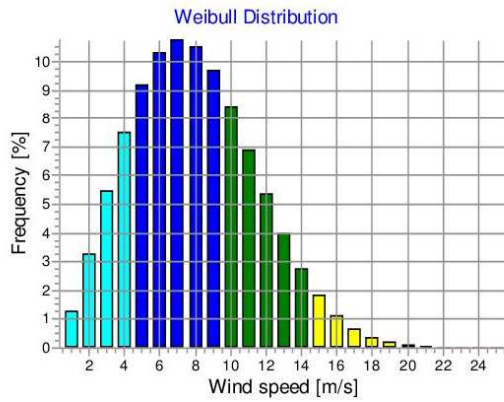
East: 261.285 North: 591.749

Wind statistics

NL Meteo data Delfzijl 7-11-6-12 - Delfzijl 70,00 m.wws-Corr83.wws

Weibull Data

Sector	Current site A- parameter [m/s]	Wind speed [m/s]	k- parameter	Frequency [%]
0 N	7,80	6,93	1,795	3,5
1 NNE	6,98	6,19	2,264	2,8
2 ENE	7,70	6,84	2,584	4,4
3 E	8,34	7,42	2,725	6,4
4 ESE	8,59	7,70	3,209	7,2
5 SSE	7,69	6,85	2,900	5,6
6 S	7,91	7,00	2,236	8,2
7 SSW	9,12	8,10	2,604	15,4
8 WSW	9,84	8,75	2,627	18,0
9 W	9,80	8,68	2,291	14,5
10 WNW	9,36	8,30	2,463	7,5
11 NNW	9,65	8,55	2,025	6,5
All	8,98	7,96	2,369	100,0



Grafiek 4-2: windklimaat +145 m; windpark Oosterhorn.

Project:
714041

Licensed user:
Pondera Consult B.V.
Welbergweg 49
NL-7556 PE Hengelo
0031742489940
Andrew Beltau / a.beltau@ponderaconsult.com
Calculated:
30-6-2015 13:21/3.0.619

PARK - Wind Data Analysis

Calculation: Scenario 2, **LTWind data:** B - Site data Oosterhorn Zuid; Hub height: 145,0

Site coordinates

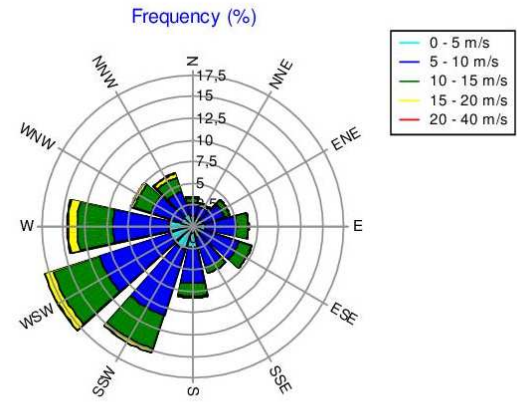
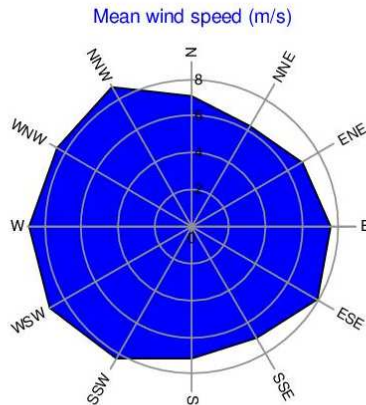
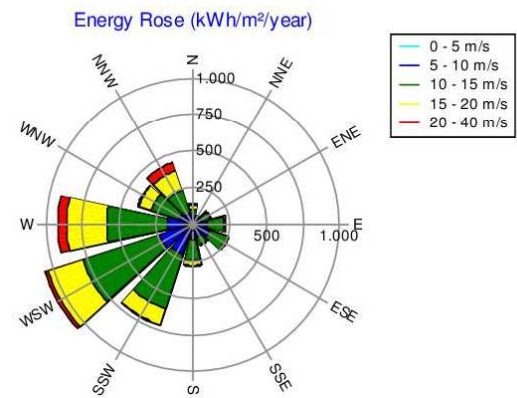
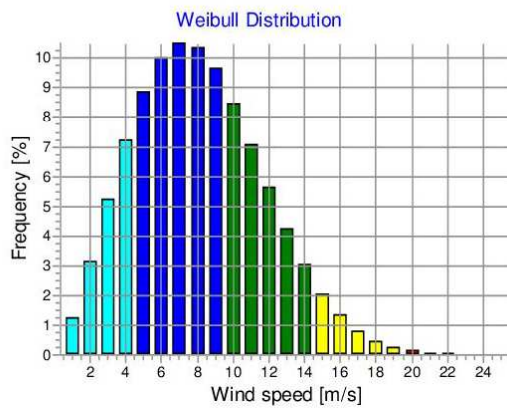
Dutch Stereo-RD/NAP 2000
East: 261.285 North: 591.749

Wind statistics

NL Meteo data Delfzijl 7-11-6-12 - Delfzijl 70,00 m.wws-Corr83.wws

Weibull Data

Sector	Current site		k- parameter	Frequency [%]
	A- parameter [m/s]	Wind speed [m/s]		
0 N	7,96	7,08	1,787	3,5
1 NNE	7,12	6,31	2,252	2,8
2 ENE	7,86	6,98	2,572	4,4
3 E	8,52	7,58	2,713	6,4
4 ESE	8,79	7,87	3,197	7,2
5 SSE	7,85	7,00	2,889	5,6
6 S	8,07	7,15	2,225	8,2
7 SSW	9,31	8,27	2,596	15,4
8 WSW	10,05	8,93	2,615	18,0
9 W	9,98	8,84	2,283	14,5
10 WNW	9,56	8,48	2,455	7,5
11 NNW	9,83	8,71	2,018	6,5
All	9,17	8,12	2,361	100,0



4.3 Rekenresultaten

Van de drie scenario's is de te verwachten productie van windpark Oosterhorn berekend. Rekening is gehouden met de verliezen door parkrendement (wake effecten⁵) en mitigerende maatregelen voor akoestiek en slagschaduw. Details van de invoergegevens en rekenresultaten zijn gegeven in bijlage 3. In *Tabel 4-1* zijn de resultaten voor de scenario's samengevat.

Tabel 4-1: productie scenario 1 t/m 3 windpark Oosterhorn.

scenario	productie [MWh/jr]	verliezen				productie [MWh/jr]
		wake	mitigatie		totaal	
	bruto		akoestiek	slagschaduw		netto*
1	308.296	11,0%	--	0,01%	11,01%	274.431
2	302.172	10,0%	--	0,01%	10,01%	271.993
3	271.177	8,2%	--	0,01%	8,21%	248.929

--: niet van toepassing of (nog) onbekend.

*: netto betreft hier bruto verminderd met zog/ wake en mitigatie. Om te komen tot een netto P50 dienen nog systeemverliezen in rekening te worden gebracht.

⁵ Windturbines halen energie uit de wind en benedenwinds ontstaan turbulenties vanwege de turbine waardoor de windsnelheid afneemt. Verderop benedenwinds expandeert de turbulentie en herstelt zich (uiteindelijk) weer naar vrije windstroom condities. Het wake effect is de invloed op de energieproductie door deze windsnelheidsverandering.

5. Voorkeursalternatief

Het voorkeursalternatief (VKA) voor windpark Oosterhorn is een licht gewijzigde scenario 3 opstelling en uitgaande van een turbinetype met de maximale dimensies van 145 meter ashoogte en 145 meter rotordiameter. Dit betekent voor slagschaduw dat wordt gerekend met een fictieve turbine (immers voor slagschaduw is alleen de geometrie van belang en deze is dan worst case) terwijl voor de productieberekeningen hier de Lagerwey L136-4.0 MW turbinetype is gekozen.



De Lagerwey L136-4.0 MW heeft een rotordiameter van 136,6 m met drie rotorbladen. Het toerental van de rotor is continu variabel tussen circa 6,5 en 11,1 tpm. Het nominale generatorvermogen is 4.000 kW. De turbine wordt hier geplaatst op een conische stalen buismast waardoor de rotoras circa 145 m boven het maaiveld komt. Het hoogste punt van de rotor is circa 213,5 m hoog. De turbine begint te draaien bij een windsnelheid van circa 2 m/s. Bij windsnelheden

boven 25 m/s wordt de turbine gestopt uit veiligheidsoverwegingen. De rotorbladen zijn semi-mat. De grootste breedte van het blad is circa 3,2 m, aan de tip zijn de bladen circa 0,9 m breed

5.1 Slagschaduw

De jaarlijkse hinderduur voor het voorkeursalternatief in het omliggende gebied is bij de 43 rekenpunten berekend en samengevat in Tabel 5-1. Hierin is voor de rekenpunten voor het voorkeursalternatief de potentiële jaarlijkse hinderduur, het aantal dagen per jaar waarop hinder kan optreden en de maximale passageduur van de schaduw langs de gevel en de verwachte hinderduur per jaar gegeven (tijden in uu:mm; uren en minuten).

In figuur 7 is met een groene, rode en grijze isolijn aangegeven waar de totale jaarlijkse verwachte hinderduur respectievelijk 0, 5 of 15 uur bedraagt.

Tabel 5-1: jaarlijkse schaduwduren rekenpunten, VKA windpark Oosterhorn.

rekenpuntr	omschrijving	potentiële schaduwduur [uu:mm]	potentiële schaduwdagen [aantal]	maximale passageduur [uu:mm}	verwachte hinderduur [uu:mm]
1	Borgsweer 52	94:50	215	0:47	20:07
2	Borgsweer 51	95:19	213	0:47	20:14
3	Borgsweer 37	71:18	208	0:43	15:35
4	Lalleweer 1	77:16	145	0:52	16:13
5	Lalleweer 2	25:13	50	0:47	5:37
6	Borgsweer 15	46:22	149	0:39	10:15
7	Borgsweer 11	69:31	175	0:42	14:35
8	Borgsweer 10	75:13	181	0:42	15:47
9	Lalleweer 7	22:53	50	0:44	5:01
10	Schepperbuurt 39	17:16	71	0:25	3:47

11	Schepperbuurt 37	11:35	59	0:20	2:33
12	Wartumerweg 6	15:43	76	0:20	3:12
13	Lalleweer 8	--	--	--	--
14	Lalleweer 9	--	--	--	--
15	Lalleweer 10	--	--	--	--
16	Schouw 1	3:22	20	0:16	0:35
17	Seendweg 8	3:51	21	0:17	0:40
18	Seendweg 5	4:44	23	0:19	0:49
19	Proosdij 47	4:51	24	0:19	0:49
20	Zijlvest 8	5:36	26	0:21	0:55
21	Zijlvest 14	6:03	27	0:21	1:00
22	Waarman 29	5:43	26	0:21	0:56
23	Waarman 15	5:37	26	0:21	0:55
24	Waarman 11	5:15	25	0:20	0:51
25	Waarman 1	5:09	26	0:19	0:50
26	Waarman 12	6:06	28	0:21	0:57
27	Waarman 2	5:47	28	0:21	0:51
28	Borgweg 1-51	--	--	--	--
29	Borgweg 1-51 (2)	--	--	--	--
30	Borgweg 57-111	--	--	--	--
31	Borgweg 57-111 (2)	--	--	--	--
32	Achterweg 2	--	--	--	--
33	Achterweg 7a	--	--	--	--
34	Dijkstraat 8	--	--	--	--
101	Zijlvest 24a	6:12	27	0:22	1:01
103	Zijlvest 20	6:07	27	0:22	1:00
133	Geefswesterweg 7	12:36	57	0:21	2:48
134	Geefswesterweg 8	14:23	64	0:23	3:23
135	Geefswesterweg 3	15:11	61	0:24	3:15
136	Geefswesterweg 6	12:07	54	0:21	2:38
137	Geefswesterweg 4	16:25	61	0:25	3:26
138	Geefswesterweg 1	13:25	58	0:25	2:19
139	Geefswesterweg 2	14:45	59	0:25	2:33

--: niet van toepassing, dus geen slagschaduw

Bij de rekenpunten wordt in het voorkeursalternatief niet voldaan aan de streefwaarde van maximaal zes uur slagschaduwhinder per jaar. Bij maximaal zeven woningen van derden vindt overschrijding plaats.

Binnen een afstand van circa 333 en 417 m vanaf de turbine kan de zon volledig bedekt worden door een rotorblad. De frequenties van de lichtflikkeringen van de turbine liggen tussen 0,32 en 0,56 Hz.

De **vetgedrukte** tijden in Tabel 5-1 worden weggenomen tot binnen de normstelling door een automatische stilstandsvoorziening die de windturbine(s) afschakelt

indien slagschaduw optreedt ter plaatse van gevoelige objecten. De slagschaduwduur bedraagt met stilstandsvoorziening dan maximaal gemiddeld 17 dagen per jaar gedurende meer dan 20 minuten per dag.

5.2 Slagschaduw VKA en overige windturbines

In de autonome situatie is in het gebied reeds sprake van slagschaduwhinder door overige windturbines van windpark Delfzijl Noord en windpark Delfzijl Zuid. De resultaten van het voorkeursalternatief van windpark Oosterhorn inclusief de autonome situatie zijn gegeven in (tijden in uu:mm; uren en minuten).

Tabel 5-2: jaarlijkse schaduwduren rekenpunten, VKA windpark Oosterhorn met autonoom.

reken-puntnr	omschrijving	potentiële schaduwduur [uu:mm]	potentiële schaduw dagen [aantal]	maximale passageduur [uu:mm]	verwachte hinderduur [uu:mm]
1	Borgsweer 52	94:50	215	0:47	20:07
2	Borgsweer 51	95:19	213	0:47	20:14
3	Borgsweer 37	71:18	208	0:43	15:35
4	Lalleweer 1	77:16	145	0:52	16:13
5	Lalleweer 2	25:13	50	0:47	5:37
6	Borgsweer 15	46:22	149	0:39	10:15
7	Borgsweer 11	69:31	175	0:42	14:35
8	Borgsweer 10	75:13	181	0:42	15:47
9	Lalleweer 7	22:53	50	0:44	5:01
10	Schepperbuurt 39	17:16	71	0:25	3:47
11	Schepperbuurt 37	11:35	59	0:20	2:33
12	Wartumerweg 6	15:43	76	0:20	3:12
13	Lalleweer 8	14:17	64	0:21	3:06
14	Lalleweer 9	12:52	67	0:25	2:46
15	Lalleweer 10	7:58	32	0:23	1:45
16	Schouw 1	3:22	20	0:16	0:35
17	Seendweg 8	3:51	21	0:17	0:40
18	Seendweg 5	4:44	23	0:19	0:49
19	Proosdij 47	4:51	24	0:19	0:49
20	Zijlvest 8	5:36	26	0:21	0:55
21	Zijlvest 14	6:03	27	0:21	1:00
22	Waarman 29	5:43	26	0:21	0:56
23	Waarman 15	5:37	26	0:21	0:55
24	Waarman 11	5:15	25	0:20	0:51
25	Waarman 1	5:09	26	0:19	0:50
26	Waarman 12	6:06	28	0:21	0:57
27	Waarman 2	11:29	62	0:21	2:17
28	Borgweg 1-51	12:58	66	0:18	3:12
29	Borgweg 1-51 (2)	8:42	45	0:18	2:14
30	Borgweg 57-111	7:06	39	0:17	1:50
31	Borgweg 57-111 (2)	6:52	35	0:18	1:45
32	Achterweg 2	9:02	47	0:16	2:11

33	Achterweg 7a	19:25	69	0:23	4:47
34	Dijkstraat 8	8:51	38	0:22	2:15
101	Zijlvest 24a	6:12	27	0:22	1:01
103	Zijlvest 20	6:07	27	0:22	1:00
133	Geefswesterweg 7	12:36	57	0:21	2:48
134	Geefswesterweg 8	14:23	64	0:23	3:23
135	Geefswesterweg 3	15:11	61	0:24	3:15
136	Geefswesterweg 6	12:07	54	0:21	2:38
137	Geefswesterweg 4	16:25	61	0:25	3:26
138	Geefswesterweg 1	13:25	58	0:25	2:19
139	Geefswesterweg 2	14:45	59	0:25	2:33

--: niet van toepassing, dus geen slagschaduw

In figuur 8 is met een groene, rode en grijze isolijn aangegeven waar de totale jaarlijkse verwachte hinderduur vanwege het VKA inclusief de autonome situatie respectievelijk 0, 5 of 15 uur bedraagt

5.3 Productie

Van het voorkeursalternatief is de te verwachten netto productie van windpark Oosterhorn berekend. Rekening is gehouden met de verliezen door parkrendement en mitigerende maatregelen voor akoestiek en slagschaduw. Details van de invoergegevens en rekenresultaten zijn gegeven in bijlage 3. In Tabel 5-3 zijn de resultaten voor het VKA samengevat.

Tabel 5-3: productie VKA windpark Oosterhorn.

scenario	productie [MWh/jr]	verliezen				productie [MWh/jr]	
		totaal					
	bruto	wake	mitigatie			netto*	
				akoestiek	slagschaduw		
VKA	325.815	8,7%	--		0,09%	8,79%	297.176

--: niet van toepassing of (nog) onbekend.

*: netto betreft hier bruto verminderd met zog/ wake en mitigatie. Om te komen tot een netto P50 dienen nog systeemverliezen in rekening te worden gebracht.

6. Bespreking

Voor het te realiseren windpark Oosterhorn is een onderzoek naar slagschaduw en zijn productieberekeningen uitgevoerd. Voor slagschaduw is tevens de huidige situatie/ autonome ontwikkeling onderzocht omdat er in het gebied reeds sprake is van slagschaduw vanwege aanwezige windturbines. Er zijn voor de voorgenomen activiteit drie scenario's met drie typen windturbines onderzocht, te weten Senvion 3.4M104, Vestas V112-3,3 MW en Nordex N131/3000 turbines verspreid over het industriegebied Oosterhorn. Verder is het voorkeursalternatief (VKA) onderzocht met turbines van het type Lagerwey L136-4.0 MW.

Onderzoek naar slagschaduw.

Bij de rekenpunten wordt in alle scenario's en het VKA de strengere beoordeling (worst case benadering) van maximaal zes uur slagschaduw hinder per jaar overschreden. De hinderduren per turbine die meer dan zes uur bedragen, of de hinderduren die cumulatief meer dan zes uur hinder per jaar veroorzaken zullen worden teruggebracht tot binnen de normstelling door een stilstandsregeling. De stilstandsregeling leidt tot een energieproductieverlies van het windpark.

Productieberekening.

De verwachte bruto jaarproductie van de drie scenario's van het windpark Oosterhorn varieert tussen circa 271 en 308 GWh/jr. De 'netto' jaarproductie, inclusief maatregelen voor akoestiek en slagschaduw, wordt geschat tussen circa 249 en 274 GWh/jr (exclusief systeemverliezen). In het VKA bedraagt de verwachte jaarproductie bruto 326 GWh/jr en 'netto' 297 GWh/jr.

A handwritten signature in blue ink, consisting of several loops and a long horizontal stroke at the end, positioned above the name "A.U.G. Beltau.".

A.U.G. Beltau.

Flikkerfrequentie	Het aantal passages per seconde van een rotorblad. Flikkerfrequenties boven 2,5 Hz (2,5 passages per seconde) zijn zeer hinderlijk voor mensen maar komen bij grotere windturbines niet voor.
Gevoelige bestemming	Woningen zijn gevoelige bestemmingen, waarbij wettelijk (geluid)hinder onderzocht moet worden. Onderzoek naar slagschaduw hinder is niet wettelijk verplicht maar wordt geadviseerd indien gevoelige bestemmingen binnen een afstand van twaalf maal de rotordiameter aanwezig zijn. Kantoren en gebouwen op industrieterreinen zijn geen gevoelige objecten.
Gevelvlak	De slagschaduw wordt niet getoetst op een enkel punt maar op een vlak dat alle ramen van een verblijfsruimte omvat. In dit onderzoek wordt een vlak beoordeeld met een geprojecteerde breedte van acht meter en een hoogte van vijf meter.
Hz, Hertz	Frequentie. 1 Hz is één keer per seconde. 5 Hz is vijf keer per seconde.
Hinderduur	De hinderduur is de verwachte gemiddelde duur per jaar van hinderlijke slagschaduw op de gevel. Hierbij is de potentiële schaduwduur gecorrigeerd voor de maandelijkse kans op zon, de kans op het draaien van de rotor en de richting van het rotorvlak. Als een jaar zonniger is dan gemiddeld kan de hinderduur langer zijn dan de gemiddelde hinderduur.
Lichtflikkeringen	Als de schaduw van een rotorblad langs het gevelvlak gaat zal verschil in lichtintensiteit optreden. Het aantal lichtflikkeringen per periode bepaalt de flikkerfrequentie.
Meteogegevens	Statistische gegevens van meetstations in de omgeving van de windturbine. De meteogegevens bevatten de distributies van windsnelheden en windrichtingen en de maandelijkse kans op zonschijn.
Passageduur	De maximale duur op een dag van de schaduw op (een deel van) het gevelvlak. Hierbij wordt uitgegaan van continu zonschijn en de meest ongunstige richting van het rotorvlak.
Potentiële schaduwduur	De jaarlijkse duur van de schaduw over het gevelvlak indien de zon altijd schijnt, de turbine altijd in werking is en de richting van de rotor altijd dwars staat op de lijn van de turbine naar de woning.
Slagschaduw	Bewegende schaduw van de draaiende rotorbladen. Bij slagschaduw op een raam wordt het afwisselend licht en donker in de verblijfsruimte. Buiten is dit minder hinderlijk omdat het licht dan vanuit meerdere richtingen komt.

Stilstandsvoorziening	Instellingen voor de turbine waardoor deze stilgezet kan worden indien anders de norm voor slagschaduw hinder overschreden zou worden. Een stilstandsvoorziening kan als optie geïnstalleerd worden. De voorziening moet automatisch werken.
Weibull	Weibull-verdeling: rekenkundige term voor de kansverdeling in de windstatistiek op het voorkomen van een windsnelheid.
A parameter	Schaalparameter Weibull-verdeling, voor relatieve grootte in de spreiding van het voorkomen van windsnelheden. Hoge A parameter betekent veel spreiding en dus een groter aandeel in de aanwezigheid van hoge windsnelheidsklassen.
k parameter	Vormparameter Weibull-verdeling, voor de relatieve hoogte van de kansdichtheid van het voorkomen van windsnelheden. Hoge k parameter betekent hoge kans in voorkomen in een beperkt deel van de windsnelheidsklassen.

SHADOW - Main Result

Calculation: Copy of ss autonoom: WP Delfzijl Noord, WP Delfzijl Zuid en WTGs Ideweesterweg

Assumptions for shadow calculations

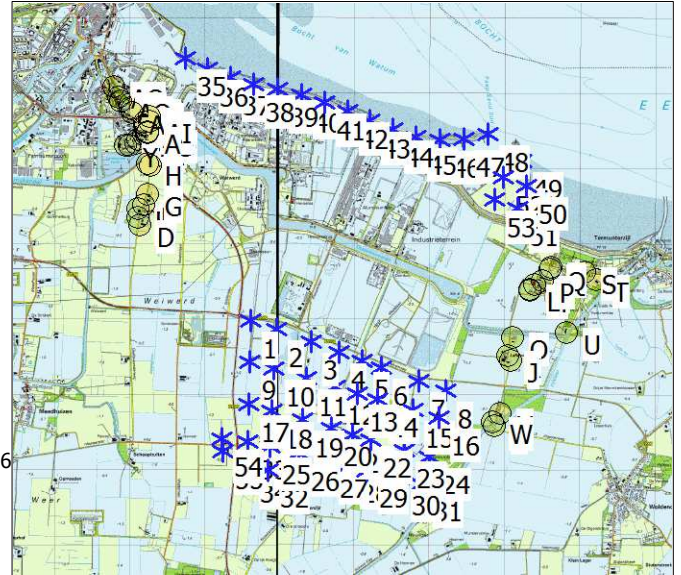
Maximum distance for influence 1. WTG distance circle radius
Minimum sun height over horizon for influence 5 °
Day step for calculation 1 days
Time step for calculation 1 minutes

Sunshine probability S/S0 (Sun hours/Possible sun hours) []
Jan Feb Mar Apr May Jun Jul Aug Sep Oct Nov Dec
0,21 0,29 0,33 0,42 0,43 0,37 0,39 0,40 0,37 0,33 0,23 0,20

Operational time
N NNE ENE E ESE SSE S SSW WSW W WNW NNW Sum
357 435 546 698 554 436 787 1.315 1.180 797 537 445 8.087
Idle start wind speed: Cut in wind speed from power curve

A ZVI (Zones of Visual Influence) calculation is performed before flicker calculation so non visible WTG do not contribute to calculated flicker values. A WTG will be visible if it is visible from any part of the receiver window. The ZVI calculation is based on the following assumptions:
Height contours used: Elevation Grid Data Object: 714041_EMDGrid_0.wpg (6
Obstacles used in calculation
Eye height: 1,5 m
Grid resolution: 10,0 m

All coordinates are in
Dutch Stereo-RD/NAP 2000



Scale 1:100.000
* Existing WTG ● Shadow receptor

WTGs

X (east)	Y (north)	Z [m]	Row data/Description	WTG type			Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Shadow data	
				Valid	Manufact.	Type-generator				Calculation distance [m]	RPM [RPM]
1	259.614	590.976	-4,2 ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 ...Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
2	259.953	590.853	-5,7 ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 ...Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
3	260.413	590.686	-3,9 ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 ...Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
4	260.789	590.549	-3,1 ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 ...Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
5	261.087	590.441	-4,1 ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 ...Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
6	261.353	590.343	-4,3 ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 ...Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
7	261.840	590.166	-3,5 ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O!...No	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
8	262.200	590.035	-4,9 ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O!...No	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
9	259.601	590.427	-3,5 ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 ...Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
10	259.923	590.332	-3,8 ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 ...Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
11	260.358	590.203	-3,3 ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 ...Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
12	260.740	590.090	-5,0 ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 ...Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
13	261.031	590.003	-4,3 ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 ...Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
14	261.292	589.926	-4,0 ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 ...Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
15	261.765	589.785	-5,5 ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O!...No	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
16	262.111	589.683	-4,7 ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O!...No	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
17	259.588	589.858	-4,2 ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O!...No	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
18	259.891	589.770	-5,9 ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O!...No	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
19	260.296	589.652	-6,0 ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O!...No	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
20	260.681	589.540	-5,0 ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 ...Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
21	260.962	589.458	-4,3 ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O!...No	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
22	261.213	589.385	-4,1 ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 ...Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
23	261.660	589.255	-4,0 ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 ...Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
24	261.980	589.161	-5,0 ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 ...Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
25	259.864	589.300	-5,1 ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O!...No	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
26	260.245	589.206	-4,2 ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O!...No	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
27	260.634	589.110	-4,0 ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O!...No	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
28	260.909	589.043	-4,0 ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O!...No	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
29	261.154	588.983	-5,0 ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O!...No	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
30	261.584	588.877	-4,6 ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 ...Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
31	261.889	588.802	-5,6 ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 ...Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
32	259.845	588.986	-6,1 ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O!...No	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
33	259.576	589.371	-5,6 ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 ...Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
34	259.568	589.042	-5,4 ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 ...Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
35	258.748	594.458	0,0 NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
36	259.042	594.322	0,0 NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
37	259.344	594.205	0,0 NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
38	259.655	594.114	0,0 NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3

To be continued on next page...

SHADOW - Main Result

Calculation: Copy of ss autonoom: WP Delfzijl Noord, WP Delfzijl Zuid en WTGs Ideweesterweg

...continued from previous page

	X (east)	Y (north)	Z	Row data/Description	WTG type			Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Shadow data	
					Valid	Manufact.	Type-generator				Calculation distance [m]	RPM [RPM]
39	259.971	594.042	0,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
40	260.286	593.965	0,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
41	260.596	593.872	0,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
42	260.896	593.750	0,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
43	261.196	593.627	0,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
44	261.497	593.509	0,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
45	261.805	593.407	0,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
46	262.126	593.367	0,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
47	262.450	593.380	0,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
48	262.767	593.448	0,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
49	263.205	593.092	0,6	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
50	263.273	592.764	1,7	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
51	263.154	592.466	1,9	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
52	262.970	592.872	-1,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
53	262.850	592.574	-1,4	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
54	259.231	589.408	-5,1	NORDEX N43 600-125 43.0 !O! ... Yes	Yes	NORDEX	N43-600/125	600	43,0	40,0	516	27,2
55	259.236	589.238	-4,8	NORDEX N43 600-125 43.0 !O! ... Yes	Yes	NORDEX	N43-600/125	600	43,0	40,0	516	27,2

Shadow receptor-Input

No.	X (east)	Y (north)	Z	Width [m]	Height [m]	Height a.g.l. [m]	Degrees from south cw [°]	Slope of window [°]	Direction mode
A	258.252	593.477	0,2	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
B	258.244	593.463	0,5	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
C	258.115	592.341	-1,2	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
D	258.139	592.234	-3,2	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
E	258.202	592.502	-1,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
F	258.122	592.454	1,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
G	258.243	592.643	-3,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
H	258.250	593.046	0,5	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
I	258.288	593.033	0,3	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
J	263.069	590.431	-0,2	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
K	263.038	590.497	0,3	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
L	263.329	591.383	-2,9	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
M	263.327	591.364	-2,3	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
N	263.394	591.449	-0,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
O	263.090	590.743	-4,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
P	263.489	591.498	1,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
Q	263.592	591.643	-1,3	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
R	263.600	591.669	-1,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
S	264.055	591.610	-2,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
T	264.202	591.510	-0,8	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
U	263.809	590.805	-2,9	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
V	262.933	589.735	0,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
W	262.833	589.625	-3,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
X	262.855	589.564	-3,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
Y	257.953	593.297	-2,3	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
Z	258.006	593.293	-1,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AA	258.092	593.321	-1,5	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AB	258.122	593.378	-1,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AC	258.196	593.433	-0,7	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AD	258.231	593.440	0,2	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AE	258.225	593.500	0,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AF	258.225	593.544	-0,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AG	258.215	593.568	1,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AH	258.215	593.601	1,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AI	258.272	593.616	-1,6	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AJ	258.276	593.673	0,5	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AK	258.042	593.730	0,4	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AL	258.040	593.779	0,9	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AM	258.013	593.796	0,3	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AN	258.012	593.844	-1,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"

To be continued on next page...

SHADOW - Main Result

Calculation: Copy of ss autonoom: WP Delfzijl Noord, WP Delfzijl Zuid en WTGs Ideweesterweg

...continued from previous page

No.	X (east)	Y (north)	Z	Width	Height	Height a.g.l.	Degrees from south cw	Slope of window	Direction mode
			[m]	[m]	[m]	[m]	[°]	[°]	
AO	257.895	593.881	-1,4	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AP	257.861	593.938	0,8	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AQ	257.799	594.077	0,6	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"

Calculation Results

Shadow receptor

No.	Shadow, worst case			Shadow, expected values
	Shadow hours per year [h/year]	Shadow days per year [days/year]	Max shadow hours per day [h/day]	Shadow hours per year [h/year]
A	0:00	0	0:00	0:00
B	0:00	0	0:00	0:00
C	0:00	0	0:00	0:00
D	0:00	0	0:00	0:00
E	0:00	0	0:00	0:00
F	0:00	0	0:00	0:00
G	0:00	0	0:00	0:00
H	0:00	0	0:00	0:00
I	0:00	0	0:00	0:00
J	0:00	0	0:00	0:00
K	0:00	0	0:00	0:00
L	0:00	0	0:00	0:00
M	0:00	0	0:00	0:00
N	0:00	0	0:00	0:00
O	0:00	0	0:00	0:00
P	0:00	0	0:00	0:00
Q	0:00	0	0:00	0:00
R	0:00	0	0:00	0:00
S	0:00	0	0:00	0:00
T	0:00	0	0:00	0:00
U	0:00	0	0:00	0:00
V	14:17	64	0:21	3:06
W	12:52	67	0:25	2:46
X	7:58	32	0:23	1:45
Y	0:00	0	0:00	0:00
Z	0:00	0	0:00	0:00
AA	0:00	0	0:00	0:00
AB	0:00	0	0:00	0:00
AC	0:00	0	0:00	0:00
AD	0:00	0	0:00	0:00
AE	0:00	0	0:00	0:00
AF	0:00	0	0:00	0:00
AG	0:00	0	0:00	0:00
AH	0:00	0	0:00	0:00
AI	0:00	0	0:00	0:00
AJ	5:42	34	0:16	1:28
AK	12:58	66	0:18	3:12
AL	8:42	45	0:18	2:14
AM	7:06	39	0:17	1:50
AN	6:52	35	0:18	1:45
AO	9:02	47	0:16	2:11
AP	19:25	69	0:23	4:47
AQ	8:51	38	0:22	2:15

Total amount of flickering on the shadow receptors caused by each WTG

No.	Name	Worst case [h/year]	Expected [h/year]
1	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (35)	0:00	0:00
2	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (36)	0:00	0:00
3	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (37)	0:00	0:00
4	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (38)	0:00	0:00
5	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (39)	0:00	0:00

To be continued on next page...

SHADOW - Main Result

Calculation: Copy of ss autonoom: WP Delfzijl Noord, WP Delfzijl Zuid en WTGs Ideweesterweg

...continued from previous page

No.	Name	Worst case [h/year]	Expected [h/year]
6	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (40)	0:00	0:00
7	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (41)	0:00	0:00
8	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (42)	13:59	2:58
9	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (43)	0:00	0:00
10	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (44)	0:00	0:00
11	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (45)	0:00	0:00
12	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (46)	0:00	0:00
13	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (47)	0:00	0:00
14	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (48)	0:00	0:00
15	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (49)	0:00	0:00
16	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (50)	19:28	4:16
17	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (51)	0:00	0:00
18	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (52)	0:00	0:00
19	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (53)	0:00	0:00
20	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (54)	0:00	0:00
21	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (55)	0:00	0:00
22	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (56)	0:00	0:00
23	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (57)	0:00	0:00
24	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (58)	0:00	0:00
25	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (59)	0:00	0:00
26	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (60)	0:00	0:00
27	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (61)	0:00	0:00
28	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (62)	0:00	0:00
29	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (63)	0:00	0:00
30	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (64)	0:00	0:00
31	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (65)	0:00	0:00
32	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (66)	0:00	0:00
33	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (67)	0:00	0:00
34	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (68)	0:00	0:00
35	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (71)	30:26	7:33
36	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (72)	22:29	5:39
37	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (73)	5:42	1:28
38	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (74)	0:00	0:00
39	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (75)	0:00	0:00
40	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (76)	0:00	0:00
41	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (77)	0:00	0:00
42	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (78)	0:00	0:00
43	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (79)	0:00	0:00
44	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (80)	0:00	0:00
45	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (81)	0:00	0:00
46	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (82)	0:00	0:00
47	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (83)	0:00	0:00
48	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (84)	0:00	0:00
49	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (85)	0:00	0:00
50	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (86)	0:00	0:00
51	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (87)	0:00	0:00
52	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (88)	0:00	0:00
53	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (89)	0:00	0:00
54	NORDEX N43 600-125 43.0 !O! hub: 40,0 m (TOT: 61,5 m) (90)	0:00	0:00
55	NORDEX N43 600-125 43.0 !O! hub: 40,0 m (TOT: 61,5 m) (91)	0:00	0:00

Total times in Receptor wise and WTG wise tables can differ, as a WTG can lead to flicker at 2 or more receptors simultaneously and/or receptors may receive flicker from 2 or more WTGs simultaneously.

SHADOW - Main Result

Calculation: Copy of ss scenario 1

Assumptions for shadow calculations

Maximum distance for influence 1. WTG distance circle radius
Minimum sun height over horizon for influence 5 °
Day step for calculation 1 days
Time step for calculation 1 minutes

Sunshine probability S/S0 (Sun hours/Possible sun hours) []
Jan Feb Mar Apr May Jun Jul Aug Sep Oct Nov Dec
0,21 0,29 0,33 0,42 0,43 0,37 0,39 0,40 0,37 0,33 0,23 0,20

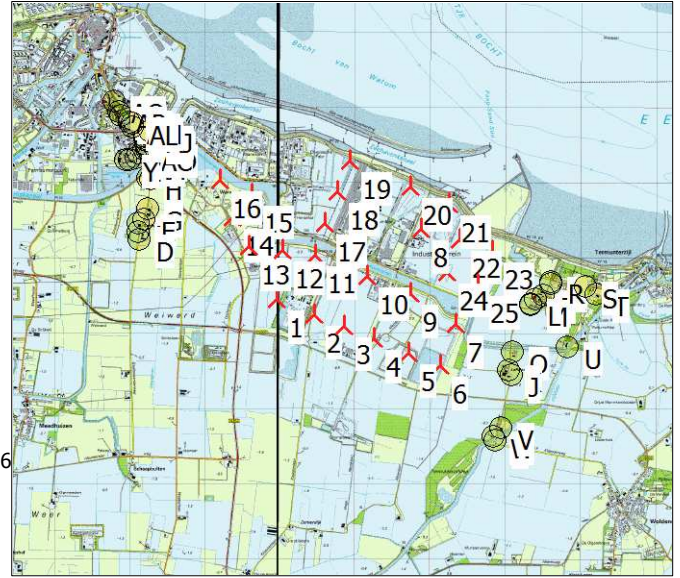
Operational time
N NNE ENE E ESE SSE S SSW WSW W WNW NNW Sum
357 435 546 698 554 436 787 1.315 1.180 797 537 445 8.087
Idle start wind speed: Cut in wind speed from power curve

A ZVI (Zones of Visual Influence) calculation is performed before flicker calculation so non visible WTG do not contribute to calculated flicker values. A WTG will be visible if it is visible from any part of the receiver window. The ZVI calculation is based on the following assumptions:
Height contours used: Elevation Grid Data Object: 714041_EMDGrid_0.wpg (6)
Obstacles used in calculation
Eye height: 1,5 m
Grid resolution: 10,0 m

All coordinates are in
Dutch Stereo-RD/NAP 2000

WTGs

No	X (east)	Y (north)	Z [m]	Row data/Description	WTG type			Shadow data				
					Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Calculation distance [m]	RPM [RPM]
1	259.956	591.447	-3,4	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: ... Yes	Yes	SENVION	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	1.248	13,8
2	260.461	591.242	-4,2	Senvion 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: ... Yes	Yes	SENVION	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	1.248	13,8
3	260.856	591.082	-3,0	Senvion 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: ... Yes	Yes	SENVION	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	1.248	13,8
4	261.251	590.922	-2,5	Senvion 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: ... Yes	Yes	SENVION	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	1.248	13,8
5	261.712	590.735	-1,3	Senvion 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: ... Yes	Yes	SENVION	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	1.248	13,8
6	262.134	590.566	-3,0	Senvion 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: ... Yes	Yes	SENVION	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	1.248	13,8
7	262.331	591.115	-3,6	Senvion 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: ... Yes	Yes	SENVION	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	1.248	13,8
8	261.875	592.379	-0,2	Senvion 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: ... Yes	Yes	SENVION	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	1.248	13,8
9	261.738	591.521	-2,2	Senvion 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: ... Yes	Yes	SENVION	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	1.248	13,8
10	261.159	591.755	-2,5	Senvion 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: ... Yes	Yes	SENVION	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	1.248	13,8
11	260.474	592.030	-6,0	Senvion 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: ... Yes	Yes	SENVION	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	1.248	13,8
12	260.029	592.098	-2,9	Senvion 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: ... Yes	Yes	SENVION	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	1.248	13,8
13	259.586	592.150	-2,2	Senvion 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: ... Yes	Yes	SENVION	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	1.248	13,8
14	259.371	592.531	-0,3	Senvion 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: ... Yes	Yes	SENVION	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	1.248	13,8
15	259.628	592.835	-1,1	Senvion 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: ... Yes	Yes	SENVION	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	1.248	13,8
16	259.201	593.023	-3,3	Senvion 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: ... Yes	Yes	SENVION	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	1.248	13,8
17	260.596	592.455	-6,7	Senvion 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: ... Yes	Yes	SENVION	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	1.248	13,8
18	260.764	592.870	-2,0	Senvion 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: ... Yes	Yes	SENVION	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	1.248	13,8
19	260.933	593.286	0,7	Senvion 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: ... Yes	Yes	SENVION	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	1.248	13,8
20	261.734	592.934	0,4	Senvion 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: ... Yes	Yes	SENVION	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	1.248	13,8
21	262.239	592.708	-1,0	Senvion 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: ... Yes	Yes	SENVION	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	1.248	13,8
22	262.384	592.230	0,1	Senvion 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: ... Yes	Yes	SENVION	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	1.248	13,8
23	262.812	592.085	-2,0	Senvion 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: ... Yes	Yes	SENVION	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	1.248	13,8
24	262.213	591.807	-3,0	Senvion 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: ... Yes	Yes	SENVION	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	1.248	13,8
25	262.630	591.634	-3,0	Senvion 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: ... Yes	Yes	SENVION	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	1.248	13,8



Shadow receptor-Input

No.	X (east)	Y (north)	Z	Width	Height	Height a.g.l.	Degrees from south cw	Slope of window	Direction mode
	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[°]	[°]	
A	258.252	593.477	0,2	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
B	258.244	593.463	0,5	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
C	258.115	592.341	-1,2	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
D	258.139	592.234	-3,2	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
E	258.202	592.502	-1,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
F	258.122	592.454	1,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"

To be continued on next page...

SHADOW - Main Result

Calculation: Copy of ss scenario 1

...continued from previous page

No.	X (east)	Y (north)	Z	Width	Height	Height a.g.l.	Degrees from south cw	Slope of window	Direction mode
			[m]	[m]	[m]	[m]	[°]	[°]	
G	258.243	592.643	-3,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
H	258.250	593.046	0,5	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
I	258.288	593.033	0,3	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
J	263.069	590.431	-0,2	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
K	263.038	590.497	0,3	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
L	263.329	591.383	-2,9	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
M	263.327	591.364	-2,3	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
N	263.394	591.449	-0,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
O	263.090	590.743	-4,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
P	263.489	591.498	1,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
Q	263.592	591.643	-1,3	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
R	263.600	591.669	-1,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
S	264.055	591.610	-2,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
T	264.202	591.510	-0,8	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
U	263.809	590.805	-2,9	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
V	262.933	589.735	0,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
W	262.833	589.625	-3,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
X	262.855	589.564	-3,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
Y	257.953	593.297	-2,3	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
Z	258.006	593.293	-1,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AA	258.092	593.321	-1,5	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AB	258.122	593.378	-1,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AC	258.196	593.433	-0,7	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AD	258.231	593.440	0,2	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AE	258.225	593.500	0,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AF	258.225	593.544	-0,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AG	258.215	593.568	1,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AH	258.215	593.601	1,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AI	258.272	593.616	-1,6	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AJ	258.276	593.673	0,5	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AK	258.042	593.730	0,4	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AL	258.040	593.779	0,9	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AM	258.013	593.796	0,3	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AN	258.012	593.844	-1,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AO	257.895	593.881	-1,4	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AP	257.861	593.938	0,8	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AQ	257.799	594.077	0,6	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"

Calculation Results

Shadow receptor

No.	Shadow, worst case			Shadow, expected values	
	Shadow hours per year [h/year]	Shadow days per year [days/year]	Max shadow hours per day [h/day]	Shadow hours per year [h/year]	Shadow hours per year [h/year]
A	9:26	32	0:25	1:34	
B	9:16	32	0:25	1:33	
C	0:00	0	0:00	0:00	
D	0:00	0	0:00	0:00	
E	28:15	108	0:25	6:52	
F	13:42	58	0:22	3:28	
G	23:17	80	0:27	5:26	
H	17:32	62	0:27	3:27	
I	19:32	64	0:28	3:54	
J	13:47	40	0:28	3:03	
K	14:30	40	0:29	3:17	
L	60:34	130	0:41	12:47	
M	59:09	126	0:38	12:26	
N	37:16	87	0:46	8:01	
O	43:18	101	0:33	8:57	
P	22:30	69	0:31	4:52	
Q	31:16	87	0:29	6:34	
R	37:52	95	0:32	7:56	
S	0:00	0	0:00	0:00	

To be continued on next page...

SHADOW - Main Result

Calculation: Copy of ss scenario 1

...continued from previous page

No.	Shadow, worst case		Shadow, expected values	
	Shadow hours per year [h/year]	Shadow days per year [days/year]	Max shadow hours per day [h/day]	Shadow hours per year [h/year]
T	0:00	0	0:00	0:00
U	0:00	0	0:00	0:00
V	0:00	0	0:00	0:00
W	0:00	0	0:00	0:00
X	0:00	0	0:00	0:00
Y	0:00	0	0:00	0:00
Z	5:28	25	0:21	0:58
AA	6:52	28	0:23	1:12
AB	7:06	28	0:22	1:14
AC	8:22	30	0:24	1:25
AD	9:04	32	0:25	1:32
AE	8:37	31	0:25	1:25
AF	8:24	31	0:24	1:23
AG	8:00	31	0:24	1:19
AH	7:52	30	0:23	1:16
AI	9:16	34	0:24	1:26
AJ	8:50	33	0:24	1:16
AK	0:00	0	0:00	0:00
AL	0:00	0	0:00	0:00
AM	0:00	0	0:00	0:00
AN	0:00	0	0:00	0:00
AO	0:00	0	0:00	0:00
AP	0:00	0	0:00	0:00
AQ	0:00	0	0:00	0:00

Total amount of flickering on the shadow receptors caused by each WTG

No.	Name	Worst case [h/year]	Expected [h/year]
1	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (101)	0:00	0:00
2	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (102)	0:00	0:00
3	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (103)	0:00	0:00
4	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (104)	0:00	0:00
5	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (105)	0:00	0:00
6	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (106)	34:17	7:31
7	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (107)	46:46	9:37
8	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (108)	0:00	0:00
9	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (109)	0:00	0:00
10	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (110)	0:00	0:00
11	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (111)	0:00	0:00
12	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (112)	0:00	0:00
13	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (113)	0:00	0:00
14	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (114)	20:49	4:03
15	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (115)	0:00	0:00
16	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (116)	94:46	19:38
17	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (117)	0:00	0:00
18	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (118)	0:00	0:00
19	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (119)	0:00	0:00
20	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (120)	0:00	0:00
21	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (121)	0:00	0:00
22	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (122)	0:00	0:00
23	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (123)	29:18	5:57
24	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (124)	18:24	4:02
25	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (125)	101:26	21:49

Total times in Receptor wise and WTG wise tables can differ, as a WTG can lead to flicker at 2 or more receptors simultaneously and/or receptors may receive flicker from 2 or more WTGs simultaneously.

SHADOW - Main Result

Calculation: Copy of ss scenario 2

Assumptions for shadow calculations

Maximum distance for influence 1. WTG distance circle radius
Minimum sun height over horizon for influence 5 °
Day step for calculation 1 days
Time step for calculation 1 minutes

Sunshine probability S/S0 (Sun hours/Possible sun hours) []
Jan Feb Mar Apr May Jun Jul Aug Sep Oct Nov Dec
0,21 0,29 0,33 0,42 0,43 0,37 0,39 0,40 0,37 0,33 0,23 0,20

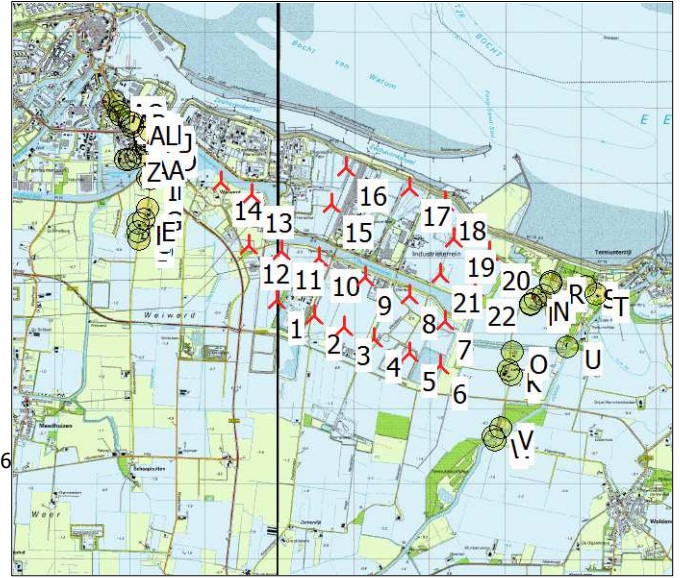
Operational time
N NNE ENE E ESE SSE S SSW WSW W WNW NNW Sum
357 435 546 698 554 436 787 1.315 1.180 797 537 445 8.087
Idle start wind speed: Cut in wind speed from power curve

A ZVI (Zones of Visual Influence) calculation is performed before flicker calculation so non visible WTG do not contribute to calculated flicker values. A WTG will be visible if it is visible from any part of the receiver window. The ZVI calculation is based on the following assumptions:
Height contours used: Elevation Grid Data Object: 714041_EMDGrid_0.wpg (6)
Obstacles used in calculation
Eye height: 1,5 m
Grid resolution: 10,0 m

All coordinates are in
Dutch Stereo-RD/NAP 2000

WTGs

X (east)	Y (north)	Z [m]	Row data/Description	WTG type			Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Shadow data	
				Valid	Manufact.	Type-generator				Calculation distance [m]	RPM [RPM]
1	259.959	591.429	-3,6 VESTAS V112-3.3 Gridstre...	Yes	VESTAS	V112-3.3 Gridstreame-3.300	3.300	112,0	145,0	1.344	13,1
2	260.460	591.229	-3,8 VESTAS V112-3.3 Gridstre...	Yes	VESTAS	V112-3.3 Gridstreame-3.300	3.300	112,0	145,0	1.344	13,1
3	260.856	591.076	-3,0 VESTAS V112-3.3 Gridstre...	Yes	VESTAS	V112-3.3 Gridstreame-3.300	3.300	112,0	145,0	1.344	13,1
4	261.251	590.922	-2,5 VESTAS V112-3.3 Gridstre...	Yes	VESTAS	V112-3.3 Gridstreame-3.300	3.300	112,0	145,0	1.344	13,1
5	261.714	590.730	-1,9 VESTAS V112-3.3 Gridstre...	Yes	VESTAS	V112-3.3 Gridstreame-3.300	3.300	112,0	145,0	1.344	13,1
6	262.133	590.563	-3,0 VESTAS V112-3.3 Gridstre...	Yes	VESTAS	V112-3.3 Gridstreame-3.300	3.300	112,0	145,0	1.344	13,1
7	262.198	591.151	-6,0 VESTAS V112-3.3 Gridstre...	Yes	VESTAS	V112-3.3 Gridstreame-3.300	3.300	112,0	145,0	1.344	13,1
8	261.721	591.497	-2,6 VESTAS V112-3.3 Gridstre...	Yes	VESTAS	V112-3.3 Gridstreame-3.300	3.300	112,0	145,0	1.344	13,1
9	261.134	591.742	-2,1 VESTAS V112-3.3 Gridstre...	Yes	VESTAS	V112-3.3 Gridstreame-3.300	3.300	112,0	145,0	1.344	13,1
10	260.521	591.987	-3,2 VESTAS V112-3.3 Gridstre...	Yes	VESTAS	V112-3.3 Gridstreame-3.300	3.300	112,0	145,0	1.344	13,1
11	260.029	592.081	-2,5 VESTAS V112-3.3 Gridstre...	Yes	VESTAS	V112-3.3 Gridstreame-3.300	3.300	112,0	145,0	1.344	13,1
12	259.584	592.156	-2,1 VESTAS V112-3.3 Gridstre...	Yes	VESTAS	V112-3.3 Gridstreame-3.300	3.300	112,0	145,0	1.344	13,1
13	259.621	592.830	-1,0 VESTAS V112-3.3 Gridstre...	Yes	VESTAS	V112-3.3 Gridstreame-3.300	3.300	112,0	145,0	1.344	13,1
14	259.213	592.999	-5,6 VESTAS V112-3.3 Gridstre...	Yes	VESTAS	V112-3.3 Gridstreame-3.300	3.300	112,0	145,0	1.344	13,1
15	260.685	592.710	-5,3 VESTAS V112-3.3 Gridstre...	Yes	VESTAS	V112-3.3 Gridstreame-3.300	3.300	112,0	145,0	1.344	13,1
16	260.881	593.156	-1,0 VESTAS V112-3.3 Gridstre...	Yes	VESTAS	V112-3.3 Gridstreame-3.300	3.300	112,0	145,0	1.344	13,1
17	261.724	592.920	-0,3 VESTAS V112-3.3 Gridstre...	Yes	VESTAS	V112-3.3 Gridstreame-3.300	3.300	112,0	145,0	1.344	13,1
18	262.188	592.731	-1,0 VESTAS V112-3.3 Gridstre...	Yes	VESTAS	V112-3.3 Gridstreame-3.300	3.300	112,0	145,0	1.344	13,1
19	262.310	592.247	-1,0 VESTAS V112-3.3 Gridstre...	Yes	VESTAS	V112-3.3 Gridstreame-3.300	3.300	112,0	145,0	1.344	13,1
20	262.776	592.064	-2,8 VESTAS V112-3.3 Gridstre...	Yes	VESTAS	V112-3.3 Gridstreame-3.300	3.300	112,0	145,0	1.344	13,1
21	262.133	591.779	-4,0 VESTAS V112-3.3 Gridstre...	Yes	VESTAS	V112-3.3 Gridstreame-3.300	3.300	112,0	145,0	1.344	13,1
22	262.592	591.601	-2,9 VESTAS V112-3.3 Gridstre...	Yes	VESTAS	V112-3.3 Gridstreame-3.300	3.300	112,0	145,0	1.344	13,1



Scale 1:100.000
New WTG
Shadow receptor

Shadow receptor-Input

No.	X (east)	Y (north)	Z	Width	Height	Height a.g.l.	Degrees from south cw	Slope of window	Direction mode
	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[°]	[°]	
A	258.252	593.477	0,2	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
B	258.244	593.463	0,5	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
C	258.115	592.341	-1,2	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
D	258.139	592.234	-3,2	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
E	258.202	592.502	-1,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
F	258.122	592.454	1,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
G	258.243	592.643	-3,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
H	258.250	593.046	0,5	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
I	258.288	593.033	0,3	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"

To be continued on next page...

SHADOW - Main Result

Calculation: Copy of ss scenario 2

...continued from previous page

No.	X (east)	Y (north)	Z	Width	Height	Height a.g.l.	Degrees from south cw	Slope of window	Direction mode
			[m]	[m]	[m]	[m]	[°]	[°]	
J	263.069	590.431	-0,2	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
K	263.038	590.497	0,3	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
L	263.329	591.383	-2,9	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
M	263.327	591.364	-2,3	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
N	263.394	591.449	-0,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
O	263.090	590.743	-4,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
P	263.489	591.498	1,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
Q	263.592	591.643	-1,3	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
R	263.600	591.669	-1,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
S	264.055	591.610	-2,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
T	264.202	591.510	-0,8	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
U	263.809	590.805	-2,9	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
V	262.933	589.735	0,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
W	262.833	589.625	-3,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
X	262.855	589.564	-3,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
Y	257.953	593.297	-2,3	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
Z	258.006	593.293	-1,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AA	258.092	593.321	-1,5	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AB	258.122	593.378	-1,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AC	258.196	593.433	-0,7	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AD	258.231	593.440	0,2	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AE	258.225	593.500	0,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AF	258.225	593.544	-0,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AG	258.215	593.568	1,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AH	258.215	593.601	1,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AI	258.272	593.616	-1,6	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AJ	258.276	593.673	0,5	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AK	258.042	593.730	0,4	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AL	258.040	593.779	0,9	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AM	258.013	593.796	0,3	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AN	258.012	593.844	-1,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AO	257.895	593.881	-1,4	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AP	257.861	593.938	0,8	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AQ	257.799	594.077	0,6	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"

Calculation Results

Shadow receptor

No.	Shadow, worst case			Shadow, expected values
	Shadow hours per year [h/year]	Shadow days per year [days/year]	Max shadow hours per day [h/day]	Shadow hours per year [h/year]
A	10:41	35	0:26	1:46
B	10:33	34	0:26	1:45
C	18:49	64	0:23	4:36
D	3:24	31	0:09	0:49
E	21:42	75	0:26	5:28
F	15:21	58	0:24	3:55
G	17:42	52	0:28	4:26
H	13:03	36	0:28	2:43
I	14:33	39	0:30	3:05
J	16:18	42	0:30	3:37
K	16:49	42	0:31	3:49
L	54:36	127	0:46	11:43
M	60:03	133	0:43	12:46
N	36:35	82	0:50	7:56
O	47:08	115	0:31	9:51
P	22:33	69	0:31	4:59
Q	41:19	99	0:33	8:41
R	46:13	107	0:33	9:43
S	0:00	0	0:00	0:00
T	0:00	0	0:00	0:00
U	0:00	0	0:00	0:00
V	0:00	0	0:00	0:00

To be continued on next page...

SHADOW - Main Result

Calculation: Copy of ss scenario 2

...continued from previous page

No.	Shadow, worst case		Shadow, expected values	
	Shadow hours per year [h/year]	Shadow days per year [days/year]	Max shadow hours per day [h/day]	Shadow hours per year [h/year]
W	0:00	0	0:00	0:00
X	0:00	0	0:00	0:00
Y	5:41	25	0:21	1:00
Z	6:23	27	0:22	1:08
AA	7:53	29	0:24	1:23
AB	8:14	30	0:24	1:26
AC	9:36	32	0:25	1:37
AD	10:20	34	0:26	1:44
AE	9:49	34	0:25	1:37
AF	9:42	34	0:25	1:35
AG	9:11	33	0:25	1:30
AH	9:03	32	0:25	1:27
AI	10:36	36	0:25	1:38
AJ	10:17	36	0:25	1:28
AK	0:00	0	0:00	0:00
AL	0:00	0	0:00	0:00
AM	0:00	0	0:00	0:00
AN	0:00	0	0:00	0:00
AO	0:00	0	0:00	0:00
AP	0:00	0	0:00	0:00
AQ	0:00	0	0:00	0:00

Total amount of flickering on the shadow receptors caused by each WTG

No.	Name	Worst case [h/year]	Expected [h/year]
1	VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 201,0 m) (126)	0:00	0:00
2	VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 201,0 m) (127)	0:00	0:00
3	VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 201,0 m) (128)	0:00	0:00
4	VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 201,0 m) (129)	0:00	0:00
5	VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 201,0 m) (130)	0:00	0:00
6	VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 201,0 m) (131)	39:49	8:45
7	VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 201,0 m) (132)	47:06	9:48
8	VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 201,0 m) (133)	0:00	0:00
9	VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 201,0 m) (134)	0:00	0:00
10	VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 201,0 m) (135)	0:00	0:00
11	VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 201,0 m) (136)	0:00	0:00
12	VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 201,0 m) (137)	0:00	0:00
13	VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 201,0 m) (138)	0:00	0:00
14	VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 201,0 m) (139)	120:50	25:31
15	VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 201,0 m) (140)	0:00	0:00
16	VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 201,0 m) (141)	0:00	0:00
17	VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 201,0 m) (142)	0:00	0:00
18	VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 201,0 m) (143)	0:00	0:00
19	VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 201,0 m) (144)	0:00	0:00
20	VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 201,0 m) (145)	38:41	7:58
21	VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 201,0 m) (146)	16:48	3:40
22	VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 201,0 m) (147)	98:36	21:23

Total times in Receptor wise and WTG wise tables can differ, as a WTG can lead to flicker at 2 or more receptors simultaneously and/or receptors may receive flicker from 2 or more WTGs simultaneously.

SHADOW - Main Result

Calculation: Copy of ss scenario 3

Assumptions for shadow calculations

Maximum distance for influence 1. WTG distance circle radius
Minimum sun height over horizon for influence 5 °
Day step for calculation 1 days
Time step for calculation 1 minutes

Sunshine probability S/S0 (Sun hours/Possible sun hours) []
Jan Feb Mar Apr May Jun Jul Aug Sep Oct Nov Dec
0,21 0,29 0,33 0,42 0,43 0,37 0,39 0,40 0,37 0,33 0,23 0,20

Operational time
N NNE ENE E ESE SSE S SSW WSW W WNW NNW Sum
357 435 546 698 554 436 787 1.315 1.180 797 537 445 8.087
Idle start wind speed: Cut in wind speed from power curve

A ZVI (Zones of Visual Influence) calculation is performed before flicker calculation so non visible WTG do not contribute to calculated flicker values. A WTG will be visible if it is visible from any part of the receiver window. The ZVI calculation is based on the following assumptions:
Height contours used: Elevation Grid Data Object: 714041_EMDGrid_0.wpg (6
Obstacles used in calculation
Eye height: 1,5 m
Grid resolution: 10,0 m

All coordinates are in
Dutch Stereo-RD/NAP 2000

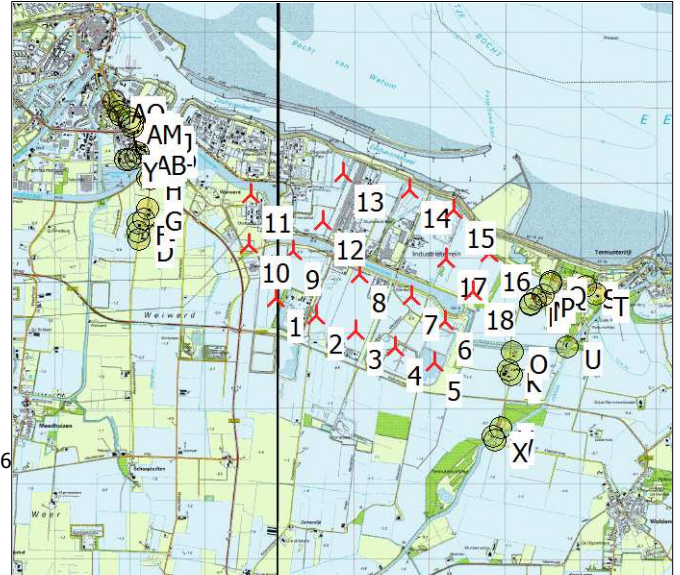
WTGs

X (east)	Y (north)	Z [m]	Row data/Description	WTG type				Shadow data			
				Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Calculation distance [m]	RPM [RPM]
1	259.947	591.451	-3,6 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! ... Yes	Yes	NORDEX	N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	1.572	10,3
2	260.484	591.233	-4,6 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! ... Yes	Yes	NORDEX	N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	1.572	10,3
3	261.011	591.019	-0,5 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! ... Yes	Yes	NORDEX	N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	1.572	10,3
4	261.526	590.802	-2,9 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! ... Yes	Yes	NORDEX	N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	1.572	10,3
5	262.046	590.599	-3,0 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! ... Yes	Yes	NORDEX	N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	1.572	10,3
6	262.190	591.144	-5,6 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! ... Yes	Yes	NORDEX	N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	1.572	10,3
7	261.741	591.483	-2,2 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! ... Yes	Yes	NORDEX	N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	1.572	10,3
8	261.052	591.780	-4,5 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! ... Yes	Yes	NORDEX	N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	1.572	10,3
9	260.181	592.081	-4,1 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! ... Yes	Yes	NORDEX	N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	1.572	10,3
10	259.585	592.166	-2,1 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! ... Yes	Yes	NORDEX	N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	1.572	10,3
11	259.616	592.832	-1,1 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! ... Yes	Yes	NORDEX	N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	1.572	10,3
12	260.577	592.475	-5,2 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! ... Yes	Yes	NORDEX	N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	1.572	10,3
13	260.839	593.122	-1,1 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! ... Yes	Yes	NORDEX	N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	1.572	10,3
14	261.722	592.893	-0,9 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! ... Yes	Yes	NORDEX	N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	1.572	10,3
15	262.307	592.636	-1,9 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! ... Yes	Yes	NORDEX	N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	1.572	10,3
16	262.775	592.062	-2,8 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! ... Yes	Yes	NORDEX	N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	1.572	10,3
17	262.206	591.985	-3,6 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! ... Yes	Yes	NORDEX	N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	1.572	10,3
18	262.568	591.542	-3,6 NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! ... Yes	Yes	NORDEX	N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	1.572	10,3

Shadow receptor-Input

No.	X (east)	Y (north)	Z	Width	Height	Height a.g.l.	Degrees from south cw	Slope of window	Direction mode
			[m]	[m]	[m]	[m]	[°]	[°]	
A	258.252	593.477	0,2	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
B	258.244	593.463	0,5	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
C	258.115	592.341	-1,2	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
D	258.139	592.234	-3,2	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
E	258.202	592.502	-1,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
F	258.122	592.454	1,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
G	258.243	592.643	-3,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
H	258.250	593.046	0,5	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
I	258.288	593.033	0,3	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
J	263.069	590.431	-0,2	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
K	263.038	590.497	0,3	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
L	263.329	591.383	-2,9	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
M	263.327	591.364	-2,3	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"

To be continued on next page...



Scale 1:100.000
New WTG
Shadow receptor

SHADOW - Main Result

Calculation: Copy of ss scenario 3

...continued from previous page

No.	X (east)	Y (north)	Z	Width	Height	Height a.g.l.	Degrees from south cw	Slope of window	Direction mode
			[m]	[m]	[m]	[m]	[°]	[°]	
N	263.394	591.449	-0,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
O	263.090	590.743	-4,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
P	263.489	591.498	1,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
Q	263.592	591.643	-1,3	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
R	263.600	591.669	-1,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
S	264.055	591.610	-2,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
T	264.202	591.510	-0,8	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
U	263.809	590.805	-2,9	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
V	262.933	589.735	0,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
W	262.833	589.625	-3,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
X	262.855	589.564	-3,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
Y	257.953	593.297	-2,3	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
Z	258.006	593.293	-1,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AA	258.092	593.321	-1,5	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AB	258.122	593.378	-1,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AC	258.196	593.433	-0,7	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AD	258.231	593.440	0,2	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AE	258.225	593.500	0,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AF	258.225	593.544	-0,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AG	258.215	593.568	1,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AH	258.215	593.601	1,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AI	258.272	593.616	-1,6	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AJ	258.276	593.673	0,5	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AK	258.042	593.730	0,4	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AL	258.040	593.779	0,9	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AM	258.013	593.796	0,3	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AN	258.012	593.844	-1,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AO	257.895	593.881	-1,4	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AP	257.861	593.938	0,8	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AQ	257.799	594.077	0,6	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"

Calculation Results

Shadow receptor

No.	Shadow, worst case			Shadow, expected values
	Shadow hours per year [h/year]	Shadow days per year [days/year]	Max shadow hours per day [h/day]	Shadow hours per year [h/year]
A	4:42	23	0:19	0:46
B	4:37	24	0:19	0:45
C	4:37	24	0:19	0:53
D	5:13	25	0:20	1:02
E	11:28	53	0:21	2:25
F	9:01	49	0:19	1:55
G	12:29	55	0:22	2:36
H	5:55	27	0:21	1:06
I	11:13	52	0:23	1:54
J	16:59	46	0:32	3:44
K	21:59	46	0:43	4:54
L	77:08	186	0:42	16:18
M	77:04	182	0:42	16:18
N	53:13	149	0:39	11:41
O	70:46	139	0:49	14:49
P	36:10	115	0:35	8:02
Q	61:00	161	0:38	12:46
R	65:55	168	0:38	13:48
S	14:28	64	0:23	3:10
T	6:26	33	0:18	1:24
U	10:36	50	0:18	2:06
V	0:00	0	0:00	0:00
W	0:00	0	0:00	0:00
X	0:00	0	0:00	0:00
Y	0:00	0	0:00	0:00
Z	0:00	0	0:00	0:00

To be continued on next page...

SHADOW - Main Result

Calculation: Copy of ss scenario 3

...continued from previous page

No.	Shadow, worst case		Shadow, expected values	
	Shadow hours per year [h/year]	Shadow days per year [days/year]	Max shadow hours per day [h/day]	Shadow hours per year [h/year]
AA	0:00	0	0:00	0:00
AB	0:00	0	0:00	0:00
AC	4:13	22	0:18	0:42
AD	4:35	24	0:19	0:45
AE	4:18	23	0:18	0:42
AF	4:12	22	0:18	0:41
AG	0:00	0	0:00	0:00
AH	0:00	0	0:00	0:00
AI	4:36	24	0:18	0:44
AJ	0:00	0	0:00	0:00
AK	0:00	0	0:00	0:00
AL	0:00	0	0:00	0:00
AM	0:00	0	0:00	0:00
AN	0:00	0	0:00	0:00
AO	0:00	0	0:00	0:00
AP	0:00	0	0:00	0:00
AQ	0:00	0	0:00	0:00

Total amount of flickering on the shadow receptors caused by each WTG

No.	Name	Worst case [h/year]	Expected [h/year]
1	NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (148)	0:00	0:00
2	NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (149)	0:00	0:00
3	NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (150)	0:00	0:00
4	NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (151)	8:23	1:50
5	NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (152)	45:44	9:54
6	NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (153)	60:36	12:36
7	NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (154)	15:08	3:04
8	NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (155)	0:00	0:00
9	NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (156)	0:00	0:00
10	NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (157)	26:20	4:40
11	NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (158)	32:10	6:30
12	NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (159)	0:00	0:00
13	NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (160)	0:00	0:00
14	NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (161)	0:00	0:00
15	NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (162)	0:00	0:00
16	NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (163)	55:02	11:30
17	NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (164)	48:06	10:07
18	NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (165)	102:58	22:23

Total times in Receptor wise and WTG wise tables can differ, as a WTG can lead to flicker at 2 or more receptors simultaneously and/or receptors may receive flicker from 2 or more WTGs simultaneously.

SHADOW - Main Result

Calculation: Copy of ss scenario 1 + autonom

Assumptions for shadow calculations

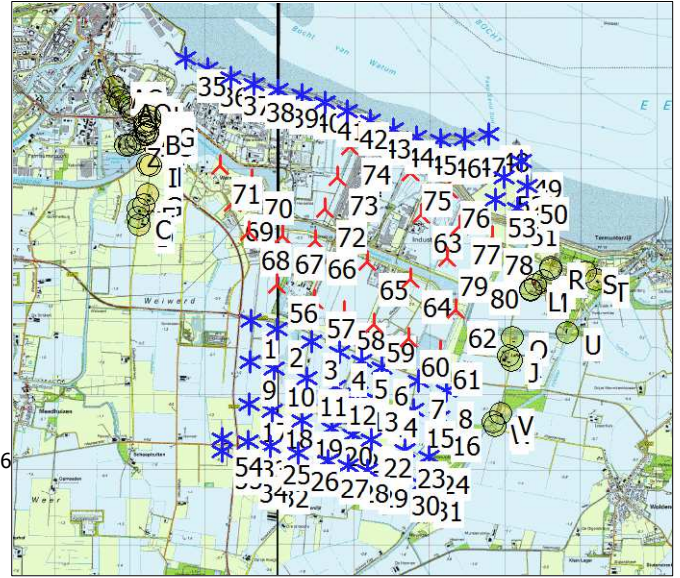
Maximum distance for influence 1. WTG distance circle radius
Minimum sun height over horizon for influence 5 °
Day step for calculation 1 days
Time step for calculation 1 minutes

Sunshine probability S/S0 (Sun hours/Possible sun hours) []
Jan Feb Mar Apr May Jun Jul Aug Sep Oct Nov Dec
0,21 0,29 0,33 0,42 0,43 0,37 0,39 0,40 0,37 0,33 0,23 0,20

Operational time
N NNE ENE E ESE SSE S SSW WSW W WNW NNW Sum
357 435 546 698 554 436 787 1.315 1.180 797 537 445 8.087
Idle start wind speed: Cut in wind speed from power curve

A ZVI (Zones of Visual Influence) calculation is performed before flicker calculation so non visible WTG do not contribute to calculated flicker values. A WTG will be visible if it is visible from any part of the receiver window. The ZVI calculation is based on the following assumptions:
Height contours used: Elevation Grid Data Object: 714041_EMDGrid_0.wpg (6)
Obstacles used in calculation
Eye height: 1,5 m
Grid resolution: 10,0 m

All coordinates are in
Dutch Stereo-RD/NAP 2000



Scale 1:100.000
New WTG Existing WTG Shadow receptor

WTGs

	X (east)	Y (north)	Z [m]	Row data/Description	WTG type			Shadow data				
					Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Calculation distance [m]	RPM [RPM]
1	259.614	590.976	-4,2	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300... Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
2	259.953	590.853	-5,7	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300... Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
3	260.413	590.686	-3,9	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300... Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
4	260.789	590.549	-3,1	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300... Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
5	261.087	590.441	-4,1	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300... Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
6	261.353	590.343	-4,3	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300... Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
7	261.840	590.166	-3,5	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O!...No	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
8	262.200	590.035	-4,9	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O!...No	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
9	259.601	590.427	-3,5	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300... Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
10	259.923	590.332	-3,8	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300... Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
11	260.358	590.203	-3,3	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300... Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
12	260.740	590.090	-5,0	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300... Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
13	261.031	590.003	-4,3	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300... Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
14	261.292	589.926	-4,0	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300... Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
15	261.765	589.785	-5,5	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O!...No	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
16	262.111	589.683	-4,7	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O!...No	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
17	259.588	589.858	-4,2	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O!...No	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
18	259.891	589.770	-5,9	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O!...No	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
19	260.296	589.652	-6,0	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O!...No	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
20	260.681	589.540	-5,0	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300... Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
21	260.962	589.458	-4,3	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O!...No	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
22	261.213	589.385	-4,1	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300... Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
23	261.660	589.255	-4,0	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300... Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
24	261.980	589.161	-5,0	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300... Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
25	259.864	589.300	-5,1	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O!...No	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
26	260.245	589.206	-4,2	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O!...No	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
27	260.634	589.110	-4,0	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O!...No	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
28	260.909	589.043	-4,0	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O!...No	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
29	261.154	588.983	-5,0	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O!...No	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
30	261.584	588.877	-4,6	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300... Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
31	261.889	588.802	-5,6	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300... Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
32	259.845	588.986	-6,1	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O!...No	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
33	259.576	589.371	-5,6	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300... Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
34	259.568	589.042	-5,4	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300... Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
35	258.748	594.458	0,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
36	259.042	594.322	0,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
37	259.344	594.205	0,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3

To be continued on next page...

SHADOW - Main Result

Calculation: Copy of ss scenario 1 + autonom

...continued from previous page

	X (east)	Y (north)	Z [m]	Row data/Description	WTG type			Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Shadow data	
					Valid	Manufact.	Type-generator				Calculation distance [m]	RPM [RPM]
38	259.655	594.114	0,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
39	259.971	594.042	0,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
40	260.286	593.965	0,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
41	260.596	593.872	0,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
42	260.896	593.750	0,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
43	261.196	593.627	0,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
44	261.497	593.509	0,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
45	261.805	593.407	0,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
46	262.126	593.367	0,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
47	262.450	593.380	0,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
48	262.767	593.448	0,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
49	263.205	593.092	0,6	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
50	263.273	592.764	1,7	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
51	263.154	592.466	1,9	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
52	262.970	592.872	-1,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
53	262.850	592.574	-1,4	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
54	259.231	589.408	-5,1	NORDEX N43 600-125 43.0 !O! ... Yes	Yes	NORDEX	N43-600/125	600	43,0	40,0	516	27,2
55	259.236	589.238	-4,8	NORDEX N43 600-125 43.0 !O! ... Yes	Yes	NORDEX	N43-600/125	600	43,0	40,0	516	27,2
56	259.956	591.447	-3,4	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! ... Yes	Yes	SENVION	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	1.248	13,8
57	260.461	591.242	-4,2	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! ... Yes	Yes	SENVION	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	1.248	13,8
58	260.856	591.082	-3,0	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! ... Yes	Yes	SENVION	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	1.248	13,8
59	261.251	590.922	-2,5	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! ... Yes	Yes	SENVION	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	1.248	13,8
60	261.712	590.735	-1,3	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! ... Yes	Yes	SENVION	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	1.248	13,8
61	262.134	590.566	-3,0	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! ... Yes	Yes	SENVION	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	1.248	13,8
62	262.331	591.115	-3,6	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! ... Yes	Yes	SENVION	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	1.248	13,8
63	261.875	592.379	-0,2	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! ... Yes	Yes	SENVION	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	1.248	13,8
64	261.738	591.521	-2,2	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! ... Yes	Yes	SENVION	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	1.248	13,8
65	261.159	591.755	-2,5	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! ... Yes	Yes	SENVION	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	1.248	13,8
66	260.474	592.030	-6,0	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! ... Yes	Yes	SENVION	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	1.248	13,8
67	260.029	592.098	-2,9	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! ... Yes	Yes	SENVION	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	1.248	13,8
68	259.586	592.150	-2,2	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! ... Yes	Yes	SENVION	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	1.248	13,8
69	259.371	592.531	-0,3	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! ... Yes	Yes	SENVION	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	1.248	13,8
70	259.628	592.835	-1,1	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! ... Yes	Yes	SENVION	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	1.248	13,8
71	259.201	593.023	-3,3	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! ... Yes	Yes	SENVION	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	1.248	13,8
72	260.596	592.455	-6,7	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! ... Yes	Yes	SENVION	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	1.248	13,8
73	260.764	592.870	-2,0	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! ... Yes	Yes	SENVION	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	1.248	13,8
74	260.933	593.286	0,7	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! ... Yes	Yes	SENVION	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	1.248	13,8
75	261.734	592.934	0,4	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! ... Yes	Yes	SENVION	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	1.248	13,8
76	262.239	592.708	-1,0	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! ... Yes	Yes	SENVION	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	1.248	13,8
77	262.384	592.230	0,1	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! ... Yes	Yes	SENVION	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	1.248	13,8
78	262.812	592.085	-2,0	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! ... Yes	Yes	SENVION	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	1.248	13,8
79	262.213	591.807	-3,0	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! ... Yes	Yes	SENVION	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	1.248	13,8
80	262.630	591.634	-3,0	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! ... Yes	Yes	SENVION	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	1.248	13,8

Shadow receptor-Input

No.	X (east)	Y (north)	Z	Width	Height	Height a.g.l.	Degrees from south cw	Slope of window	Direction mode
			[m]	[m]	[m]	[m]	[°]	[°]	
A	258.252	593.477	0,2	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
B	258.244	593.463	0,5	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
C	258.115	592.341	-1,2	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
D	258.139	592.234	-3,2	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
E	258.202	592.502	-1,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
F	258.122	592.454	1,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
G	258.243	592.643	-3,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
H	258.250	593.046	0,5	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
I	258.288	593.033	0,3	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
J	263.069	590.431	-0,2	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
K	263.038	590.497	0,3	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
L	263.329	591.383	-2,9	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
M	263.327	591.364	-2,3	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
N	263.394	591.449	-0,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
O	263.090	590.743	-4,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"

To be continued on next page...

SHADOW - Main Result

Calculation: Copy of ss scenario 1 + autonom

...continued from previous page

No.	X (east)	Y (north)	Z	Width	Height	Height a.g.l.	Degrees from south cw	Slope of window	Direction mode
			[m]	[m]	[m]	[m]	[°]	[°]	
P	263.489	591.498	1,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
Q	263.592	591.643	-1,3	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
R	263.600	591.669	-1,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
S	264.055	591.610	-2,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
T	264.202	591.510	-0,8	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
U	263.809	590.805	-2,9	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
V	262.933	589.735	0,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
W	262.833	589.625	-3,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
X	262.855	589.564	-3,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
Y	257.953	593.297	-2,3	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
Z	258.006	593.293	-1,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AA	258.092	593.321	-1,5	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AB	258.122	593.378	-1,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AC	258.196	593.433	-0,7	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AD	258.231	593.440	0,2	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AE	258.225	593.500	0,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AF	258.225	593.544	-0,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AG	258.215	593.568	1,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AH	258.215	593.601	1,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AI	258.272	593.616	-1,6	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AJ	258.276	593.673	0,5	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AK	258.042	593.730	0,4	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AL	258.040	593.779	0,9	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AM	258.013	593.796	0,3	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AN	258.012	593.844	-1,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AO	257.895	593.881	-1,4	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AP	257.861	593.938	0,8	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AQ	257.799	594.077	0,6	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"

Calculation Results

Shadow receptor

No.	Shadow, worst case		Shadow, expected values	
	Shadow hours per year [h/year]	Shadow days per year [days/year]	Max shadow hours per day [h/day]	Shadow hours per year [h/year]
A	9:26	32	0:25	1:34
B	9:16	32	0:25	1:33
C	0:00	0	0:00	0:00
D	0:00	0	0:00	0:00
E	28:15	108	0:25	6:52
F	13:42	58	0:22	3:28
G	23:17	80	0:27	5:26
H	17:32	62	0:27	3:27
I	19:32	64	0:28	3:54
J	13:47	40	0:28	3:03
K	14:30	40	0:29	3:17
L	60:34	130	0:41	12:47
M	59:09	126	0:38	12:26
N	37:16	87	0:46	8:01
O	43:18	101	0:33	8:57
P	22:30	69	0:31	4:52
Q	31:16	87	0:29	6:34
R	37:52	95	0:32	7:56
S	0:00	0	0:00	0:00
T	0:00	0	0:00	0:00
U	0:00	0	0:00	0:00
V	14:17	64	0:21	3:06
W	12:52	67	0:25	2:46
X	7:58	32	0:23	1:45
Y	0:00	0	0:00	0:00
Z	5:28	25	0:21	0:58
AA	6:52	28	0:23	1:12
AB	7:06	28	0:22	1:14

To be continued on next page...

SHADOW - Main Result

Calculation: Copy of ss scenario 1 + autonom

...continued from previous page

No.	Shadow, worst case		Shadow, expected values	
	Shadow hours per year [h/year]	Shadow days per year [days/year]	Max shadow hours per day [h/day]	Shadow hours per year [h/year]
AC	8:22	30	0:24	1:25
AD	9:04	32	0:25	1:32
AE	8:37	31	0:25	1:25
AF	8:24	31	0:24	1:23
AG	8:00	31	0:24	1:19
AH	7:52	30	0:23	1:16
AI	9:16	34	0:24	1:26
AJ	14:32	67	0:24	2:42
AK	12:58	66	0:18	3:12
AL	8:42	45	0:18	2:14
AM	7:06	39	0:17	1:50
AN	6:52	35	0:18	1:45
AO	9:02	47	0:16	2:11
AP	19:25	69	0:23	4:47
AQ	8:51	38	0:22	2:15

Total amount of flickering on the shadow receptors caused by each WTG

No.	Name	Worst case [h/year]	Expected [h/year]
1	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (35)	0:00	0:00
2	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (36)	0:00	0:00
3	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (37)	0:00	0:00
4	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (38)	0:00	0:00
5	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (39)	0:00	0:00
6	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (40)	0:00	0:00
7	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (41)	0:00	0:00
8	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (42)	13:59	2:58
9	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (43)	0:00	0:00
10	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (44)	0:00	0:00
11	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (45)	0:00	0:00
12	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (46)	0:00	0:00
13	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (47)	0:00	0:00
14	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (48)	0:00	0:00
15	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (49)	0:00	0:00
16	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (50)	19:28	4:16
17	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (51)	0:00	0:00
18	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (52)	0:00	0:00
19	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (53)	0:00	0:00
20	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (54)	0:00	0:00
21	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (55)	0:00	0:00
22	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (56)	0:00	0:00
23	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (57)	0:00	0:00
24	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (58)	0:00	0:00
25	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (59)	0:00	0:00
26	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (60)	0:00	0:00
27	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (61)	0:00	0:00
28	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (62)	0:00	0:00
29	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (63)	0:00	0:00
30	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (64)	0:00	0:00
31	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (65)	0:00	0:00
32	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (66)	0:00	0:00
33	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (67)	0:00	0:00
34	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (68)	0:00	0:00
35	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (71)	30:26	7:33
36	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (72)	22:29	5:39
37	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (73)	5:42	1:28
38	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (74)	0:00	0:00
39	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (75)	0:00	0:00
40	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (76)	0:00	0:00
41	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (77)	0:00	0:00
42	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (78)	0:00	0:00
43	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (79)	0:00	0:00

To be continued on next page...

SHADOW - Main Result

Calculation: Copy of ss scenario 1 + autonom

...continued from previous page

No.	Name	Worst case [h/year]	Expected [h/year]
44	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (80)	0:00	0:00
45	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (81)	0:00	0:00
46	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (82)	0:00	0:00
47	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (83)	0:00	0:00
48	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (84)	0:00	0:00
49	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (85)	0:00	0:00
50	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (86)	0:00	0:00
51	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (87)	0:00	0:00
52	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (88)	0:00	0:00
53	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (89)	0:00	0:00
54	NORDEX N43 600-125 43.0 !O! hub: 40,0 m (TOT: 61,5 m) (90)	0:00	0:00
55	NORDEX N43 600-125 43.0 !O! hub: 40,0 m (TOT: 61,5 m) (91)	0:00	0:00
56	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (101)	0:00	0:00
57	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (102)	0:00	0:00
58	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (103)	0:00	0:00
59	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (104)	0:00	0:00
60	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (105)	0:00	0:00
61	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (106)	34:17	7:31
62	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (107)	46:46	9:37
63	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (108)	0:00	0:00
64	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (109)	0:00	0:00
65	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (110)	0:00	0:00
66	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (111)	0:00	0:00
67	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (112)	0:00	0:00
68	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (113)	0:00	0:00
69	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (114)	20:49	4:03
70	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (115)	0:00	0:00
71	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (116)	94:46	19:38
72	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (117)	0:00	0:00
73	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (118)	0:00	0:00
74	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (119)	0:00	0:00
75	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (120)	0:00	0:00
76	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (121)	0:00	0:00
77	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (122)	0:00	0:00
78	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (123)	29:18	5:57
79	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (124)	18:24	4:02
80	SENVION 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (125)	101:26	21:49

Total times in Receptor wise and WTG wise tables can differ, as a WTG can lead to flicker at 2 or more receptors simultaneously and/or receptors may receive flicker from 2 or more WTGs simultaneously.

SHADOW - Main Result

Calculation: Copy of ss scenario 2 + autonom

Assumptions for shadow calculations

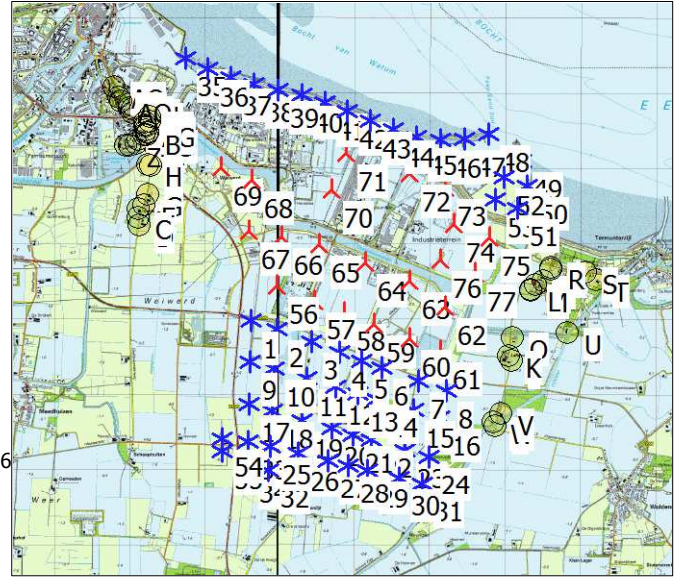
Maximum distance for influence 1. WTG distance circle radius
Minimum sun height over horizon for influence 5 °
Day step for calculation 1 days
Time step for calculation 1 minutes

Sunshine probability S/S0 (Sun hours/Possible sun hours) []
Jan Feb Mar Apr May Jun Jul Aug Sep Oct Nov Dec
0,21 0,29 0,33 0,42 0,43 0,37 0,39 0,40 0,37 0,33 0,23 0,20

Operational time
N NNE ENE E ESE SSE S SSW WSW W WNW NNW Sum
357 435 546 698 554 436 787 1.315 1.180 797 537 445 8.087
Idle start wind speed: Cut in wind speed from power curve

A ZVI (Zones of Visual Influence) calculation is performed before flicker calculation so non visible WTG do not contribute to calculated flicker values. A WTG will be visible if it is visible from any part of the receiver window. The ZVI calculation is based on the following assumptions:
Height contours used: Elevation Grid Data Object: 714041_EMDGrid_0.wpg (6)
Obstacles used in calculation
Eye height: 1,5 m
Grid resolution: 10,0 m

All coordinates are in
Dutch Stereo-RD/NAP 2000



Scale 1:100.000
New WTG Existing WTG Shadow receptor

WTGs

WTG ID	X (east)	Y (north)	Z [m]	Row data/Description	WTG type			Shadow data				
					Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Calculation distance [m]	RPM [RPM]
1	259.614	590.976	-4,2	ENERCON E-70 E4 2,3 M...	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
2	259.953	590.853	-5,7	ENERCON E-70 E4 2,3 M...	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
3	260.413	590.686	-3,9	ENERCON E-70 E4 2,3 M...	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
4	260.789	590.549	-3,1	ENERCON E-70 E4 2,3 M...	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
5	261.087	590.441	-4,1	ENERCON E-70 E4 2,3 M...	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
6	261.353	590.343	-4,3	ENERCON E-70 E4 2,3 M...	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
7	261.840	590.166	-3,5	ENERCON E-70 E4 2000 7...	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
8	262.200	590.035	-4,9	ENERCON E-70 E4 2000 7...	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
9	259.601	590.427	-3,5	ENERCON E-70 E4 2,3 M...	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
10	259.923	590.332	-3,8	ENERCON E-70 E4 2,3 M...	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
11	260.358	590.203	-3,3	ENERCON E-70 E4 2,3 M...	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
12	260.740	590.090	-5,0	ENERCON E-70 E4 2,3 M...	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
13	261.031	590.003	-4,3	ENERCON E-70 E4 2,3 M...	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
14	261.292	589.926	-4,0	ENERCON E-70 E4 2,3 M...	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
15	261.765	589.785	-5,5	ENERCON E-70 E4 2000 7...	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
16	262.111	589.683	-4,7	ENERCON E-70 E4 2000 7...	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
17	259.588	589.858	-4,2	ENERCON E-70 E4 2000 7...	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
18	259.891	589.770	-5,9	ENERCON E-70 E4 2000 7...	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
19	260.296	589.652	-6,0	ENERCON E-70 E4 2000 7...	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
20	260.681	589.540	-5,0	ENERCON E-70 E4 2,3 M...	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
21	260.962	589.458	-4,3	ENERCON E-70 E4 2000 7...	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
22	261.213	589.385	-4,1	ENERCON E-70 E4 2,3 M...	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
23	261.660	589.255	-4,0	ENERCON E-70 E4 2,3 M...	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
24	261.980	589.161	-5,0	ENERCON E-70 E4 2,3 M...	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
25	259.864	589.300	-5,1	ENERCON E-70 E4 2000 7...	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
26	260.245	589.206	-4,2	ENERCON E-70 E4 2000 7...	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
27	260.634	589.110	-4,0	ENERCON E-70 E4 2000 7...	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
28	260.909	589.043	-4,0	ENERCON E-70 E4 2000 7...	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
29	261.154	588.983	-5,0	ENERCON E-70 E4 2000 7...	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
30	261.584	588.877	-4,6	ENERCON E-70 E4 2,3 M...	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
31	261.889	588.802	-5,6	ENERCON E-70 E4 2,3 M...	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
32	259.845	588.986	-6,1	ENERCON E-70 E4 2000 7...	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
33	259.576	589.371	-5,6	ENERCON E-70 E4 2,3 M...	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
34	259.568	589.042	-5,4	ENERCON E-70 E4 2,3 M...	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
35	258.748	594.458	0,0	NORDEX N100/3300 3300...	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
36	259.042	594.322	0,0	NORDEX N100/3300 3300...	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3

To be continued on next page...

SHADOW - Main Result

Calculation: Copy of ss scenario 2 + autonom

...continued from previous page

	X (east)	Y (north)	Z [m]	Row data/Description	WTG type			Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Shadow data	
					Valid	Manufact.	Type-generator				Calculation distance [m]	RPM [RPM]
37	259.344	594.205	0,0	NORDEX N100/3300 3300...	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
38	259.655	594.114	0,0	NORDEX N100/3300 3300...	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
39	259.971	594.042	0,0	NORDEX N100/3300 3300...	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
40	260.286	593.965	0,0	NORDEX N100/3300 3300...	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
41	260.596	593.872	0,0	NORDEX N100/3300 3300...	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
42	260.896	593.750	0,0	NORDEX N100/3300 3300...	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
43	261.196	593.627	0,0	NORDEX N100/3300 3300...	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
44	261.497	593.509	0,0	NORDEX N100/3300 3300...	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
45	261.805	593.407	0,0	NORDEX N100/3300 3300...	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
46	262.126	593.367	0,0	NORDEX N100/3300 3300...	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
47	262.450	593.380	0,0	NORDEX N100/3300 3300...	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
48	262.767	593.448	0,0	NORDEX N100/3300 3300...	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
49	263.205	593.092	0,6	NORDEX N100/3300 3300...	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
50	263.273	592.764	1,7	NORDEX N100/3300 3300...	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
51	263.154	592.466	1,9	NORDEX N100/3300 3300...	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
52	262.970	592.872	-1,0	NORDEX N100/3300 3300...	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
53	262.850	592.574	-1,4	NORDEX N100/3300 3300...	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
54	259.231	589.408	-5,1	NORDEX N43 600-125 43....	Yes	NORDEX	N43-600/125	600	43,0	40,0	516	27,2
55	259.236	589.238	-4,8	NORDEX N43 600-125 43....	Yes	NORDEX	N43-600/125	600	43,0	40,0	516	27,2
56	259.959	591.429	-3,6	VESTAS V112-3.3 Gridstre...	Yes	VESTAS	V112-3.3 Gridstreame-3.300	3.300	112,0	145,0	1.344	13,1
57	260.460	591.229	-3,8	VESTAS V112-3.3 Gridstre...	Yes	VESTAS	V112-3.3 Gridstreame-3.300	3.300	112,0	145,0	1.344	13,1
58	260.856	591.076	-3,0	VESTAS V112-3.3 Gridstre...	Yes	VESTAS	V112-3.3 Gridstreame-3.300	3.300	112,0	145,0	1.344	13,1
59	261.251	590.922	-2,5	VESTAS V112-3.3 Gridstre...	Yes	VESTAS	V112-3.3 Gridstreame-3.300	3.300	112,0	145,0	1.344	13,1
60	261.714	590.730	-1,9	VESTAS V112-3.3 Gridstre...	Yes	VESTAS	V112-3.3 Gridstreame-3.300	3.300	112,0	145,0	1.344	13,1
61	262.133	590.563	-3,0	VESTAS V112-3.3 Gridstre...	Yes	VESTAS	V112-3.3 Gridstreame-3.300	3.300	112,0	145,0	1.344	13,1
62	262.198	591.151	-6,0	VESTAS V112-3.3 Gridstre...	Yes	VESTAS	V112-3.3 Gridstreame-3.300	3.300	112,0	145,0	1.344	13,1
63	261.721	591.497	-2,6	VESTAS V112-3.3 Gridstre...	Yes	VESTAS	V112-3.3 Gridstreame-3.300	3.300	112,0	145,0	1.344	13,1
64	261.134	591.742	-2,1	VESTAS V112-3.3 Gridstre...	Yes	VESTAS	V112-3.3 Gridstreame-3.300	3.300	112,0	145,0	1.344	13,1
65	260.521	591.987	-3,2	VESTAS V112-3.3 Gridstre...	Yes	VESTAS	V112-3.3 Gridstreame-3.300	3.300	112,0	145,0	1.344	13,1
66	260.029	592.081	-2,5	VESTAS V112-3.3 Gridstre...	Yes	VESTAS	V112-3.3 Gridstreame-3.300	3.300	112,0	145,0	1.344	13,1
67	259.584	592.156	-2,1	VESTAS V112-3.3 Gridstre...	Yes	VESTAS	V112-3.3 Gridstreame-3.300	3.300	112,0	145,0	1.344	13,1
68	259.621	592.830	-1,0	VESTAS V112-3.3 Gridstre...	Yes	VESTAS	V112-3.3 Gridstreame-3.300	3.300	112,0	145,0	1.344	13,1
69	259.213	592.999	-5,6	VESTAS V112-3.3 Gridstre...	Yes	VESTAS	V112-3.3 Gridstreame-3.300	3.300	112,0	145,0	1.344	13,1
70	260.685	592.710	-5,3	VESTAS V112-3.3 Gridstre...	Yes	VESTAS	V112-3.3 Gridstreame-3.300	3.300	112,0	145,0	1.344	13,1
71	260.881	593.196	-1,0	VESTAS V112-3.3 Gridstre...	Yes	VESTAS	V112-3.3 Gridstreame-3.300	3.300	112,0	145,0	1.344	13,1
72	261.724	592.920	-0,3	VESTAS V112-3.3 Gridstre...	Yes	VESTAS	V112-3.3 Gridstreame-3.300	3.300	112,0	145,0	1.344	13,1
73	262.188	592.731	-1,0	VESTAS V112-3.3 Gridstre...	Yes	VESTAS	V112-3.3 Gridstreame-3.300	3.300	112,0	145,0	1.344	13,1
74	262.310	592.247	-1,0	VESTAS V112-3.3 Gridstre...	Yes	VESTAS	V112-3.3 Gridstreame-3.300	3.300	112,0	145,0	1.344	13,1
75	262.776	592.064	-2,8	VESTAS V112-3.3 Gridstre...	Yes	VESTAS	V112-3.3 Gridstreame-3.300	3.300	112,0	145,0	1.344	13,1
76	262.133	591.779	-4,0	VESTAS V112-3.3 Gridstre...	Yes	VESTAS	V112-3.3 Gridstreame-3.300	3.300	112,0	145,0	1.344	13,1
77	262.592	591.601	-2,9	VESTAS V112-3.3 Gridstre...	Yes	VESTAS	V112-3.3 Gridstreame-3.300	3.300	112,0	145,0	1.344	13,1

Shadow receptor-Input

No.	X (east)	Y (north)	Z	Width	Height	Height a.g.l.	Degrees from south cw	Slope of window	Direction mode
	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[°]	[°]	
A	258.252	593.477	0,2	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
B	258.244	593.463	0,5	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
C	258.115	592.341	-1,2	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
D	258.139	592.234	-3,2	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
E	258.202	592.502	-1,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
F	258.122	592.454	1,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
G	258.243	592.643	-3,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
H	258.250	593.046	0,5	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
I	258.288	593.033	0,3	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
J	263.069	590.431	-0,2	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
K	263.038	590.497	0,3	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
L	263.329	591.383	-2,9	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
M	263.327	591.364	-2,3	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
N	263.394	591.449	-0,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
O	263.090	590.743	-4,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
P	263.489	591.498	1,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"

To be continued on next page...

SHADOW - Main Result

Calculation: Copy of ss scenario 2 + autonom

...continued from previous page

No.	X (east)	Y (north)	Z	Width	Height	Height a.g.l.	Degrees from south cw	Slope of window	Direction mode
			[m]	[m]	[m]	[m]	[°]	[°]	
Q	263.592	591.643	-1,3	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
R	263.600	591.669	-1,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
S	264.055	591.610	-2,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
T	264.202	591.510	-0,8	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
U	263.809	590.805	-2,9	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
V	262.933	589.735	0,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
W	262.833	589.625	-3,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
X	262.855	589.564	-3,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
Y	257.953	593.297	-2,3	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
Z	258.006	593.293	-1,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AA	258.092	593.321	-1,5	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AB	258.122	593.378	-1,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AC	258.196	593.433	-0,7	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AD	258.231	593.440	0,2	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AE	258.225	593.500	0,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AF	258.225	593.544	-0,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AG	258.215	593.568	1,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AH	258.215	593.601	1,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AI	258.272	593.616	-1,6	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AJ	258.276	593.673	0,5	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AK	258.042	593.730	0,4	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AL	258.040	593.779	0,9	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AM	258.013	593.796	0,3	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AN	258.012	593.844	-1,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AO	257.895	593.881	-1,4	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AP	257.861	593.938	0,8	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AQ	257.799	594.077	0,6	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"

Calculation Results

Shadow receptor

No.	Shadow, worst case			Shadow, expected values
	Shadow hours per year [h/year]	Shadow days per year [days/year]	Max shadow hours per day [h/day]	Shadow hours per year [h/year]
A	10:41	35	0:26	1:46
B	10:33	34	0:26	1:45
C	18:49	64	0:23	4:36
D	3:24	31	0:09	0:49
E	21:42	75	0:26	5:28
F	15:21	58	0:24	3:55
G	17:42	52	0:28	4:26
H	13:03	36	0:28	2:43
I	14:33	39	0:30	3:05
J	16:18	42	0:30	3:37
K	16:49	42	0:31	3:49
L	54:36	127	0:46	11:43
M	60:03	133	0:43	12:46
N	36:35	82	0:50	7:56
O	47:08	115	0:31	9:51
P	22:33	69	0:31	4:59
Q	41:19	99	0:33	8:41
R	46:13	107	0:33	9:43
S	0:00	0	0:00	0:00
T	0:00	0	0:00	0:00
U	0:00	0	0:00	0:00
V	14:17	64	0:21	3:06
W	12:52	67	0:25	2:46
X	7:58	32	0:23	1:45
Y	5:41	25	0:21	1:00
Z	6:23	27	0:22	1:08
AA	7:53	29	0:24	1:23
AB	8:14	30	0:24	1:26
AC	9:36	32	0:25	1:37

To be continued on next page...

SHADOW - Main Result

Calculation: Copy of ss scenario 2 + autonom

...continued from previous page

No.	Shadow, worst case		Shadow, expected values	
	Shadow hours per year [h/year]	Shadow days per year [days/year]	Max shadow hours per day [h/day]	Shadow hours per year [h/year]
AD	10:20	34	0:26	1:44
AE	9:49	34	0:25	1:37
AF	9:42	34	0:25	1:35
AG	9:11	33	0:25	1:30
AH	9:03	32	0:25	1:27
AI	10:36	36	0:25	1:38
AJ	15:59	70	0:25	2:53
AK	12:58	66	0:18	3:12
AL	8:42	45	0:18	2:14
AM	7:06	39	0:17	1:50
AN	6:52	35	0:18	1:45
AO	9:02	47	0:16	2:11
AP	19:25	69	0:23	4:47
AQ	8:51	38	0:22	2:15

Total amount of flickering on the shadow receptors caused by each WTG

No.	Name	Worst case [h/year]	Expected [h/year]
1	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (35)	0:00	0:00
2	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (36)	0:00	0:00
3	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (37)	0:00	0:00
4	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (38)	0:00	0:00
5	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (39)	0:00	0:00
6	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (40)	0:00	0:00
7	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (41)	0:00	0:00
8	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (42)	13:59	2:58
9	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (43)	0:00	0:00
10	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (44)	0:00	0:00
11	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (45)	0:00	0:00
12	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (46)	0:00	0:00
13	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (47)	0:00	0:00
14	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (48)	0:00	0:00
15	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (49)	0:00	0:00
16	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (50)	19:28	4:16
17	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (51)	0:00	0:00
18	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (52)	0:00	0:00
19	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (53)	0:00	0:00
20	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (54)	0:00	0:00
21	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (55)	0:00	0:00
22	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (56)	0:00	0:00
23	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (57)	0:00	0:00
24	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (58)	0:00	0:00
25	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (59)	0:00	0:00
26	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (60)	0:00	0:00
27	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (61)	0:00	0:00
28	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (62)	0:00	0:00
29	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (63)	0:00	0:00
30	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (64)	0:00	0:00
31	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (65)	0:00	0:00
32	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (66)	0:00	0:00
33	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (67)	0:00	0:00
34	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (68)	0:00	0:00
35	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (71)	30:26	7:33
36	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (72)	22:29	5:39
37	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (73)	5:42	1:28
38	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (74)	0:00	0:00
39	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (75)	0:00	0:00
40	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (76)	0:00	0:00
41	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (77)	0:00	0:00
42	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (78)	0:00	0:00
43	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (79)	0:00	0:00
44	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (80)	0:00	0:00

To be continued on next page...

SHADOW - Main Result

Calculation: Copy of ss scenario 2 + autonom

...continued from previous page

No.	Name	Worst case [h/year]	Expected [h/year]
45	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (81)	0:00	0:00
46	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (82)	0:00	0:00
47	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (83)	0:00	0:00
48	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (84)	0:00	0:00
49	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (85)	0:00	0:00
50	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (86)	0:00	0:00
51	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (87)	0:00	0:00
52	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (88)	0:00	0:00
53	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (89)	0:00	0:00
54	NORDEX N43 600-125 43.0 !O! hub: 40,0 m (TOT: 61,5 m) (90)	0:00	0:00
55	NORDEX N43 600-125 43.0 !O! hub: 40,0 m (TOT: 61,5 m) (91)	0:00	0:00
56	VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 201,0 m) (126)	0:00	0:00
57	VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 201,0 m) (127)	0:00	0:00
58	VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 201,0 m) (128)	0:00	0:00
59	VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 201,0 m) (129)	0:00	0:00
60	VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 201,0 m) (130)	0:00	0:00
61	VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 201,0 m) (131)	39:49	8:45
62	VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 201,0 m) (132)	47:06	9:48
63	VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 201,0 m) (133)	0:00	0:00
64	VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 201,0 m) (134)	0:00	0:00
65	VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 201,0 m) (135)	0:00	0:00
66	VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 201,0 m) (136)	0:00	0:00
67	VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 201,0 m) (137)	0:00	0:00
68	VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 201,0 m) (138)	0:00	0:00
69	VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 201,0 m) (139)	120:50	25:31
70	VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 201,0 m) (140)	0:00	0:00
71	VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 201,0 m) (141)	0:00	0:00
72	VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 201,0 m) (142)	0:00	0:00
73	VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 201,0 m) (143)	0:00	0:00
74	VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 201,0 m) (144)	0:00	0:00
75	VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 201,0 m) (145)	38:41	7:58
76	VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 201,0 m) (146)	16:48	3:40
77	VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 201,0 m) (147)	98:36	21:23

Total times in Receptor wise and WTG wise tables can differ, as a WTG can lead to flicker at 2 or more receptors simultaneously and/or receptors may receive flicker from 2 or more WTGs simultaneously.

SHADOW - Main Result

Calculation: Copy of ss scenario 3 + autonom

Assumptions for shadow calculations

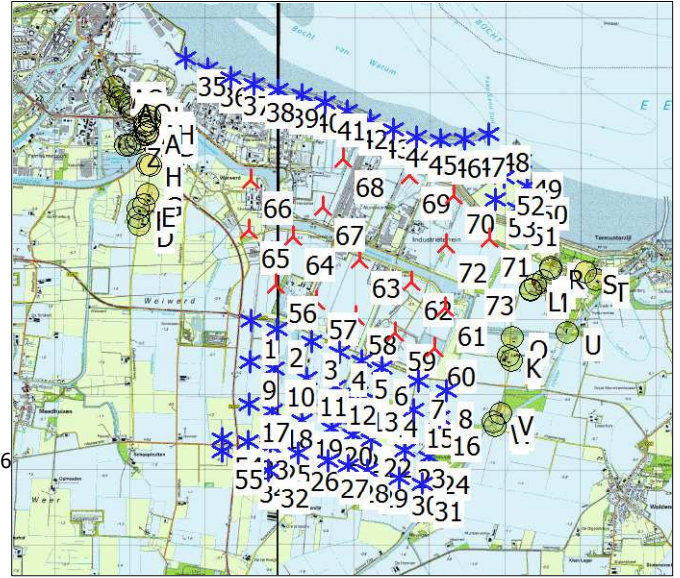
Maximum distance for influence 1. WTG distance circle radius
Minimum sun height over horizon for influence 5 °
Day step for calculation 1 days
Time step for calculation 1 minutes

Sunshine probability S/S0 (Sun hours/Possible sun hours) []
Jan Feb Mar Apr May Jun Jul Aug Sep Oct Nov Dec
0,21 0,29 0,33 0,42 0,43 0,37 0,39 0,40 0,37 0,33 0,23 0,20

Operational time
N NNE ENE E ESE SSE S SSW WSW W WNW NNW Sum
357 435 546 698 554 436 787 1.315 1.180 797 537 445 8.087
Idle start wind speed: Cut in wind speed from power curve

A ZVI (Zones of Visual Influence) calculation is performed before flicker calculation so non visible WTG do not contribute to calculated flicker values. A WTG will be visible if it is visible from any part of the receiver window. The ZVI calculation is based on the following assumptions:
Height contours used: Elevation Grid Data Object: 714041_EMDGrid_0.wpg (6)
Obstacles used in calculation
Eye height: 1,5 m
Grid resolution: 10,0 m

All coordinates are in
Dutch Stereo-RD/NAP 2000



Scale 1:100.000
New WTG Existing WTG Shadow receptor

WTGs

X (east)	Y (north)	Z [m]	Row data/Description	WTG type			Shadow data				
				Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Calculation distance [m]	RPM [RPM]
1	259.614	590.976	-4,2 ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300... Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
2	259.953	590.853	-5,7 ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300... Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
3	260.413	590.686	-3,9 ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300... Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
4	260.789	590.549	-3,1 ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300... Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
5	261.087	590.441	-4,1 ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300... Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
6	261.353	590.343	-4,3 ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300... Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
7	261.840	590.166	-3,5 ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O!...No	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
8	262.200	590.035	-4,9 ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O!...No	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
9	259.601	590.427	-3,5 ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300... Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
10	259.923	590.332	-3,8 ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300... Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
11	260.358	590.203	-3,3 ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300... Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
12	260.740	590.090	-5,0 ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300... Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
13	261.031	590.003	-4,3 ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300... Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
14	261.292	589.926	-4,0 ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300... Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
15	261.765	589.785	-5,5 ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O!...No	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
16	262.111	589.683	-4,7 ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O!...No	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
17	259.588	589.858	-4,2 ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O!...No	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
18	259.891	589.770	-5,9 ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O!...No	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
19	260.296	589.652	-6,0 ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O!...No	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
20	260.681	589.540	-5,0 ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300... Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
21	260.962	589.458	-4,3 ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O!...No	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
22	261.213	589.385	-4,1 ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300... Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
23	261.660	589.255	-4,0 ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300... Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
24	261.980	589.161	-5,0 ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300... Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
25	259.864	589.300	-5,1 ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O!...No	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
26	260.245	589.206	-4,2 ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O!...No	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
27	260.634	589.110	-4,0 ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O!...No	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
28	260.909	589.043	-4,0 ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O!...No	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
29	261.154	588.983	-5,0 ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O!...No	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
30	261.584	588.877	-4,6 ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300... Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
31	261.889	588.802	-5,6 ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300... Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
32	259.845	588.986	-6,1 ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O!...No	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
33	259.576	589.371	-5,6 ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300... Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
34	259.568	589.042	-5,4 ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300... Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
35	258.748	594.458	0,0 NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
36	259.042	594.322	0,0 NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
37	259.344	594.205	0,0 NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3

To be continued on next page...

SHADOW - Main Result

Calculation: Copy of ss scenario 3 + autonom

...continued from previous page

	X (east)	Y (north)	Z [m]	Row data/Description	WTG type			Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Shadow data	
					Valid	Manufact.	Type-generator				Calculation distance [m]	RPM [RPM]
38	259.655	594.114	0,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
39	259.971	594.042	0,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
40	260.286	593.965	0,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
41	260.596	593.872	0,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
42	260.896	593.750	0,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
43	261.196	593.627	0,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
44	261.497	593.509	0,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
45	261.805	593.407	0,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
46	262.126	593.367	0,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
47	262.450	593.380	0,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
48	262.767	593.448	0,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
49	263.205	593.092	0,6	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
50	263.273	592.764	1,7	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
51	263.154	592.466	1,9	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
52	262.970	592.872	-1,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
53	262.850	592.574	-1,4	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
54	259.231	589.408	-5,1	NORDEX N43 600-125 43.0 !O! ... Yes	Yes	NORDEX	N43-600/125	600	43,0	40,0	516	27,2
55	259.236	589.238	-4,8	NORDEX N43 600-125 43.0 !O! ... Yes	Yes	NORDEX	N43-600/125	600	43,0	40,0	516	27,2
56	259.947	591.451	-3,6	NORDEX N131/3000 3000 131.0 ...Yes	Yes	NORDEX	N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	1.572	10,3
57	260.484	591.233	-4,6	NORDEX N131/3000 3000 131.0 ...Yes	Yes	NORDEX	N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	1.572	10,3
58	261.011	591.019	-0,5	NORDEX N131/3000 3000 131.0 ...Yes	Yes	NORDEX	N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	1.572	10,3
59	261.526	590.802	-2,9	NORDEX N131/3000 3000 131.0 ...Yes	Yes	NORDEX	N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	1.572	10,3
60	262.046	590.599	-3,0	NORDEX N131/3000 3000 131.0 ...Yes	Yes	NORDEX	N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	1.572	10,3
61	262.190	591.144	-5,6	NORDEX N131/3000 3000 131.0 ...Yes	Yes	NORDEX	N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	1.572	10,3
62	261.741	591.483	-2,2	NORDEX N131/3000 3000 131.0 ...Yes	Yes	NORDEX	N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	1.572	10,3
63	261.052	591.780	-4,5	NORDEX N131/3000 3000 131.0 ...Yes	Yes	NORDEX	N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	1.572	10,3
64	260.181	592.081	-4,1	NORDEX N131/3000 3000 131.0 ...Yes	Yes	NORDEX	N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	1.572	10,3
65	259.585	592.166	-2,1	NORDEX N131/3000 3000 131.0 ...Yes	Yes	NORDEX	N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	1.572	10,3
66	259.616	592.832	-1,1	NORDEX N131/3000 3000 131.0 ...Yes	Yes	NORDEX	N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	1.572	10,3
67	260.577	592.475	-5,2	NORDEX N131/3000 3000 131.0 ...Yes	Yes	NORDEX	N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	1.572	10,3
68	260.839	593.122	-1,1	NORDEX N131/3000 3000 131.0 ...Yes	Yes	NORDEX	N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	1.572	10,3
69	261.722	592.893	-0,9	NORDEX N131/3000 3000 131.0 ...Yes	Yes	NORDEX	N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	1.572	10,3
70	262.307	592.636	-1,9	NORDEX N131/3000 3000 131.0 ...Yes	Yes	NORDEX	N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	1.572	10,3
71	262.775	592.062	-2,8	NORDEX N131/3000 3000 131.0 ...Yes	Yes	NORDEX	N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	1.572	10,3
72	262.206	591.985	-3,6	NORDEX N131/3000 3000 131.0 ...Yes	Yes	NORDEX	N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	1.572	10,3
73	262.568	591.542	-3,6	NORDEX N131/3000 3000 131.0 ...Yes	Yes	NORDEX	N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	1.572	10,3

Shadow receptor-Input

No.	X (east)	Y (north)	Z	Width	Height	Height a.g.l.	Degrees from south cw	Slope of window	Direction mode
	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[°]	[°]	
A	258.252	593.477	0,2	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
B	258.244	593.463	0,5	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
C	258.115	592.341	-1,2	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
D	258.139	592.234	-3,2	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
E	258.202	592.502	-1,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
F	258.122	592.454	1,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
G	258.243	592.643	-3,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
H	258.250	593.046	0,5	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
I	258.288	593.033	0,3	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
J	263.069	590.431	-0,2	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
K	263.038	590.497	0,3	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
L	263.329	591.383	-2,9	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
M	263.327	591.364	-2,3	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
N	263.394	591.449	-0,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
O	263.090	590.743	-4,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
P	263.489	591.498	1,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
Q	263.592	591.643	-1,3	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
R	263.600	591.669	-1,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
S	264.055	591.610	-2,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
T	264.202	591.510	-0,8	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
U	263.809	590.805	-2,9	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
V	262.933	589.735	0,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"

To be continued on next page...

SHADOW - Main Result

Calculation: Copy of ss scenario 3 + autonom

...continued from previous page

No.	X (east)	Y (north)	Z	Width	Height	Height a.g.l.	Degrees from south cw	Slope of window	Direction mode
			[m]	[m]	[m]	[m]	[°]	[°]	
W	262.833	589.625	-3,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
X	262.855	589.564	-3,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
Y	257.953	593.297	-2,3	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
Z	258.006	593.293	-1,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AA	258.092	593.321	-1,5	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AB	258.122	593.378	-1,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AC	258.196	593.433	-0,7	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AD	258.231	593.440	0,2	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AE	258.225	593.500	0,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AF	258.225	593.544	-0,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AG	258.215	593.568	1,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AH	258.215	593.601	1,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AI	258.272	593.616	-1,6	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AJ	258.276	593.673	0,5	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AK	258.042	593.730	0,4	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AL	258.040	593.779	0,9	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AM	258.013	593.796	0,3	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AN	258.012	593.844	-1,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AO	257.895	593.881	-1,4	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AP	257.861	593.938	0,8	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AQ	257.799	594.077	0,6	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"

Calculation Results

Shadow receptor

No.	Shadow, worst case			Shadow, expected values
	Shadow hours per year [h/year]	Shadow days per year [days/year]	Max shadow hours per day [h/day]	Shadow hours per year [h/year]
A	4:42	23	0:19	0:46
B	4:37	24	0:19	0:45
C	4:37	24	0:19	0:53
D	5:13	25	0:20	1:02
E	11:28	53	0:21	2:25
F	9:01	49	0:19	1:55
G	12:29	55	0:22	2:36
H	5:55	27	0:21	1:06
I	11:13	52	0:23	1:54
J	16:59	46	0:32	3:44
K	21:59	46	0:43	4:54
L	77:08	186	0:42	16:18
M	77:04	182	0:42	16:18
N	53:13	149	0:39	11:41
O	70:46	139	0:49	14:49
P	36:10	115	0:35	8:02
Q	61:00	161	0:38	12:46
R	65:55	168	0:38	13:48
S	14:28	64	0:23	3:10
T	6:26	33	0:18	1:24
U	10:36	50	0:18	2:06
V	14:17	64	0:21	3:06
W	12:52	67	0:25	2:46
X	7:58	32	0:23	1:45
Y	0:00	0	0:00	0:00
Z	0:00	0	0:00	0:00
AA	0:00	0	0:00	0:00
AB	0:00	0	0:00	0:00
AC	4:13	22	0:18	0:42
AD	4:35	24	0:19	0:45
AE	4:18	23	0:18	0:42
AF	4:12	22	0:18	0:41
AG	0:00	0	0:00	0:00
AH	0:00	0	0:00	0:00
AI	4:36	24	0:18	0:44

To be continued on next page...

SHADOW - Main Result

Calculation: Copy of ss scenario 3 + autonom

...continued from previous page

No.	Shadow, worst case		Shadow, expected values	
	Shadow hours per year [h/year]	Shadow days per year [days/year]	Max shadow hours per day [h/day]	Shadow hours per year [h/year]
AJ	5:42	34	0:16	1:28
AK	12:58	66	0:18	3:12
AL	8:42	45	0:18	2:14
AM	7:06	39	0:17	1:50
AN	6:52	35	0:18	1:45
AO	9:02	47	0:16	2:11
AP	19:25	69	0:23	4:47
AQ	8:51	38	0:22	2:15

Total amount of flickering on the shadow receptors caused by each WTG
No. Name

No.	Name	Worst case [h/year]	Expected [h/year]
1	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (35)	0:00	0:00
2	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (36)	0:00	0:00
3	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (37)	0:00	0:00
4	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (38)	0:00	0:00
5	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (39)	0:00	0:00
6	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (40)	0:00	0:00
7	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (41)	0:00	0:00
8	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (42)	13:59	2:58
9	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (43)	0:00	0:00
10	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (44)	0:00	0:00
11	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (45)	0:00	0:00
12	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (46)	0:00	0:00
13	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (47)	0:00	0:00
14	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (48)	0:00	0:00
15	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (49)	0:00	0:00
16	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (50)	19:28	4:16
17	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (51)	0:00	0:00
18	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (52)	0:00	0:00
19	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (53)	0:00	0:00
20	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (54)	0:00	0:00
21	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (55)	0:00	0:00
22	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (56)	0:00	0:00
23	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (57)	0:00	0:00
24	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (58)	0:00	0:00
25	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (59)	0:00	0:00
26	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (60)	0:00	0:00
27	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (61)	0:00	0:00
28	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (62)	0:00	0:00
29	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (63)	0:00	0:00
30	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (64)	0:00	0:00
31	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (65)	0:00	0:00
32	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (66)	0:00	0:00
33	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (67)	0:00	0:00
34	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (68)	0:00	0:00
35	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (71)	30:26	7:33
36	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (72)	22:29	5:39
37	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (73)	5:42	1:28
38	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (74)	0:00	0:00
39	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (75)	0:00	0:00
40	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (76)	0:00	0:00
41	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (77)	0:00	0:00
42	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (78)	0:00	0:00
43	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (79)	0:00	0:00
44	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (80)	0:00	0:00
45	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (81)	0:00	0:00
46	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (82)	0:00	0:00
47	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (83)	0:00	0:00
48	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (84)	0:00	0:00
49	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (85)	0:00	0:00
50	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (86)	0:00	0:00

To be continued on next page...

SHADOW - Main Result

Calculation: Copy of ss scenario 3 + autonom

...continued from previous page

No.	Name	Worst case [h/year]	Expected [h/year]
51	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (87)	0:00	0:00
52	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (88)	0:00	0:00
53	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (89)	0:00	0:00
54	NORDEX N43 600-125 43.0 !O! hub: 40,0 m (TOT: 61,5 m) (90)	0:00	0:00
55	NORDEX N43 600-125 43.0 !O! hub: 40,0 m (TOT: 61,5 m) (91)	0:00	0:00
56	NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (148)	0:00	0:00
57	NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (149)	0:00	0:00
58	NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (150)	0:00	0:00
59	NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (151)	8:23	1:50
60	NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (152)	45:44	9:54
61	NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (153)	60:36	12:36
62	NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (154)	15:08	3:04
63	NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (155)	0:00	0:00
64	NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (156)	0:00	0:00
65	NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (157)	26:20	4:40
66	NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (158)	32:10	6:30
67	NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (159)	0:00	0:00
68	NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (160)	0:00	0:00
69	NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (161)	0:00	0:00
70	NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (162)	0:00	0:00
71	NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (163)	55:02	11:30
72	NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (164)	48:06	10:07
73	NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (165)	102:58	22:23

Total times in Receptor wise and WTG wise tables can differ, as a WTG can lead to flicker at 2 or more receptors simultaneously and/or receptors may receive flicker from 2 or more WTGs simultaneously.

SHADOW - Main Result

Calculation: Copy of ss scenario 3-VKA

Assumptions for shadow calculations

Maximum distance for influence 1. WTG distance circle radius
Minimum sun height over horizon for influence 5 °
Day step for calculation 1 days
Time step for calculation 1 minutes

Sunshine probability S/S0 (Sun hours/Possible sun hours) []
Jan Feb Mar Apr May Jun Jul Aug Sep Oct Nov Dec
0,21 0,29 0,33 0,42 0,43 0,37 0,39 0,40 0,37 0,33 0,23 0,20

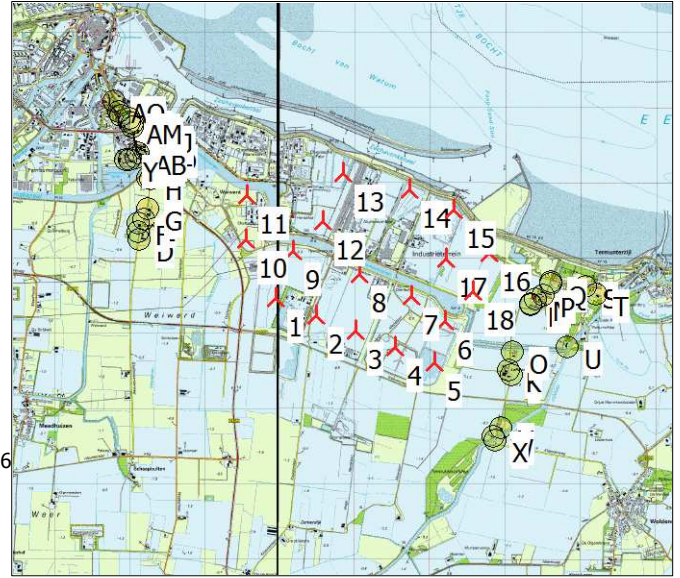
Operational time
N NNE ENE E ESE SSE S SSW WSW W WNW NNW Sum
357 435 546 698 554 436 787 1.315 1.180 797 537 445 8.087
Idle start wind speed: Cut in wind speed from power curve

A ZVI (Zones of Visual Influence) calculation is performed before flicker calculation so non visible WTG do not contribute to calculated flicker values. A WTG will be visible if it is visible from any part of the receiver window. The ZVI calculation is based on the following assumptions:
Height contours used: Elevation Grid Data Object: 714041_EMDGrid_0.wpg (6
Obstacles used in calculation
Eye height: 1,5 m
Grid resolution: 10,0 m

All coordinates are in
Dutch Stereo-RD/NAP 2000

WTGs

	X (east)	Y (north)	Z [m]	Row data/Description	WTG type			Shadow data				
					Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Calculation distance [m]	RPM [RPM]
1	259.947	591.451	-3,6	Pondera H145 R145 4000 145.0 !O! h... Yes	Yes	Pondera	H145 R145-4.000	4.000	145,0	145,0	1.740	0,0
2	260.484	591.233	-4,6	Pondera H145 R145 4000 145.0 !O! h... Yes	Yes	Pondera	H145 R145-4.000	4.000	145,0	145,0	1.740	0,0
3	261.011	591.019	-0,5	Pondera H145 R145 4000 145.0 !O! h... Yes	Yes	Pondera	H145 R145-4.000	4.000	145,0	145,0	1.740	0,0
4	261.526	590.802	-2,9	Pondera H145 R145 4000 145.0 !O! h... Yes	Yes	Pondera	H145 R145-4.000	4.000	145,0	145,0	1.740	0,0
5	262.046	590.599	-3,0	Pondera H145 R145 4000 145.0 !O! h... Yes	Yes	Pondera	H145 R145-4.000	4.000	145,0	145,0	1.740	0,0
6	262.190	591.144	-5,6	Pondera H145 R145 4000 145.0 !O! h... Yes	Yes	Pondera	H145 R145-4.000	4.000	145,0	145,0	1.740	0,0
7	261.741	591.483	-2,2	Pondera H145 R145 4000 145.0 !O! h... Yes	Yes	Pondera	H145 R145-4.000	4.000	145,0	145,0	1.740	0,0
8	261.052	591.780	-4,5	Pondera H145 R145 4000 145.0 !O! h... Yes	Yes	Pondera	H145 R145-4.000	4.000	145,0	145,0	1.740	0,0
9	260.181	592.081	-4,1	Pondera H145 R145 4000 145.0 !O! h... Yes	Yes	Pondera	H145 R145-4.000	4.000	145,0	145,0	1.740	0,0
10	259.555	592.229	-2,9	Pondera H145 R145 4000 145.0 !O! h... Yes	Yes	Pondera	H145 R145-4.000	4.000	145,0	145,0	1.740	0,0
11	259.567	592.826	-2,2	Pondera H145 R145 4000 145.0 !O! h... Yes	Yes	Pondera	H145 R145-4.000	4.000	145,0	145,0	1.740	0,0
12	260.577	592.475	-5,2	Pondera H145 R145 4000 145.0 !O! h... Yes	Yes	Pondera	H145 R145-4.000	4.000	145,0	145,0	1.740	0,0
13	260.839	593.122	-1,1	Pondera H145 R145 4000 145.0 !O! h... Yes	Yes	Pondera	H145 R145-4.000	4.000	145,0	145,0	1.740	0,0
14	261.722	592.893	-0,9	Pondera H145 R145 4000 145.0 !O! h... Yes	Yes	Pondera	H145 R145-4.000	4.000	145,0	145,0	1.740	0,0
15	262.307	592.636	-1,9	Pondera H145 R145 4000 145.0 !O! h... Yes	Yes	Pondera	H145 R145-4.000	4.000	145,0	145,0	1.740	0,0
16	262.775	592.062	-2,8	Pondera H145 R145 4000 145.0 !O! h... Yes	Yes	Pondera	H145 R145-4.000	4.000	145,0	145,0	1.740	0,0
17	262.206	591.985	-3,6	Pondera H145 R145 4000 145.0 !O! h... Yes	Yes	Pondera	H145 R145-4.000	4.000	145,0	145,0	1.740	0,0
18	262.568	591.542	-3,6	Pondera H145 R145 4000 145.0 !O! h... Yes	Yes	Pondera	H145 R145-4.000	4.000	145,0	145,0	1.740	0,0



Scale 1:100.000
New WTG
Shadow receptor

Shadow receptor-Input

No.	X (east)	Y (north)	Z	Width	Height	Height a.g.l.	Degrees from south cw	Slope of window	Direction mode
			[m]	[m]	[m]	[m]	[°]	[°]	
A	258.252	593.477	0,2	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
B	258.244	593.463	0,5	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
C	258.115	592.341	-1,2	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
D	258.139	592.234	-3,2	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
E	258.202	592.502	-1,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
F	258.122	592.454	1,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
G	258.243	592.643	-3,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
H	258.250	593.046	0,5	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
I	258.288	593.033	0,3	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
J	263.069	590.431	-0,2	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
K	263.038	590.497	0,3	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
L	263.329	591.383	-2,9	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
M	263.327	591.364	-2,3	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"

To be continued on next page...

SHADOW - Main Result

Calculation: Copy of ss scenario 3-VKA

...continued from previous page

No.	X (east)	Y (north)	Z	Width	Height	Height a.g.l.	Degrees from south cw	Slope of window	Direction mode
			[m]	[m]	[m]	[m]	[°]	[°]	
N	263.394	591.449	-0,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
O	263.090	590.743	-4,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
P	263.489	591.498	1,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
Q	263.592	591.643	-1,3	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
R	263.600	591.669	-1,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
S	264.055	591.610	-2,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
T	264.202	591.510	-0,8	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
U	263.809	590.805	-2,9	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
V	262.933	589.735	0,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
W	262.833	589.625	-3,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
X	262.855	589.564	-3,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
Y	257.953	593.297	-2,3	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
Z	258.006	593.293	-1,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AA	258.092	593.321	-1,5	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AB	258.122	593.378	-1,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AC	258.196	593.433	-0,7	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AD	258.231	593.440	0,2	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AE	258.225	593.500	0,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AF	258.225	593.544	-0,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AG	258.215	593.568	1,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AH	258.215	593.601	1,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AI	258.272	593.616	-1,6	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AJ	258.276	593.673	0,5	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AK	258.042	593.730	0,4	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AL	258.040	593.779	0,9	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AM	258.013	593.796	0,3	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AN	258.012	593.844	-1,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AO	257.895	593.881	-1,4	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AP	257.861	593.938	0,8	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AQ	257.799	594.077	0,6	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"

Calculation Results

Shadow receptor

No.	Shadow, worst case			Shadow, expected values
	Shadow hours per year [h/year]	Shadow days per year [days/year]	Max shadow hours per day [h/day]	Shadow hours per year [h/year]
A	6:12	27	0:22	1:01
B	6:07	27	0:22	1:00
C	12:36	57	0:21	2:48
D	14:23	64	0:23	3:23
E	15:11	61	0:24	3:15
F	12:07	54	0:21	2:38
G	16:25	61	0:25	3:26
H	13:25	58	0:25	2:19
I	14:45	59	0:25	2:33
J	22:53	50	0:44	5:01
K	25:13	50	0:47	5:37
L	94:50	215	0:47	20:07
M	95:19	213	0:47	20:14
N	71:18	208	0:43	15:35
O	77:16	145	0:52	16:13
P	46:22	149	0:39	10:15
Q	69:31	175	0:42	14:35
R	75:13	181	0:42	15:47
S	17:16	71	0:25	3:47
T	11:35	59	0:20	2:33
U	15:43	76	0:20	3:12
V	0:00	0	0:00	0:00
W	0:00	0	0:00	0:00
X	0:00	0	0:00	0:00
Y	3:22	20	0:16	0:35
Z	3:51	21	0:17	0:40

To be continued on next page...

SHADOW - Main Result

Calculation: Copy of ss scenario 3-VKA

...continued from previous page

No.	Shadow, worst case		Shadow, expected values	
	Shadow hours per year [h/year]	Shadow days per year [days/year]	Max shadow hours per day [h/day]	Shadow hours per year [h/year]
AA	4:44	23	0:19	0:49
AB	4:51	24	0:19	0:49
AC	5:36	26	0:21	0:55
AD	6:03	27	0:21	1:00
AE	5:43	26	0:21	0:56
AF	5:37	26	0:21	0:55
AG	5:15	25	0:20	0:51
AH	5:09	26	0:19	0:50
AI	6:06	28	0:21	0:57
AJ	5:47	28	0:21	0:51
AK	0:00	0	0:00	0:00
AL	0:00	0	0:00	0:00
AM	0:00	0	0:00	0:00
AN	0:00	0	0:00	0:00
AO	0:00	0	0:00	0:00
AP	0:00	0	0:00	0:00
AQ	0:00	0	0:00	0:00

Total amount of flickering on the shadow receptors caused by each WTG

No.	Name	Worst case [h/year]	Expected [h/year]
1	Pondera H145 R145 4000 145.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 217,5 m) (227)	0:00	0:00
2	Pondera H145 R145 4000 145.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 217,5 m) (228)	0:00	0:00
3	Pondera H145 R145 4000 145.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 217,5 m) (229)	0:00	0:00
4	Pondera H145 R145 4000 145.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 217,5 m) (230)	12:20	2:42
5	Pondera H145 R145 4000 145.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 217,5 m) (231)	53:07	11:30
6	Pondera H145 R145 4000 145.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 217,5 m) (232)	71:43	14:56
7	Pondera H145 R145 4000 145.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 217,5 m) (233)	23:41	4:57
8	Pondera H145 R145 4000 145.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 217,5 m) (234)	0:00	0:00
9	Pondera H145 R145 4000 145.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 217,5 m) (235)	0:00	0:00
10	Pondera H145 R145 4000 145.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 217,5 m) (236)	33:27	6:09
11	Pondera H145 R145 4000 145.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 217,5 m) (237)	61:22	12:40
12	Pondera H145 R145 4000 145.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 217,5 m) (238)	0:00	0:00
13	Pondera H145 R145 4000 145.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 217,5 m) (239)	0:00	0:00
14	Pondera H145 R145 4000 145.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 217,5 m) (240)	0:00	0:00
15	Pondera H145 R145 4000 145.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 217,5 m) (241)	0:00	0:00
16	Pondera H145 R145 4000 145.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 217,5 m) (242)	59:31	12:26
17	Pondera H145 R145 4000 145.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 217,5 m) (243)	52:49	11:07
18	Pondera H145 R145 4000 145.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 217,5 m) (244)	116:13	25:14

Total times in Receptor wise and WTG wise tables can differ, as a WTG can lead to flicker at 2 or more receptors simultaneously and/or receptors may receive flicker from 2 or more WTGs simultaneously.

SHADOW - Main Result

Calculation: Copy of ss scenario 3-VKA + autonom

Assumptions for shadow calculations

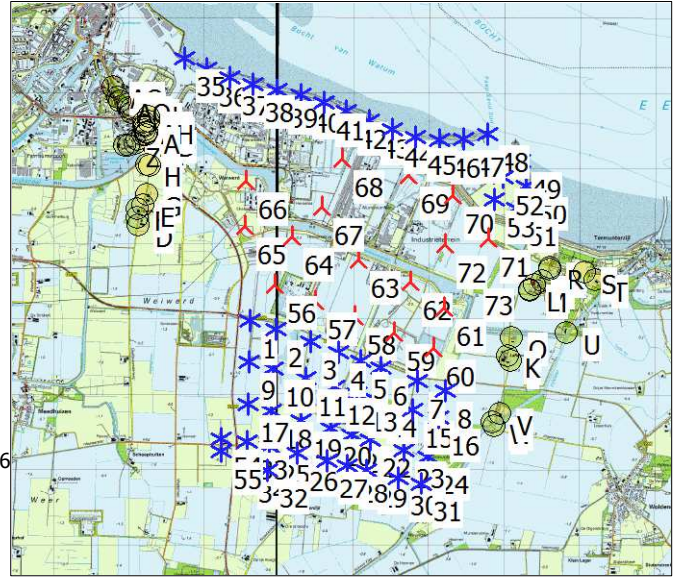
Maximum distance for influence 1. WTG distance circle radius
Minimum sun height over horizon for influence 5 °
Day step for calculation 1 days
Time step for calculation 1 minutes

Sunshine probability S/S0 (Sun hours/Possible sun hours) []
Jan Feb Mar Apr May Jun Jul Aug Sep Oct Nov Dec
0,21 0,29 0,33 0,42 0,43 0,37 0,39 0,40 0,37 0,33 0,23 0,20

Operational time
N NNE ENE E ESE SSE S SSW WSW W WNW NNW Sum
357 435 546 698 554 436 787 1.315 1.180 797 537 445 8.087
Idle start wind speed: Cut in wind speed from power curve

A ZVI (Zones of Visual Influence) calculation is performed before flicker calculation so non visible WTG do not contribute to calculated flicker values. A WTG will be visible if it is visible from any part of the receiver window. The ZVI calculation is based on the following assumptions:
Height contours used: Elevation Grid Data Object: 714041_EMDGrid_0.wpg (6)
Obstacles used in calculation
Eye height: 1,5 m
Grid resolution: 10,0 m

All coordinates are in
Dutch Stereo-RD/NAP 2000



Scale 1:100.000
▲ New WTG ★ Existing WTG ● Shadow receptor

WTGs

	X (east)	Y (north)	Z [m]	Row data/Description	WTG type			Shadow data				
					Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Calculation distance [m]	RPM [RPM]
1	259.614	590.976	-4,2	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300... Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
2	259.953	590.853	-5,7	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300... Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
3	260.413	590.686	-3,9	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300... Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
4	260.789	590.549	-3,1	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300... Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
5	261.087	590.441	-4,1	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300... Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
6	261.353	590.343	-4,3	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300... Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
7	261.840	590.166	-3,5	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O!...No	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
8	262.200	590.035	-4,9	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O!...No	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
9	259.601	590.427	-3,5	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300... Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
10	259.923	590.332	-3,8	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300... Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
11	260.358	590.203	-3,3	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300... Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
12	260.740	590.090	-5,0	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300... Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
13	261.031	590.003	-4,3	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300... Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
14	261.292	589.926	-4,0	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300... Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
15	261.765	589.785	-5,5	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O!...No	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
16	262.111	589.683	-4,7	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O!...No	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
17	259.588	589.858	-4,2	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O!...No	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
18	259.891	589.770	-5,9	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O!...No	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
19	260.296	589.652	-6,0	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O!...No	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
20	260.681	589.540	-5,0	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300... Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
21	260.962	589.458	-4,3	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O!...No	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
22	261.213	589.385	-4,1	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300... Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
23	261.660	589.255	-4,0	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300... Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
24	261.980	589.161	-5,0	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300... Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
25	259.864	589.300	-5,1	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O!...No	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
26	260.245	589.206	-4,2	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O!...No	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
27	260.634	589.110	-4,0	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O!...No	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
28	260.909	589.043	-4,0	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O!...No	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
29	261.154	588.983	-5,0	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O!...No	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
30	261.584	588.877	-4,6	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300... Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
31	261.889	588.802	-5,6	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300... Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
32	259.845	588.986	-6,1	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O!...No	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	852	20,0
33	259.576	589.371	-5,6	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300... Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
34	259.568	589.042	-5,4	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300... Yes	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	852	20,0
35	258.748	594.458	0,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
36	259.042	594.322	0,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
37	259.344	594.205	0,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3

To be continued on next page...

SHADOW - Main Result

Calculation: Copy of ss scenario 3-VKA + autonoom

...continued from previous page

	X (east)	Y (north)	Z	Row data/Description	WTG type			Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Shadow data	
					Valid	Manufact.	Type-generator				Calculation distance [m]	RPM [RPM]
38	259.655	594.114	0,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
39	259.971	594.042	0,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
40	260.286	593.965	0,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
41	260.596	593.872	0,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
42	260.896	593.750	0,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
43	261.196	593.627	0,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
44	261.497	593.509	0,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
45	261.805	593.407	0,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
46	262.126	593.367	0,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
47	262.450	593.380	0,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
48	262.767	593.448	0,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
49	263.205	593.092	0,6	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
50	263.273	592.764	1,7	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
51	263.154	592.466	1,9	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
52	262.970	592.872	-1,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
53	262.850	592.574	-1,4	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !... Yes	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	1.198	14,3
54	259.231	589.408	-5,1	NORDEX N43 600-125 43.0 !O! ... Yes	Yes	NORDEX	N43-600/125	600	43,0	40,0	516	27,2
55	259.236	589.238	-4,8	NORDEX N43 600-125 43.0 !O! ... Yes	Yes	NORDEX	N43-600/125	600	43,0	40,0	516	27,2
56	259.947	591.451	-3,6	Pondera H145 R145 4000 145.0 ... Yes	Yes	Pondera	H145 R145-4.000	4.000	145,0	145,0	1.740	0,0
57	260.484	591.233	-4,6	Pondera H145 R145 4000 145.0 ... Yes	Yes	Pondera	H145 R145-4.000	4.000	145,0	145,0	1.740	0,0
58	261.011	591.019	-0,5	Pondera H145 R145 4000 145.0 ... Yes	Yes	Pondera	H145 R145-4.000	4.000	145,0	145,0	1.740	0,0
59	261.526	590.802	-2,9	Pondera H145 R145 4000 145.0 ... Yes	Yes	Pondera	H145 R145-4.000	4.000	145,0	145,0	1.740	0,0
60	262.046	590.599	-3,0	Pondera H145 R145 4000 145.0 ... Yes	Yes	Pondera	H145 R145-4.000	4.000	145,0	145,0	1.740	0,0
61	262.190	591.144	-5,6	Pondera H145 R145 4000 145.0 ... Yes	Yes	Pondera	H145 R145-4.000	4.000	145,0	145,0	1.740	0,0
62	261.741	591.483	-2,2	Pondera H145 R145 4000 145.0 ... Yes	Yes	Pondera	H145 R145-4.000	4.000	145,0	145,0	1.740	0,0
63	261.052	591.780	-4,5	Pondera H145 R145 4000 145.0 ... Yes	Yes	Pondera	H145 R145-4.000	4.000	145,0	145,0	1.740	0,0
64	260.181	592.081	-4,1	Pondera H145 R145 4000 145.0 ... Yes	Yes	Pondera	H145 R145-4.000	4.000	145,0	145,0	1.740	0,0
65	259.555	592.229	-2,9	Pondera H145 R145 4000 145.0 ... Yes	Yes	Pondera	H145 R145-4.000	4.000	145,0	145,0	1.740	0,0
66	259.567	592.826	-2,1	Pondera H145 R145 4000 145.0 ... Yes	Yes	Pondera	H145 R145-4.000	4.000	145,0	145,0	1.740	0,0
67	260.577	592.475	-5,2	Pondera H145 R145 4000 145.0 ... Yes	Yes	Pondera	H145 R145-4.000	4.000	145,0	145,0	1.740	0,0
68	260.839	593.122	-1,1	Pondera H145 R145 4000 145.0 ... Yes	Yes	Pondera	H145 R145-4.000	4.000	145,0	145,0	1.740	0,0
69	261.722	592.893	-0,9	Pondera H145 R145 4000 145.0 ... Yes	Yes	Pondera	H145 R145-4.000	4.000	145,0	145,0	1.740	0,0
70	262.307	592.636	-1,9	Pondera H145 R145 4000 145.0 ... Yes	Yes	Pondera	H145 R145-4.000	4.000	145,0	145,0	1.740	0,0
71	262.775	592.062	-2,8	Pondera H145 R145 4000 145.0 ... Yes	Yes	Pondera	H145 R145-4.000	4.000	145,0	145,0	1.740	0,0
72	262.206	591.985	-3,6	Pondera H145 R145 4000 145.0 ... Yes	Yes	Pondera	H145 R145-4.000	4.000	145,0	145,0	1.740	0,0
73	262.568	591.542	-3,6	Pondera H145 R145 4000 145.0 ... Yes	Yes	Pondera	H145 R145-4.000	4.000	145,0	145,0	1.740	0,0

Shadow receptor-Input

No.	X (east)	Y (north)	Z	Width	Height	Height a.g.l.	Degrees from south cw	Slope of window	Direction mode
	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[°]	[°]	
A	258.252	593.477	0,2	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
B	258.244	593.463	0,5	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
C	258.115	592.341	-1,2	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
D	258.139	592.234	-3,2	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
E	258.202	592.502	-1,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
F	258.122	592.454	1,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
G	258.243	592.643	-3,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
H	258.250	593.046	0,5	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
I	258.288	593.033	0,3	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
J	263.069	590.431	-0,2	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
K	263.038	590.497	0,3	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
L	263.329	591.383	-2,9	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
M	263.327	591.364	-2,3	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
N	263.394	591.449	-0,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
O	263.090	590.743	-4,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
P	263.489	591.498	1,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
Q	263.592	591.643	-1,3	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
R	263.600	591.669	-1,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
S	264.055	591.610	-2,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
T	264.202	591.510	-0,8	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
U	263.809	590.805	-2,9	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
V	262.933	589.735	0,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"

To be continued on next page...

SHADOW - Main Result

Calculation: Copy of ss scenario 3-VKA + autonoom

...continued from previous page

No.	X (east)	Y (north)	Z	Width	Height	Height a.g.l.	Degrees from south cw	Slope of window	Direction mode
			[m]	[m]	[m]	[m]	[°]	[°]	
W	262.833	589.625	-3,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
X	262.855	589.564	-3,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
Y	257.953	593.297	-2,3	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
Z	258.006	593.293	-1,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AA	258.092	593.321	-1,5	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AB	258.122	593.378	-1,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AC	258.196	593.433	-0,7	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AD	258.231	593.440	0,2	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AE	258.225	593.500	0,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AF	258.225	593.544	-0,1	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AG	258.215	593.568	1,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AH	258.215	593.601	1,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AI	258.272	593.616	-1,6	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AJ	258.276	593.673	0,5	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AK	258.042	593.730	0,4	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AL	258.040	593.779	0,9	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AM	258.013	593.796	0,3	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AN	258.012	593.844	-1,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AO	257.895	593.881	-1,4	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AP	257.861	593.938	0,8	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"
AQ	257.799	594.077	0,6	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0	"Green house mode"

Calculation Results

Shadow receptor

No.	Shadow, worst case			Shadow, expected values
	Shadow hours per year [h/year]	Shadow days per year [days/year]	Max shadow hours per day [h/day]	Shadow hours per year [h/year]
A	6:12	27	0:22	1:01
B	6:07	27	0:22	1:00
C	12:36	57	0:21	2:48
D	14:23	64	0:23	3:23
E	15:11	61	0:24	3:15
F	12:07	54	0:21	2:38
G	16:25	61	0:25	3:26
H	13:25	58	0:25	2:19
I	14:45	59	0:25	2:33
J	22:53	50	0:44	5:01
K	25:13	50	0:47	5:37
L	94:50	215	0:47	20:07
M	95:19	213	0:47	20:14
N	71:18	208	0:43	15:35
O	77:16	145	0:52	16:13
P	46:22	149	0:39	10:15
Q	69:31	175	0:42	14:35
R	75:13	181	0:42	15:47
S	17:16	71	0:25	3:47
T	11:35	59	0:20	2:33
U	15:43	76	0:20	3:12
V	14:17	64	0:21	3:06
W	12:52	67	0:25	2:46
X	7:58	32	0:23	1:45
Y	3:22	20	0:16	0:35
Z	3:51	21	0:17	0:40
AA	4:44	23	0:19	0:49
AB	4:51	24	0:19	0:49
AC	5:36	26	0:21	0:55
AD	6:03	27	0:21	1:00
AE	5:43	26	0:21	0:56
AF	5:37	26	0:21	0:55
AG	5:15	25	0:20	0:51
AH	5:09	26	0:19	0:50
AI	6:06	28	0:21	0:57

To be continued on next page...

SHADOW - Main Result

Calculation: Copy of ss scenario 3-VKA + autonoom

...continued from previous page

No.	Shadow, worst case		Shadow, expected values	
	Shadow hours per year [h/year]	Shadow days per year [days/year]	Max shadow hours per day [h/day]	Shadow hours per year [h/year]
AJ	11:29	62	0:21	2:17
AK	12:58	66	0:18	3:12
AL	8:42	45	0:18	2:14
AM	7:06	39	0:17	1:50
AN	6:52	35	0:18	1:45
AO	9:02	47	0:16	2:11
AP	19:25	69	0:23	4:47
AQ	8:51	38	0:22	2:15

Total amount of flickering on the shadow receptors caused by each WTG
No. Name

No.	Name	Worst case [h/year]	Expected [h/year]
1	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (35)	0:00	0:00
2	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (36)	0:00	0:00
3	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (37)	0:00	0:00
4	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (38)	0:00	0:00
5	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (39)	0:00	0:00
6	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (40)	0:00	0:00
7	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (41)	0:00	0:00
8	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (42)	13:59	2:58
9	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (43)	0:00	0:00
10	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (44)	0:00	0:00
11	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (45)	0:00	0:00
12	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (46)	0:00	0:00
13	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (47)	0:00	0:00
14	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (48)	0:00	0:00
15	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (49)	0:00	0:00
16	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (50)	19:28	4:16
17	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (51)	0:00	0:00
18	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (52)	0:00	0:00
19	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (53)	0:00	0:00
20	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (54)	0:00	0:00
21	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (55)	0:00	0:00
22	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (56)	0:00	0:00
23	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (57)	0:00	0:00
24	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (58)	0:00	0:00
25	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (59)	0:00	0:00
26	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (60)	0:00	0:00
27	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (61)	0:00	0:00
28	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (62)	0:00	0:00
29	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (63)	0:00	0:00
30	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (64)	0:00	0:00
31	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (65)	0:00	0:00
32	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (66)	0:00	0:00
33	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (67)	0:00	0:00
34	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (68)	0:00	0:00
35	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (71)	30:26	7:33
36	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (72)	22:29	5:39
37	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (73)	5:42	1:28
38	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (74)	0:00	0:00
39	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (75)	0:00	0:00
40	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (76)	0:00	0:00
41	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (77)	0:00	0:00
42	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (78)	0:00	0:00
43	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (79)	0:00	0:00
44	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (80)	0:00	0:00
45	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (81)	0:00	0:00
46	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (82)	0:00	0:00
47	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (83)	0:00	0:00
48	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (84)	0:00	0:00
49	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (85)	0:00	0:00
50	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (86)	0:00	0:00

To be continued on next page...

SHADOW - Main Result

Calculation: Copy of ss scenario 3-VKA + autonoom

...continued from previous page

No.	Name	Worst case [h/year]	Expected [h/year]
51	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (87)	0:00	0:00
52	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (88)	0:00	0:00
53	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (89)	0:00	0:00
54	NORDEX N43 600-125 43.0 !O! hub: 40,0 m (TOT: 61,5 m) (90)	0:00	0:00
55	NORDEX N43 600-125 43.0 !O! hub: 40,0 m (TOT: 61,5 m) (91)	0:00	0:00
56	Pondera H145 R145 4000 145.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 217,5 m) (227)	0:00	0:00
57	Pondera H145 R145 4000 145.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 217,5 m) (228)	0:00	0:00
58	Pondera H145 R145 4000 145.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 217,5 m) (229)	0:00	0:00
59	Pondera H145 R145 4000 145.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 217,5 m) (230)	12:20	2:42
60	Pondera H145 R145 4000 145.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 217,5 m) (231)	53:07	11:30
61	Pondera H145 R145 4000 145.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 217,5 m) (232)	71:43	14:56
62	Pondera H145 R145 4000 145.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 217,5 m) (233)	23:41	4:57
63	Pondera H145 R145 4000 145.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 217,5 m) (234)	0:00	0:00
64	Pondera H145 R145 4000 145.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 217,5 m) (235)	0:00	0:00
65	Pondera H145 R145 4000 145.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 217,5 m) (236)	33:27	6:09
66	Pondera H145 R145 4000 145.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 217,5 m) (237)	61:22	12:40
67	Pondera H145 R145 4000 145.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 217,5 m) (238)	0:00	0:00
68	Pondera H145 R145 4000 145.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 217,5 m) (239)	0:00	0:00
69	Pondera H145 R145 4000 145.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 217,5 m) (240)	0:00	0:00
70	Pondera H145 R145 4000 145.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 217,5 m) (241)	0:00	0:00
71	Pondera H145 R145 4000 145.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 217,5 m) (242)	59:31	12:26
72	Pondera H145 R145 4000 145.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 217,5 m) (243)	52:49	11:07
73	Pondera H145 R145 4000 145.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 217,5 m) (244)	116:13	25:14

Total times in Receptor wise and WTG wise tables can differ, as a WTG can lead to flicker at 2 or more receptors simultaneously and/or receptors may receive flicker from 2 or more WTGs simultaneously.

PARK - Main Result

Calculation: Scenario 1, LT

Wake Model N.O. Jensen (RISØ/EMD)

Calculation Settings

Air density calculation mode Individual per WTG
Result for WTG at hub altitude 1,236 kg/m³ to 1,248 kg/m³
Air density relative to standard 100,9 % to 101,9 %
Hub altitude above sea level (asl) 34,8 m to 135,8 m
Annual mean temperature at hub alt. 8,2 °C to 8,8 °C
Pressure at WTGs 997,9 hPa to 1.010,2 hPa

Wake Model Parameters

From angle To angle Terrain type Wake decay constant
[°] [°]
-180,0 180,0 Mixed farmland 0,083

Displacement heights from objects

Wake calculation settings

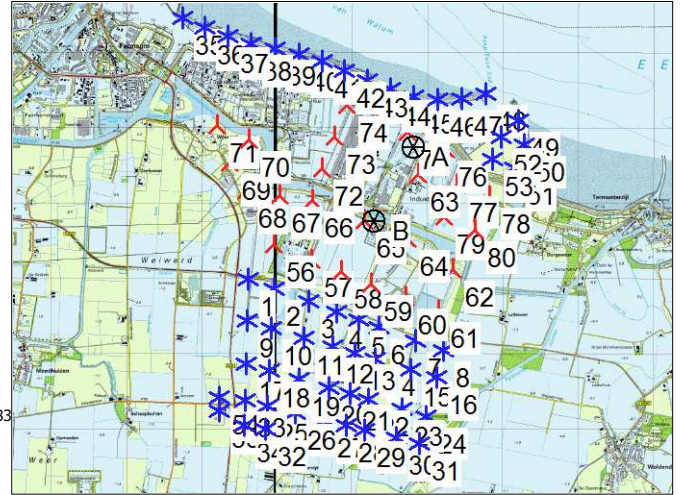
Angle [°] Wind speed [m/s]
start end step start end step
0,5 360,0 1,0 0,5 30,5 1,0

Wind statistics

NL Meteo data Delfzijl 7-11-6-12 - Delfzijl 70,00 m.wws-Corr83

WASP version

WASP 10.2 RVEA0164.dll 3.0.1.100



Scale 1:100.000
New WTG Existing WTG Site Data

Key results for height 100,0 m above ground level

Terrain Dutch Stereo-RD/NAP 2000

X (east)	Y (north)	Name of wind distribution	Type	Wind energy [kWh/m ²]	Mean wind speed [m/s]	Equivalent roughness
A 261.812	592.734	Site data Oosterhorn Noord	WASP (WASP 10.2 RVEA0164.dll 3.0.1.100)	3.382	7,3	0,5
B 261.285	591.749	Site data Oosterhorn Zuid	WASP (WASP 10.2 RVEA0164.dll 3.0.1.100)	3.409	7,3	0,4

Calculated Annual Energy for Wind Farm

WTG combination	Result PARK [MWh/y]	GROSS (no loss) Free WTGs [MWh/y]	Park efficiency [%]	Capacity factor [%]	Specific results ^{*)}		Full load hours [Hours/year]	Mean wind speed @hub height [m/s]
					Mean WTG result [MWh/y]	Mean wind speed [m/s]		
Wind farm	591.626,7	678.797,6	87,2	30,3	7.395,3	2.654	7,4	
New WTGs only	274.476,7	308.295,5	89,0	36,8	10.979,1	3.229	8,0	
Existing park WTGs only	317.150,0	370.502,1	85,6	26,2	5.766,4	2.300	7,1	
Existing park WTGs without new WTGs	328.010,6	370.502,1	88,5		5.963,8			
Reduction for existing park WTGs caused by new	10.860,6							

^{*)} Based on wake reduced results, but no other losses included

Calculated Annual Energy for each of 25 new WTGs with total 85,0 MW rated power

WTG type	Links	Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated	Rotor diameter	Hub height	Displacement height	Power curve Creator	Name	Annual Energy Park			
											Result [MWh]	Efficiency [%]	Capacity factor [%]	Mean wind speed [m/s]
56 B	Yes	Senvion	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	0,0	USER	Level 0 - Guaranteed - After trafo - open mode - 01-2014	11.365,4	92,61	38,1	7,99	
57 B	Yes	Senvion	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	0,0	USER	Level 0 - Guaranteed - After trafo - open mode - 01-2014	10.948,1	89,44	36,7	7,97	
58 B	Yes	Senvion	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	0,0	USER	Level 0 - Guaranteed - After trafo - open mode - 01-2014	10.883,2	88,13	36,5	8,01	
59 B	Yes	Senvion	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	0,0	USER	Level 0 - Guaranteed - After trafo - open mode - 01-2014	10.903,6	87,68	36,6	8,03	
60 B	Yes	Senvion	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	0,0	USER	Level 0 - Guaranteed - After trafo - open mode - 01-2014	11.177,9	88,65	37,5	8,10	
61 B	Yes	Senvion	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	0,0	USER	Level 0 - Guaranteed - After trafo - open mode - 01-2014	11.444,8	90,95	38,4	8,09	
62 B	Yes	Senvion	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	0,0	USER	Level 0 - Guaranteed - After trafo - open mode - 01-2014	11.356,7	90,30	38,1	8,09	
63 A	Yes	Senvion	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	0,0	USER	Level 0 - Guaranteed - After trafo - open mode - 01-2014	10.720,5	87,58	36,0	7,97	
64 B	Yes	Senvion	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	0,0	USER	Level 0 - Guaranteed - After trafo - open mode - 01-2014	11.029,4	88,72	37,0	8,03	
65 B	Yes	Senvion	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	0,0	USER	Level 0 - Guaranteed - After trafo - open mode - 01-2014	10.759,4	88,37	36,1	7,94	
66 B	Yes	Senvion	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	0,0	USER	Level 0 - Guaranteed - After trafo - open mode - 01-2014	10.728,2	88,61	36,0	7,92	
67 B	Yes	Senvion	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	0,0	USER	Level 0 - Guaranteed - After trafo - open mode - 01-2014	11.037,7	90,03	37,0	7,98	
68 B	Yes	Senvion	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	0,0	USER	Level 0 - Guaranteed - After trafo - open mode - 01-2014	11.587,6	93,71	38,9	8,02	
69 B	Yes	Senvion	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	0,0	USER	Level 0 - Guaranteed - After trafo - open mode - 01-2014	11.682,1	94,30	39,2	8,03	
70 B	Yes	Senvion	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	0,0	USER	Level 0 - Guaranteed - After trafo - open mode - 01-2014	10.848,1	89,19	36,4	7,95	
71 B	Yes	Senvion	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	0,0	USER	Level 0 - Guaranteed - After trafo - open mode - 01-2014	11.500,2	94,62	38,6	7,94	
72 B	Yes	Senvion	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	0,0	USER	Level 0 - Guaranteed - After trafo - open mode - 01-2014	10.481,0	87,31	35,2	7,89	
73 A	Yes	Senvion	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	0,0	USER	Level 0 - Guaranteed - After trafo - open mode - 01-2014	10.540,2	87,31	35,4	7,91	
74 A	Yes	Senvion	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	0,0	USER	Level 0 - Guaranteed - After trafo - open mode - 01-2014	10.601,7	86,75	35,6	7,97	
75 A	Yes	Senvion	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	0,0	USER	Level 0 - Guaranteed - After trafo - open mode - 01-2014	10.686,8	87,47	35,9	7,96	
76 A	Yes	Senvion	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	0,0	USER	Level 0 - Guaranteed - After trafo - open mode - 01-2014	10.488,2	85,16	35,2	7,99	
77 A	Yes	Senvion	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	0,0	USER	Level 0 - Guaranteed - After trafo - open mode - 01-2014	10.622,1	85,17	35,6	8,05	
78 A	Yes	Senvion	3.4M104-3.400	3.400	104,0	135,0	0,0	USER	Level 0 - Guaranteed - After trafo - open mode - 01-2014	10.966,3	87,11	36,8	8,09	

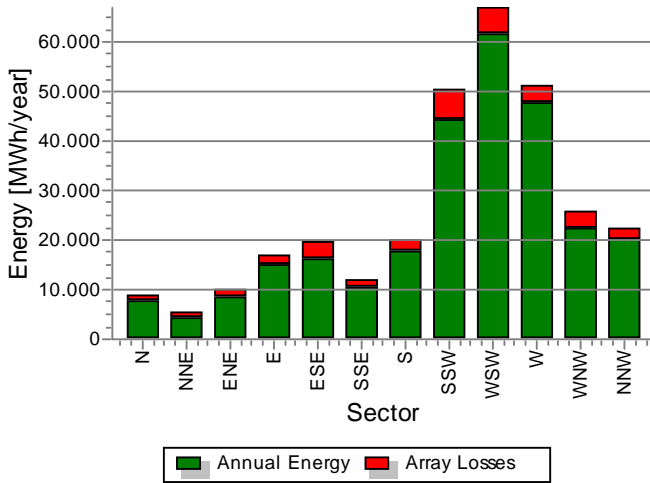
To be continued on next page...

PARK - Production Analysis

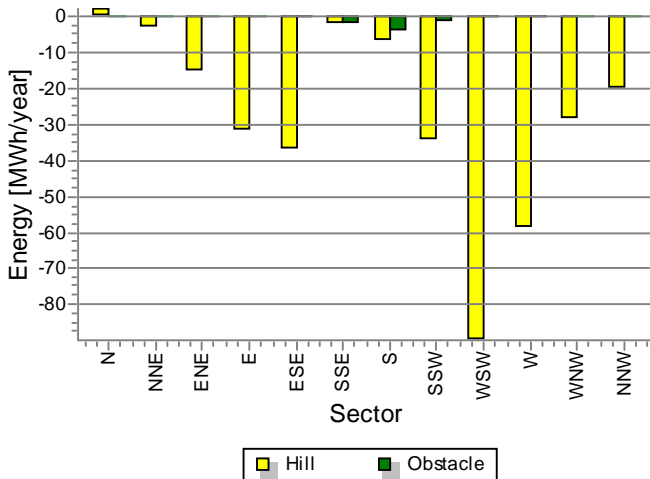
Calculation: Scenario 1, LTWTG: All new WTGs, Air density varies with WTG position 1,238 kg/m³ - 1,250 kg/m³
Directional Analysis

Sector	0 N	1 NNE	2 ENE	3 E	4 ESE	5 SSE	6 S	7 SSW	8 WSW	9 W	10 WNW	11 NNW	Total
Roughness based energy [MWh]	8.672,6	5.396,3	10.074,8	16.889,7	19.735,9	11.911,9	20.055,1	50.239,8	66.842,9	50.912,4	25.637,3	22.261,6	308.630,3
-Decrease due to obstacles [MWh]	0,0	0,0	0,0	0,1	0,6	2,0	4,2	1,8	0,6	0,3	0,0	0,0	9,6
+Increase due to hills [MWh]	2,1	-3,0	-15,5	-31,9	-36,9	-2,1	-6,7	-34,4	-89,8	-58,9	-28,3	-19,9	-325,3
-Decrease due to array losses [MWh]	1.126,2	1.128,6	1.615,5	1.992,0	3.576,5	1.635,1	2.459,1	6.249,9	5.314,9	3.138,1	3.414,5	2.168,5	33.818,8
Resulting energy [MWh]	7.548,5	4.264,8	8.443,8	14.865,8	16.121,9	10.272,6	17.585,2	43.953,8	61.437,6	47.715,2	22.194,5	20.073,2	274.476,8
Specific energy [kWh/m ²]													1.292
Specific energy [kWh/kW]													3.229
Increase due to hills [%]	0,0	-0,1	-0,2	-0,2	-0,2	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,11
Decrease due to array losses [%]	13,0	20,9	16,1	11,8	18,2	13,7	12,3	12,4	8,0	6,2	13,3	9,7	10,97
Utilization [%]	24,9	30,6	33,0	33,9	33,1	35,8	31,0	29,2	28,0	26,2	26,7	22,4	28,2
Operational [Hours/year]	294	236	371	536	596	467	687	1.281	1.498	1.206	626	547	8.344
Full Load Equivalent [Hours/year]	89	50	99	175	190	121	207	517	723	561	261	236	3.229

Energy vs. sector



Impact of hills and obstacles vs. sector



PARK - Power Curve Analysis

Calculation: Scenario 1, LTWTG: 56 - Senvion 3.4M104 3400 104.0 !O! Level 0 - Guaranteed - After trafo - open mode - 01-2014, Hub height: 135,0 m
Name: Level 0 - Guaranteed - After trafo - open mode - 01-2014
Source: Senvion SD-3.1-WT.PC.00-B-D-EN

Source/Date	Created by	Created	Edited	Stop wind speed [m/s]	Power control	CT curve type	Generator type	Specific power kW/m ²
20-1-2014	USER	22-11-2000	26-6-2015	25,0	Pitch	User defined	Variable	0,40

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

Vmean	[m/s]	5	6	7	8	9	10
HP value Pitch, variable speed (2013)	[MWh]	4.406	7.023	9.722	12.250	14.468	16.302
Senvion 3.4M104 3400 104.0 !O! Level 0 - Guaranteed - After trafo - open mode - 01-2014	[MWh]	4.378	6.998	9.691	12.202	14.391	16.181
Check value	[%]	1	0	0	0	1	1

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

Power curve

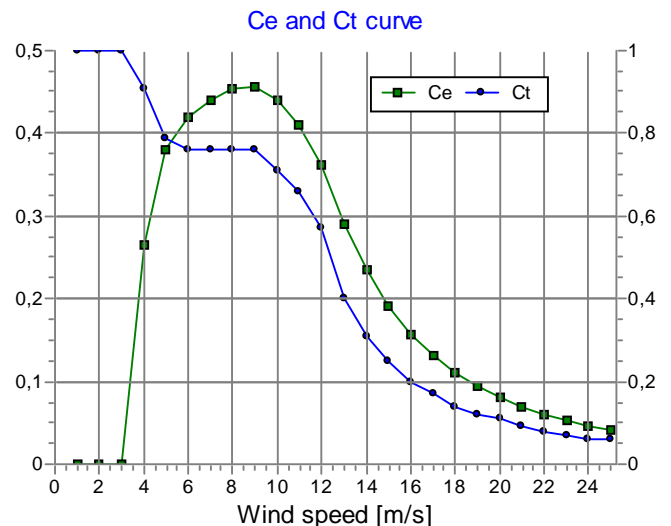
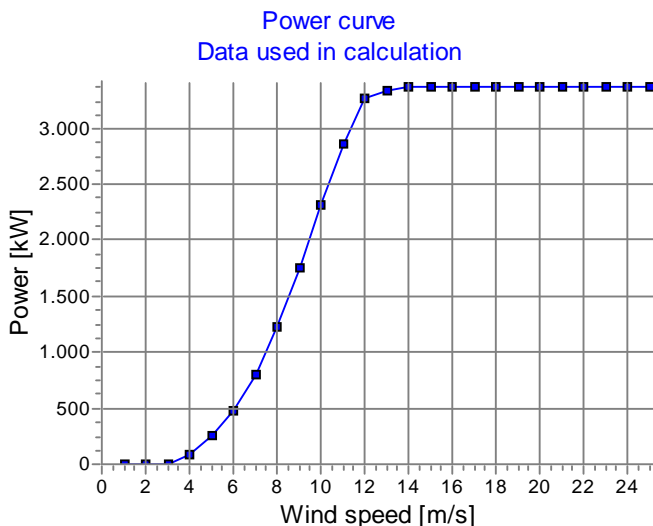
Original data from Windcat, Air density: 1,225 kg/m³

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Ce	Wind speed [m/s]	Ct curve
3,5	28,0	0,13	3,5	1,10
4,0	87,0	0,26	4,0	0,91
5,0	246,0	0,38	5,0	0,79
6,0	471,0	0,42	6,0	0,76
7,0	783,0	0,44	7,0	0,76
8,0	1.209,0	0,45	8,0	0,76
9,0	1.733,0	0,46	9,0	0,76
10,0	2.293,0	0,44	10,0	0,71
11,0	2.839,0	0,41	11,0	0,66
12,0	3.269,0	0,36	12,0	0,57
13,0	3.340,0	0,29	13,0	0,40
14,0	3.370,0	0,24	14,0	0,31
15,0	3.370,0	0,19	15,0	0,25
16,0	3.370,0	0,16	16,0	0,20
17,0	3.370,0	0,13	17,0	0,17
18,0	3.370,0	0,11	18,0	0,14
19,0	3.370,0	0,09	19,0	0,12
20,0	3.370,0	0,08	20,0	0,11
21,0	3.370,0	0,07	21,0	0,09
22,0	3.370,0	0,06	22,0	0,08
23,0	3.370,0	0,05	23,0	0,07
24,0	3.370,0	0,05	24,0	0,06
25,0	3.370,0	0,04	25,0	0,06

Power, Efficiency and energy vs. wind speed

Data used in calculation, Air density: 1,236 kg/m³ New windPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Ce	Interval [m/s]	Energy [MWh]	Acc. Energy [MWh]	Relative [%]
1,0	0,0	0,00	0,50- 1,50	0,0	0,0	0,0
2,0	0,0	0,00	1,50- 2,50	0,0	0,0	0,0
3,0	0,0	0,00	2,50- 3,50	7,5	7,5	0,1
4,0	88,9	0,26	3,50- 4,50	65,0	72,5	0,6
5,0	249,3	0,38	4,50- 5,50	204,9	277,4	2,4
6,0	476,6	0,42	5,50- 6,50	429,1	706,5	6,2
7,0	791,9	0,44	6,50- 7,50	734,1	1.440,7	12,7
8,0	1.221,6	0,45	7,50- 8,50	1.079,8	2.520,5	22,2
9,0	1.749,2	0,46	8,50- 9,50	1.380,4	3.900,9	34,3
10,0	2.312,9	0,44	9,50-10,50	1.544,0	5.445,0	47,9
11,0	2.858,7	0,41	10,50-11,50	1.524,9	6.969,9	61,3
12,0	3.272,9	0,36	11,50-12,50	1.322,5	8.292,5	73,0
13,0	3.341,8	0,29	12,50-13,50	1.016,9	9.309,4	81,9
14,0	3.370,0	0,23	13,50-14,50	725,9	10.035,3	88,3
15,0	3.370,0	0,19	14,50-15,50	496,7	10.532,0	92,7
16,0	3.370,0	0,16	15,50-16,50	327,6	10.859,6	95,5
17,0	3.370,0	0,13	16,50-17,50	208,5	11.068,1	97,4
18,0	3.370,0	0,11	17,50-18,50	128,1	11.196,2	98,5
19,0	3.370,0	0,09	18,50-19,50	76,0	11.272,2	99,2
20,0	3.370,0	0,08	19,50-20,50	43,6	11.315,8	99,6
21,0	3.370,0	0,07	20,50-21,50	24,4	11.340,2	99,8
22,0	3.370,0	0,06	21,50-22,50	13,2	11.353,4	99,9
23,0	3.370,0	0,05	22,50-23,50	7,0	11.360,5	100,0
24,0	3.370,0	0,05	23,50-24,50	3,7	11.364,1	100,0
25,0	3.370,0	0,04	24,50-25,50	1,2	11.365,4	100,0



Project:

714041

Licensed user:

Pondera Consult B.V.

Welbergweg 49

NL-7556 PE Hengelo

0031742489940

Andrew Beltau / a.beltau@ponderaconsult.com

Calculated:

30-6-2015 13:05/3.0.619

PARK - Terrain

Calculation: Scenario 1, **LTSite Data:** A - Site data Oosterhorn Noord

Obstacles:

2 Obstacles used within a radius of 2.000 m

Roughness:

Calculation uses following MAP files:

\\sbs2011\consult\Extern Offertes en projecten\714041 Deelonderzoeken windenergie Oosterhorn\PS\WP\ROUGHNESSLINE_714041_10.wpo

Min X: 231.260, Max X: 290.210, Min Y: 560.280, Max Y: 621.711, Width: 58.950 m, Height: 61.431 m

Limited by a square on 40,0 km x 40,0 km around the current site

Orography:

Calculation uses following MAP files:

S:\Extern Projecten\2011\S11095 Delfzijl-zuid\WP\S11095_EMDGrid_0.wpg

Min X: 250.664, Max X: 271.159, Min Y: 580.962, Max Y: 601.341, Width: 20.495 m, Height: 20.379 m

Limited by a square on 14,0 km x 14,0 km around the current site

Project:

714041

Licensed user:

Pondera Consult B.V.

Welbergweg 49

NL-7556 PE Hengelo

0031742489940

Andrew Beltau / a.beltau@ponderaconsult.com

Calculated:

30-6-2015 13:05/3.0.619

PARK - Terrain

Calculation: Scenario 1, **LTSite Data:** B - Site data Oosterhorn Zuid

Obstacles:

4 Obstacles used within a radius of 2.000 m

Roughness:

Calculation uses following MAP files:

\\sbs2011\consult\Extern Offertes en projecten\714041 Deelonderzoeken windenergie Oosterhorn\PS\WP\ROUGHNESSLINE_714041_10.wpo

Min X: 231.260, Max X: 290.210, Min Y: 560.280, Max Y: 621.711, Width: 58.950 m, Height: 61.431 m

Limited by a square on 40,0 km x 40,0 km around the current site

Orography:

Calculation uses following MAP files:

S:\Extern Projecten\2011\S11095 Delfzijl-zuid\WP\S11095_EMDGrid_0.wpg

Min X: 250.664, Max X: 271.159, Min Y: 580.962, Max Y: 601.341, Width: 20.495 m, Height: 20.379 m

Limited by a square on 14,0 km x 14,0 km around the current site

PARK - Wind Data Analysis

Calculation: Scenario 1, **LTWind data:** A - Site data Oosterhorn Noord; Hub height: 135,0

Site coordinates

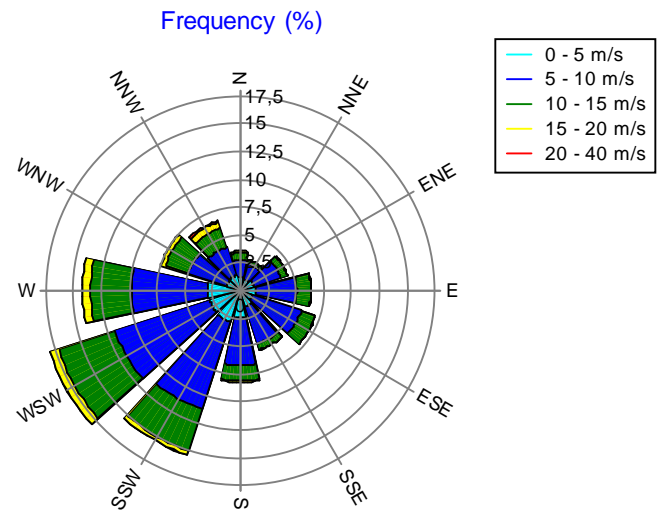
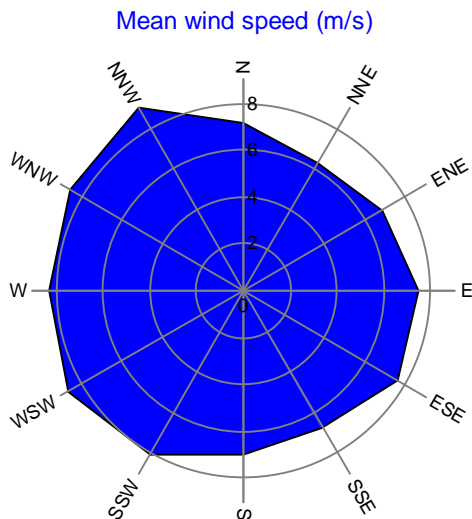
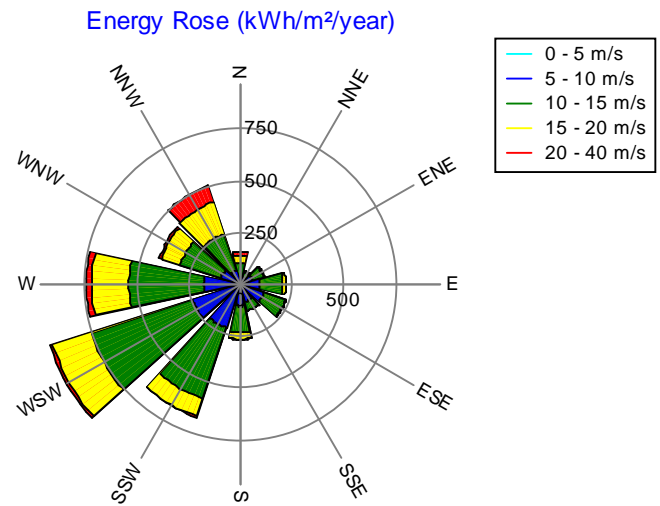
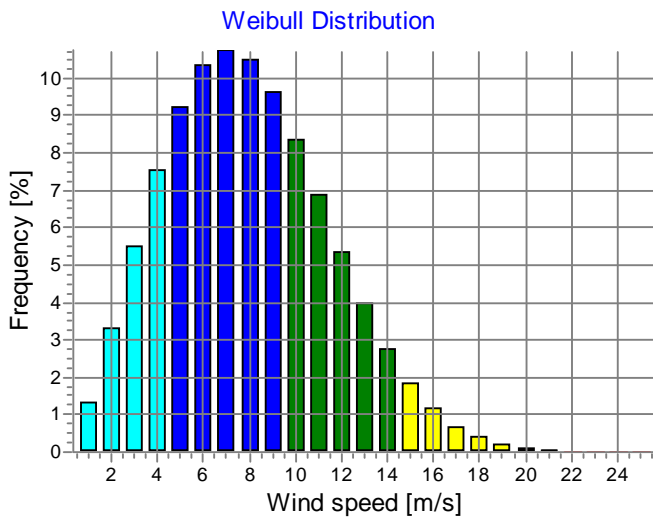
Dutch Stereo-RD/NAP 2000
East: 261.812 North: 592.734

Wind statistics

NL Meteo data Delfzijl 7-11-6-12 - Delfzijl 70,00 m.wws-Corr83.wws

Weibull Data

Sector	Current site			
	A- parameter [m/s]	Wind speed [m/s]	k- parameter	Frequency [%]
0 N	8,09	7,20	1,783	3,6
1 NNE	7,13	6,32	2,244	2,8
2 ENE	7,76	6,89	2,576	4,4
3 E	8,46	7,53	2,713	6,4
4 ESE	8,55	7,66	3,213	7,1
5 SSE	7,56	6,74	2,900	5,6
6 S	7,91	7,01	2,236	8,2
7 SSW	9,08	8,06	2,611	15,5
8 WSW	9,75	8,67	2,627	18,0
9 W	9,38	8,31	2,295	14,2
10 WNW	9,69	8,59	2,459	7,5
11 NNW	10,22	9,05	2,037	6,6
All	8,98	7,96	2,361	100,0



PARK - Wind Data Analysis

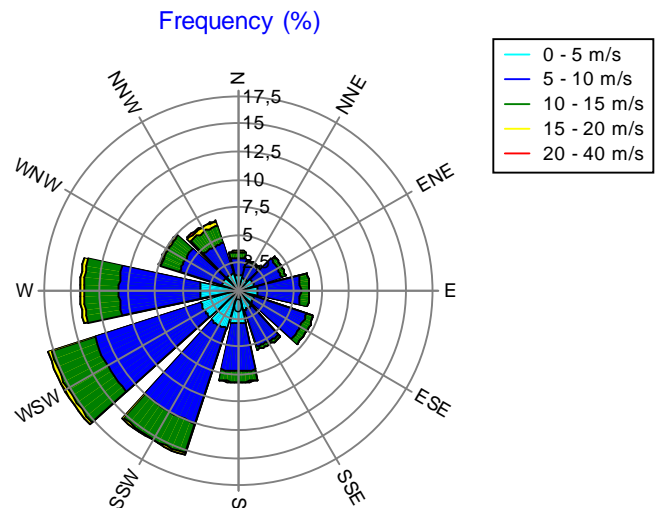
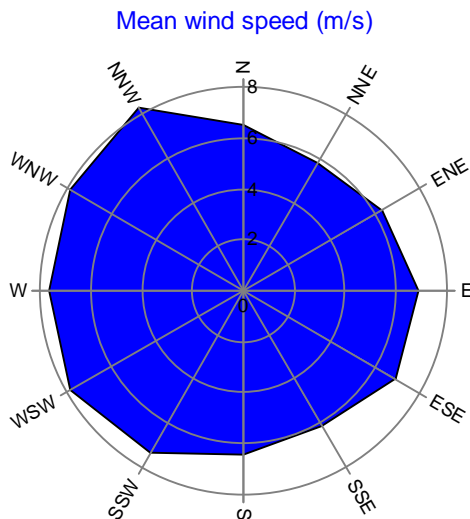
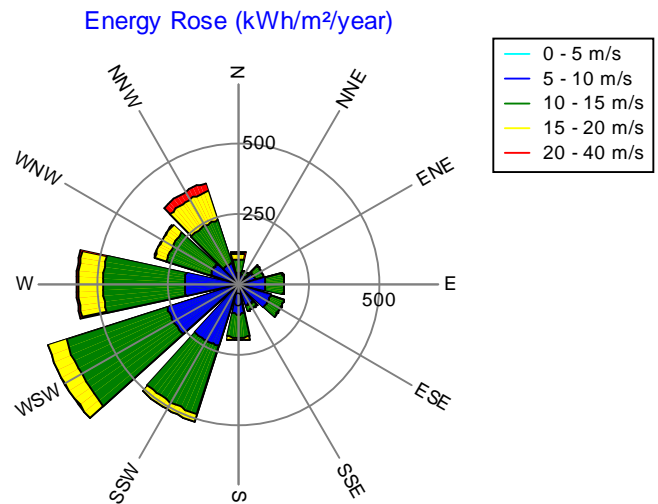
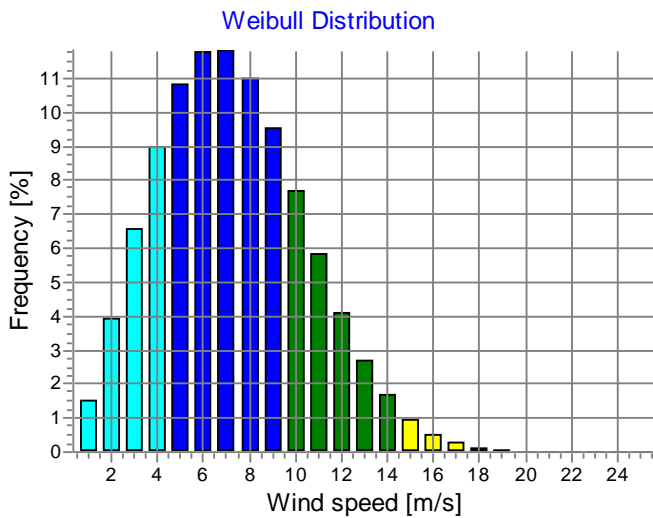
Calculation: Scenario 1, **LTWind data:** A - Site data Oosterhorn Noord; Hub height: 100,0

Site coordinates
Dutch Stereo-RD/NAP 2000
East: 261.812 North: 592.734

Wind statistics
NL Meteo data Delfzijl 7-11-6-12 - Delfzijl 70,00 m.wws-Corr83.wws

Weibull Data

Sector	Current site		k- parameter	Frequency [%]
	A- parameter [m/s]	Wind speed [m/s]		
0 N	7,36	6,54	1,822	3,6
1 NNE	6,51	5,77	2,287	2,8
2 ENE	7,11	6,32	2,627	4,5
3 E	7,69	6,85	2,771	6,4
4 ESE	7,72	6,93	3,275	7,1
5 SSE	6,88	6,14	2,955	5,6
6 S	7,22	6,39	2,283	8,2
7 SSW	8,29	7,37	2,658	15,5
8 WSW	8,83	7,85	2,682	18,0
9 W	8,64	7,65	2,334	14,2
10 WNW	8,89	7,89	2,506	7,5
11 NNW	9,37	8,30	2,072	6,6
All	8,19	7,26	2,400	100,0



PARK - Wind Data Analysis

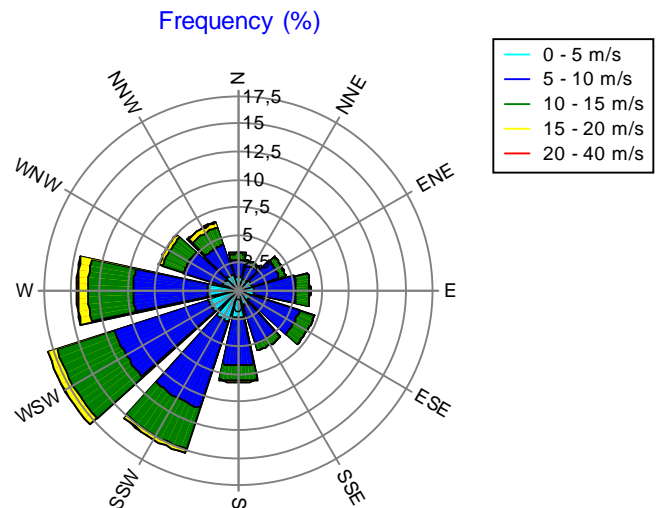
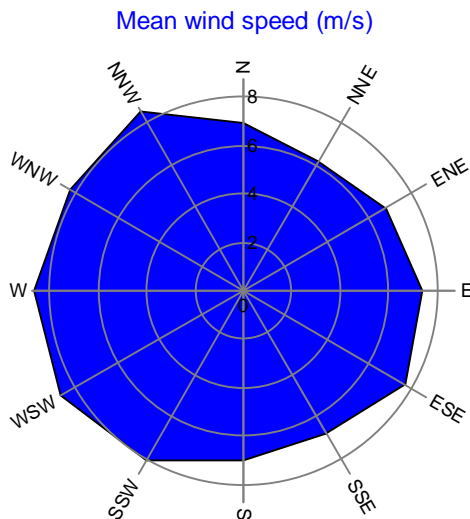
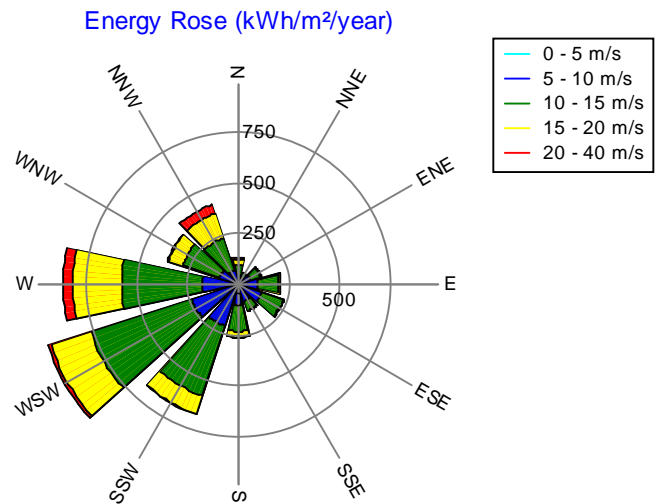
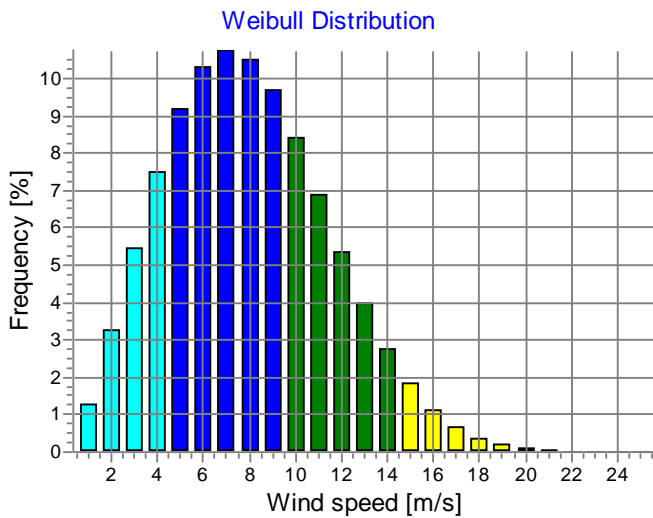
Calculation: Scenario 1, **LTWind data:** B - Site data Oosterhorn Zuid; Hub height: 135,0

Site coordinates
Dutch Stereo-RD/NAP 2000
East: 261.285 North: 591.749

Wind statistics
NL Meteo data Delfzijl 7-11-6-12 - Delfzijl 70,00 m.wws-Corr83.wws

Weibull Data

Sector	Current site		k- parameter	Frequency [%]
	A- parameter [m/s]	Wind speed [m/s]		
0 N	7,80	6,93	1,795	3,5
1 NNE	6,98	6,19	2,264	2,8
2 ENE	7,70	6,84	2,584	4,4
3 E	8,34	7,42	2,725	6,4
4 ESE	8,59	7,70	3,209	7,2
5 SSE	7,69	6,85	2,900	5,6
6 S	7,91	7,00	2,236	8,2
7 SSW	9,12	8,10	2,604	15,4
8 WSW	9,84	8,75	2,627	18,0
9 W	9,80	8,68	2,291	14,5
10 WNW	9,36	8,30	2,463	7,5
11 NNW	9,65	8,55	2,025	6,5
All	8,98	7,96	2,369	100,0



PARK - Wind Data Analysis

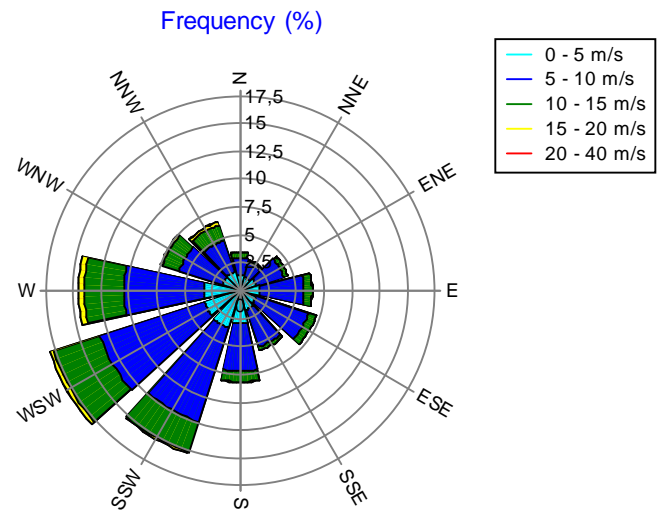
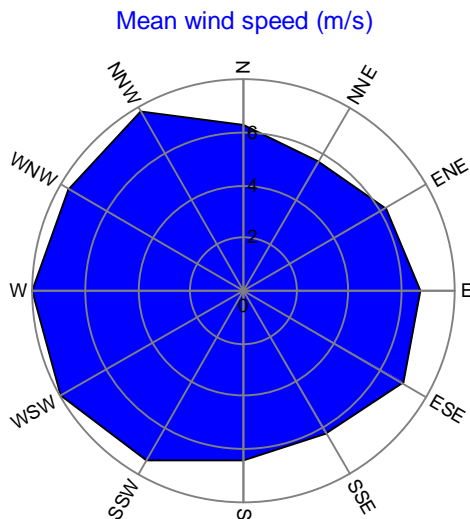
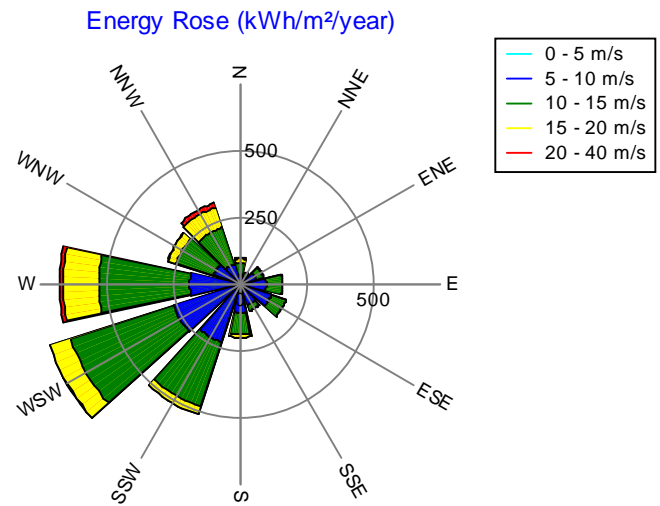
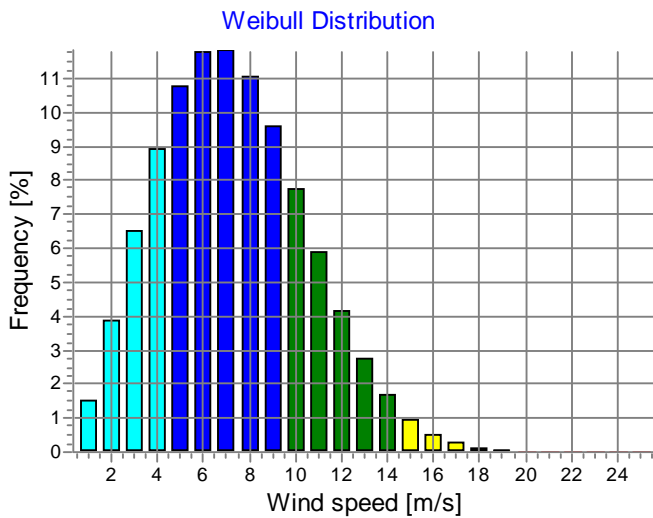
Calculation: Scenario 1, **LTWind data:** B - Site data Oosterhorn Zuid; Hub height: 100,0

Site coordinates
Dutch Stereo-RD/NAP 2000
East: 261.285 North: 591.749

Wind statistics
NL Meteo data Delfzijl 7-11-6-12 - Delfzijl 70,00 m.wws-Corr83.wws

Weibull Data

Sector	Current site			
	A- parameter [m/s]	Wind speed [m/s]	k- parameter	Frequency [%]
0 N	7,09	6,30	1,834	3,5
1 NNE	6,41	5,68	2,307	2,8
2 ENE	7,05	6,27	2,631	4,4
3 E	7,56	6,73	2,779	6,4
4 ESE	7,80	6,99	3,271	7,2
5 SSE	7,00	6,24	2,955	5,6
6 S	7,21	6,39	2,279	8,2
7 SSW	8,32	7,40	2,654	15,3
8 WSW	8,98	7,99	2,682	17,9
9 W	9,04	8,01	2,330	14,5
10 WNW	8,60	7,63	2,506	7,5
11 NNW	8,87	7,86	2,061	6,5
All	8,22	7,28	2,404	100,0



PARK - Park power curve

Calculation: Scenario 1, LT

Wind speed [m/s]	Power													
	Free WTGs [kW]	Park WTGs [kW]	N [kW]	NNE [kW]	ENE [kW]	E [kW]	ESE [kW]	SSE [kW]	S [kW]	SSW [kW]	WSW [kW]	W [kW]	WNW [kW]	NNW [kW]
0,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1,5	34	31	22	23	26	30	31	33	32	33	33	32	31	27
2,5	346	260	157	181	216	248	233	292	268	294	287	278	226	228
3,5	2.303	1.318	1.009	1.082	1.255	1.334	1.186	1.401	1.273	1.384	1.430	1.425	1.155	1.227
4,5	10.080	7.172	6.952	6.770	7.466	7.408	5.938	7.584	7.206	7.162	7.662	7.504	5.889	7.416
5,5	21.630	16.883	16.602	16.426	17.480	17.114	14.547	17.703	17.051	17.032	17.793	17.281	14.386	17.417
6,5	38.033	30.518	30.041	29.878	31.462	30.837	26.812	31.820	30.756	30.815	31.952	31.111	26.567	31.396
7,5	60.561	48.972	48.073	47.902	50.325	49.463	43.410	50.948	49.296	49.442	51.154	49.911	43.048	50.242
8,5	89.459	73.102	71.862	71.651	75.106	73.891	65.025	75.966	73.526	73.730	76.228	74.462	64.541	75.023
9,5	123.616	102.645	101.696	101.326	105.764	103.807	91.853	106.483	103.192	103.309	106.632	104.210	91.164	105.705
10,5	160.881	136.862	136.442	135.982	141.077	138.240	123.298	141.712	137.515	137.739	141.646	138.468	122.422	141.203
11,5	193.119	171.178	171.091	170.757	175.573	172.378	156.044	176.688	172.122	172.417	176.273	172.784	155.187	176.135
12,5	211.258	198.749	199.827	199.897	202.917	199.517	184.866	203.715	200.400	200.346	202.899	199.314	184.205	203.615
13,5	219.276	213.609	213.936	214.912	215.785	213.673	203.962	216.640	215.090	215.827	216.369	213.720	203.650	216.154
14,5	222.355	220.585	220.704	221.270	221.457	220.780	215.727	221.808	221.243	221.750	221.804	220.917	215.875	221.643
15,5	223.033	222.787	222.818	222.901	222.921	222.852	221.969	222.974	222.882	222.974	222.975	222.855	222.040	222.952
16,5	223.110	223.101	223.102	223.106	223.108	223.103	223.071	223.110	223.106	223.110	223.110	223.101	223.062	223.110
17,5	223.112	223.112	223.112	223.112	223.112	223.112	223.112	223.112	223.112	223.112	223.112	223.112	223.112	223.112
18,5	223.103	223.105	223.108	223.110	223.110	223.110	223.108	223.105	223.108	223.103	223.103	223.103	223.103	223.103
19,5	223.077	223.080	223.087	223.086	223.087	223.088	223.084	223.079	223.085	223.077	223.077	223.077	223.077	223.077
20,5	223.058	223.059	223.062	223.059	223.060	223.060	223.059	223.059	223.062	223.058	223.058	223.058	223.058	223.058
21,5	223.054	223.055	223.056	223.055	223.055	223.056	223.055	223.055	223.055	223.055	223.054	223.054	223.054	223.054
22,5	223.042	223.044	223.047	223.046	223.047	223.047	223.045	223.043	223.047	223.042	223.042	223.042	223.042	223.042
23,5	223.027	223.028	223.030	223.029	223.029	223.029	223.028	223.027	223.030	223.027	223.027	223.027	223.027	223.027
24,5	223.017	223.018	223.019	223.019	223.019	223.019	223.018	223.017	223.019	223.017	223.017	223.017	223.017	223.017
25,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Description:

The park power curve is similar to a WTG power curve, meaning that when a given wind speed appears in front of the park with same speed in the entire wind farm area (before influence from the park), the output from the park can be found in the park power curve. Another way to say this: The park power curve includes array losses, but do NOT include terrain given variations in the wind speed over the park area.

Measuring a park power curve is not as simple as measuring a WTG power curve due to the fact that the park power curve depends on the wind direction and that the same wind speed normally will not appear for the entire park area at the same time (only in very flat non-complex terrain). The idea with this version of the park power curve is not to use it for validation based on measurements. This would require at least 2 measurement masts at two sides of the park, unless only a few direction sectors should be tested, AND non complex terrain (normally only useable off shore). Another park power curve version for complex terrain is available in windPRO.

The park power curve can be used for:

- Forecast systems, based on more rough (approximated) wind data, the park power curve would be an efficient way to make the connection from wind speed (and direction) to power.
- Construction of duration curves, telling how often a given power output will appear, the park power curve can be used together with the average wind distribution for the Wind farm area in hub height. The average wind distribution can eventually be obtained based on the Weibull parameters for each WTG position. These are found at print menu: >Result to file< in the >Park result< which can be saved to file or copied to clipboard and pasted in Excel.
- Calculation of wind energy index based on the PARK production (see below).
- Estimation of the expected PARK production for an existing wind farm based on wind measurements at minimum 2 measurement masts at two sides of wind farm. The masts must be used for obtaining the free wind speed. The free wind speed is used in the simulation of expected energy production with the PARK power curve. This procedure will only work suitable in non complex terrains. For complex terrain another park power curve calculation is available in windPRO (PPV-model).

Note:

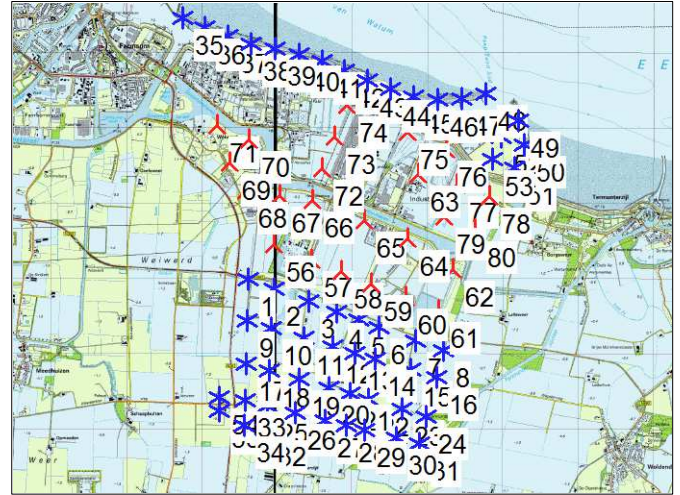
From the >Result to file< the >Wind Speeds Inside Wind farm< is also available. These can (e.g. via Excel) be used for extracting the wake induced reductions in measured wind speed.

PARK - WTG distances

Calculation: Scenario 1, LT

WTG distances

Z	Nearest WTG	Z	Horizontal distance	Distance in rotor diameters (max)	Distance in rotor diameters (min)
[m]		[m]	[m]		
1	-3,0	2	-3,1	361	5,1
2	-3,1	1	-3,0	361	5,1
3	-3,3	4	-4,0	400	5,6
4	-4,0	5	-4,0	317	4,5
5	-4,0	6	-4,8	283	4,0
6	-4,8	5	-4,0	283	4,0
7	-4,1	8	-4,6	383	5,4
8	-4,6	16	-4,5	363	5,1
9	-4,0	10	-3,0	336	4,7
10	-3,0	9	-4,0	336	4,7
11	-3,8	12	-4,6	398	5,6
12	-4,6	13	-4,0	304	4,3
13	-4,0	14	-4,5	272	3,8
14	-4,5	13	-4,0	272	3,8
15	-5,8	16	-4,5	361	5,1
16	-4,5	15	-5,8	361	5,1
17	-4,0	18	-5,9	315	4,4
18	-5,9	17	-4,0	315	4,4
19	-5,3	20	-4,3	401	5,6
20	-4,3	21	-3,8	293	4,1
21	-3,8	22	-3,8	261	3,7
22	-3,8	21	-3,8	261	3,7
23	-4,4	24	-5,0	333	4,7
24	-5,0	23	-4,4	333	4,7
25	-5,6	33	-5,2	297	4,2
26	-5,0	25	-5,6	392	5,5
27	-5,0	28	-4,0	283	4,0
28	-4,0	29	-5,1	252	3,6
29	-5,1	28	-4,0	252	3,6
30	-5,0	31	-5,0	314	4,4
31	-5,0	30	-5,0	314	4,4
32	-6,0	34	-5,1	282	4,0
33	-5,2	25	-5,6	297	4,2
34	-5,1	32	-6,0	282	4,0
35	0,0	36	0,0	324	3,2
36	0,0	37	0,0	324	3,2
37	0,0	36	0,0	324	3,2
38	0,0	39	0,0	324	3,2
39	0,0	38	0,0	324	3,2
40	0,0	39	0,0	324	3,2
41	0,0	42	0,0	324	3,2
42	0,0	41	0,0	324	3,2
43	0,0	44	0,0	324	3,2
44	0,0	43	0,0	324	3,2
45	0,0	46	0,0	324	3,2
46	0,0	45	0,0	324	3,2
47	0,0	48	0,0	324	3,2
48	0,0	47	0,0	324	3,2
49	1,0	52	-1,7	321	3,2
50	0,0	51	1,8	321	3,2
51	1,8	50	0,0	321	3,2
52	-1,7	49	1,0	321	3,2
53	-0,5	52	-1,7	321	3,2
54	-5,2	55	-4,6	170	4,0
55	-4,6	54	-5,2	170	4,0
56	-3,0	57	-3,6	546	5,2
57	-3,6	58	-2,8	426	4,1
58	-2,8	59	-3,0	426	4,1
59	-3,0	58	-2,8	426	4,1
60	-1,1	61	-3,6	455	4,4
61	-3,6	60	-1,1	455	4,4
62	-3,9	61	-3,6	583	5,6
63	-0,5	76	-0,9	491	4,7



Scale 1:100.000
▲ New WTG
✱ Existing WTG

To be continued on next page...

PARK - WTG distances

Calculation: Scenario 1, LT

...continued from previous page

	Z	Nearest WTG	Z	Horizontal distance	Distance in rotor diameters (max)	Distance in rotor diameters (min)
	[m]		[m]	[m]		
64	-3,0	79	-3,0	554	5,3	5,3
65	-2,6	64	-3,0	624	6,0	6,0
66	-4,4	72	-5,7	442	4,2	4,2
67	-2,0	68	-3,5	446	4,3	4,3
68	-3,5	69	-1,0	438	4,2	4,2
69	-1,0	70	-2,1	398	3,8	3,8
70	-2,1	69	-1,0	398	3,8	3,8
71	-3,3	70	-2,1	466	4,5	4,5
72	-5,7	66	-4,4	442	4,2	4,2
73	-2,8	74	0,8	448	4,3	4,3
74	0,8	43	0,0	430	4,3	4,1
75	-0,4	45	0,0	478	4,8	4,6
76	-0,9	63	-0,5	491	4,7	4,7
77	-0,4	78	-2,7	451	4,3	4,3
78	-2,7	77	-0,4	451	4,3	4,3
79	-3,0	80	-3,0	452	4,3	4,3
80	-3,0	79	-3,0	452	4,3	4,3
Min	-6,0		-6,0	170	3,2	3,2
Max	1,8		1,8	624	6,0	6,0

Project:

714041

Licensed user:

Pondera Consult B.V.

Welbergweg 49

NL-7556 PE Hengelo

0031742489940

Andrew Beltau / a.beltau@ponderaconsult.com

Calculated:

30-6-2015 13:05/3.0.619

PARK - Wind statistics info

Calculation: Scenario 1, LT

Main data for wind statistic

File \\sbs2011\consult\Extern Offertes en projecten\714041 Deelonderzoeken windenergie Oosterhorn\PS\WP\NL Meteo data Delfzijl 7-11-6-12 - Delfzijl 70,00 m.wws-Corr83.wws
Name Meteo data Delfzijl 7-11/6-12 - Delfzijl 70,00 m
Country Netherlands
Source USER
Mast coordinates Dutch Stereo-RD/NAP 2000 East: 262.867 North: 592.202
Created 29-6-2015
Edited 30-6-2015
Sectors 12
WAsP version WAsP 10.2 RVEA0164.dll 3.0.1.100

Additional info for wind statistic

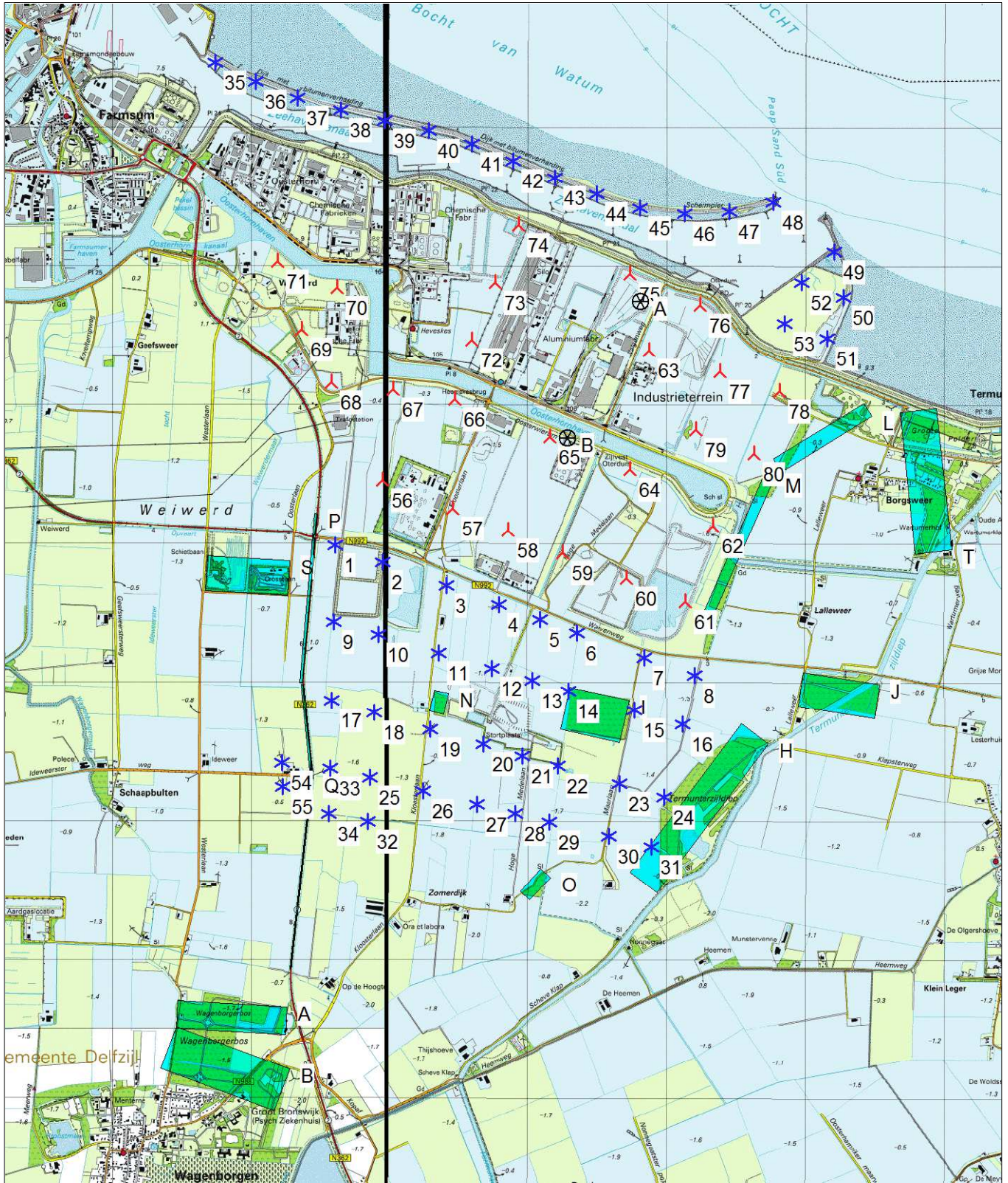
Source data Meteo data Delfzijl 7-11/6-12
Data from 7-7-2011
Data to 30-6-2012
Measurement length 11,8 Months
Recovery rate 100,0 %
Effective measurement length 11,8 Months

Note

To get the most correct calculation results, wind statistics shall be calculated with the SAME model and model parameters, as currently chosen in calculation. For WAsP versions before 10.0, the model is unchanged, but thereafter more model changes affecting the wind statistic is seen. Likewise WAsP CFD should always use WAsP CFD calculated wind statistics.

PARK - Map

Calculation: Scenario 1, LT



0 500 1000 1500 2000 m
 Map: Delfzijl , Print scale 1:40.000, Map center Dutch Stereo-RD/NAP 2000 East: 261.018 North: 590.830
 ▲ New WTG * Existing WTG ⊗ Site Data ■ Obstacle

PARK - Main Result

Calculation: Scenario 2, LT

Wake Model N.O. Jensen (RISØ/EMD)

Calculation Settings

Air density calculation mode Individual per WTG
Result for WTG at hub altitude 1,235 kg/m³ to 1,248 kg/m³
Air density relative to standard 100,8 % to 101,9 %
Hub altitude above sea level (asl) 34,8 m to 144,5 m
Annual mean temperature at hub alt. 8,1 °C to 8,8 °C
Pressure at WTGs 996,9 hPa to 1.010,2 hPa

Wake Model Parameters

From angle To angle Terrain type Wake decay constant
[°] [°]
-180,0 180,0 Mixed farmland 0,083

Displacement heights from objects

Wake calculation settings

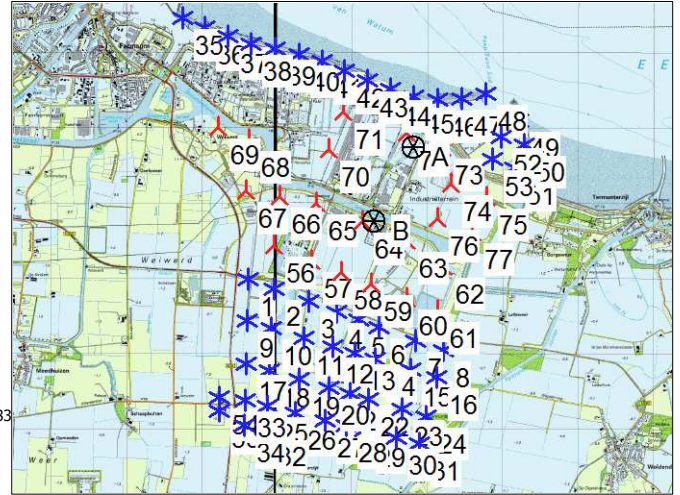
Angle [°] Wind speed [m/s]
start end step start end step
0,5 360,0 1,0 0,5 30,5 1,0

Wind statistics

NL Meteo data Delfzijl 7-11-6-12 - Delfzijl 70,00 m.wws-Corr83

WAsP version

WAsP 10.2 RVEA0164.dll 3.0.1.100



Scale 1:100.000
New WTG Existing WTG Site Data

Key results for height 100,0 m above ground level

Terrain Dutch Stereo-RD/NAP 2000

X (east)	Y (north)	Name of wind distribution	Type	Wind energy [kWh/m ²]	Mean wind speed [m/s]	Equivalent roughness
A 261.812	592.734	Site data Oosterhorn Noord	WAsP (WAsP 10.2 RVEA0164.dll 3.0.1.100)	3.382	7,3	0,5
B 261.285	591.749	Site data Oosterhorn Zuid	WAsP (WAsP 10.2 RVEA0164.dll 3.0.1.100)	3.409	7,3	0,4

Calculated Annual Energy for Wind Farm

WTG combination	Result PARK [MWh/y]	GROSS (no loss) Free WTGs [MWh/y]	Park efficiency [%]	Capacity factor [%]	Specific results ^{*)}		Full load hours [Hours/year]	Mean wind speed @hub height [m/s]
					Mean WTG result [MWh/y]	Mean wind speed [m/s]		
Wind farm	589.141,6	672.674,4	87,6	31,9	7.651,2	2.799	7,4	
New WTGs only	272.038,8	302.172,3	90,0	42,7	12.365,4	3.747	8,2	
Existing park WTGs only	317.102,9	370.502,1	85,6	26,2	5.765,5	2.300	7,1	
Existing park WTGs without new WTGs	328.010,6	370.502,1	88,5		5.963,8			
Reduction for existing park WTGs caused by new	10.907,8							

^{*)} Based on wake reduced results, but no other losses included

Calculated Annual Energy for each of 22 new WTGs with total 72,6 MW rated power

Links	WTG type		Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Displacement height [m]	Power curve		Annual Energy Result [MWh]	Park Efficiency [%]	Capacity factor [%]	Mean wind speed [m/s]		
	Valid	Manufact.					Type-generator	Creator					Name	
56 B	Yes	VESTAS	V112-3.3	Gridstreame-3.300	3.300	112,0	145,0	0,0	USER	Level 0 - Mode 0 - optimised power	12.704,7	92,90	43,9	8,16
57 B	Yes	VESTAS	V112-3.3	Gridstreame-3.300	3.300	112,0	145,0	0,0	USER	Level 0 - Mode 0 - optimised power	12.254,4	89,83	42,4	8,14
58 B	Yes	VESTAS	V112-3.3	Gridstreame-3.300	3.300	112,0	145,0	0,0	USER	Level 0 - Mode 0 - optimised power	12.185,6	88,61	42,1	8,17
59 B	Yes	VESTAS	V112-3.3	Gridstreame-3.300	3.300	112,0	145,0	0,0	USER	Level 0 - Mode 0 - optimised power	12.237,7	88,46	42,3	8,20
60 B	Yes	VESTAS	V112-3.3	Gridstreame-3.300	3.300	112,0	145,0	0,0	USER	Level 0 - Mode 0 - optimised power	12.527,5	89,50	43,3	8,27
61 B	Yes	VESTAS	V112-3.3	Gridstreame-3.300	3.300	112,0	145,0	0,0	USER	Level 0 - Mode 0 - optimised power	12.826,2	91,78	44,3	8,26
62 B	Yes	VESTAS	V112-3.3	Gridstreame-3.300	3.300	112,0	145,0	0,0	USER	Level 0 - Mode 0 - optimised power	12.612,1	90,18	43,6	8,26
63 B	Yes	VESTAS	V112-3.3	Gridstreame-3.300	3.300	112,0	145,0	0,0	USER	Level 0 - Mode 0 - optimised power	12.235,5	88,46	42,3	8,20
64 B	Yes	VESTAS	V112-3.3	Gridstreame-3.300	3.300	112,0	145,0	0,0	USER	Level 0 - Mode 0 - optimised power	12.011,6	88,44	41,5	8,11
65 B	Yes	VESTAS	V112-3.3	Gridstreame-3.300	3.300	112,0	145,0	0,0	USER	Level 0 - Mode 0 - optimised power	12.059,1	89,24	41,7	8,09
66 B	Yes	VESTAS	V112-3.3	Gridstreame-3.300	3.300	112,0	145,0	0,0	USER	Level 0 - Mode 0 - optimised power	12.422,5	91,13	42,9	8,14
67 B	Yes	VESTAS	V112-3.3	Gridstreame-3.300	3.300	112,0	145,0	0,0	USER	Level 0 - Mode 0 - optimised power	13.025,2	94,65	45,0	8,20
68 B	Yes	VESTAS	V112-3.3	Gridstreame-3.300	3.300	112,0	145,0	0,0	USER	Level 0 - Mode 0 - optimised power	12.677,0	93,47	43,8	8,11
69 B	Yes	VESTAS	V112-3.3	Gridstreame-3.300	3.300	112,0	145,0	0,0	USER	Level 0 - Mode 0 - optimised power	12.906,5	95,27	44,6	8,11
70 A	Yes	VESTAS	V112-3.3	Gridstreame-3.300	3.300	112,0	145,0	0,0	USER	Level 0 - Mode 0 - optimised power	12.130,3	90,25	41,9	8,06
71 A	Yes	VESTAS	V112-3.3	Gridstreame-3.300	3.300	112,0	145,0	0,0	USER	Level 0 - Mode 0 - optimised power	12.087,7	89,10	41,8	8,11
72 A	Yes	VESTAS	V112-3.3	Gridstreame-3.300	3.300	112,0	145,0	0,0	USER	Level 0 - Mode 0 - optimised power	12.094,3	88,79	41,8	8,13
73 A	Yes	VESTAS	V112-3.3	Gridstreame-3.300	3.300	112,0	145,0	0,0	USER	Level 0 - Mode 0 - optimised power	12.106,3	88,32	41,8	8,15
74 A	Yes	VESTAS	V112-3.3	Gridstreame-3.300	3.300	112,0	145,0	0,0	USER	Level 0 - Mode 0 - optimised power	12.013,1	87,06	41,5	8,18
75 A	Yes	VESTAS	V112-3.3	Gridstreame-3.300	3.300	112,0	145,0	0,0	USER	Level 0 - Mode 0 - optimised power	12.363,2	88,45	42,7	8,26
76 B	Yes	VESTAS	V112-3.3	Gridstreame-3.300	3.300	112,0	145,0	0,0	USER	Level 0 - Mode 0 - optimised power	12.005,9	87,08	41,5	8,18
77 B	Yes	VESTAS	V112-3.3	Gridstreame-3.300	3.300	112,0	145,0	0,0	USER	Level 0 - Mode 0 - optimised power	12.552,4	89,77	43,4	8,26

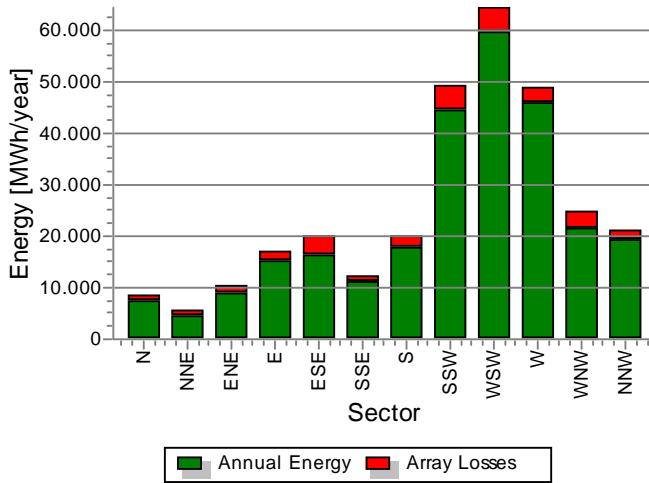
Annual Energy results do not include any losses apart from wake losses. For expected NET AEP (expected sold production), see report Loss & Uncertainty.

PARK - Production Analysis

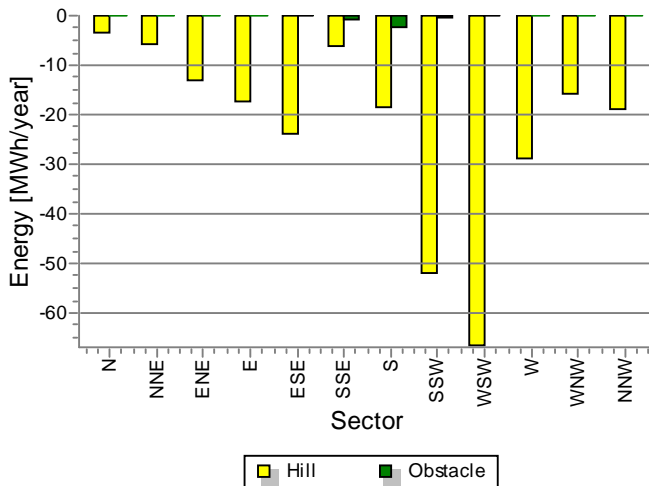
Calculation: Scenario 2, LTWTG: All new WTGs, Air density varies with WTG position 1,237 kg/m³ - 1,250 kg/m³
Directional Analysis

Sector	0 N	1 NNE	2 ENE	3 E	4 ESE	5 SSE	6 S	7 SSW	8 WSW	9 W	10 WNW	11 NNW	Total
Roughness based energy [MWh]	8.427,4	5.504,4	10.270,4	17.094,3	20.161,4	12.370,2	20.039,1	49.224,7	64.476,1	48.882,6	24.879,9	21.122,1	302.452,6
-Decrease due to obstacles [MWh]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	1,2	2,6	0,9	0,3	0,1	0,0	0,0	5,3
+Increase due to hills [MWh]	-3,9	-6,3	-13,3	-17,8	-24,3	-6,5	-18,8	-52,4	-67,0	-29,3	-16,3	-19,2	-275,1
-Decrease due to array losses [MWh]	1.019,6	949,7	1.463,1	1.763,7	3.744,7	1.431,1	2.393,5	4.830,8	4.629,8	2.825,9	3.341,6	1.739,9	30.133,5
Resulting energy [MWh]	7.403,9	4.548,4	8.794,0	15.312,8	16.392,2	10.931,4	17.624,2	44.340,6	59.779,0	46.027,3	21.522,0	19.363,0	272.038,8
Specific energy [kWh/m ²]													1.255
Specific energy [kWh/kW]													3.747
Increase due to hills [%]	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,09
Decrease due to array losses [%]	12,1	17,3	14,3	10,3	18,6	11,6	12,0	9,8	7,2	5,8	13,4	8,2	9,97
Utilization [%]	22,6	30,0	31,5	31,9	30,8	34,9	28,5	27,1	25,0	23,2	23,8	20,1	25,7
Operational [Hours/year]	300	241	379	548	608	477	701	1.307	1.530	1.233	639	558	8.521
Full Load Equivalent [Hours/year]	102	63	121	211	226	151	243	611	823	634	296	267	3.747

Energy vs. sector



Impact of hills and obstacles vs. sector



PARK - Power Curve Analysis

Calculation: Scenario 2, LTWTG: 56 - VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! Level 0 - Mode 0 - optimised power, Hub height: 145,0 m

Name: Level 0 - Mode 0 - optimised power

Source: Manufacturer

Source/Date	Created by	Created	Edited	Stop wind speed [m/s]	Power control	CT curve type	Generator type	Specific power kW/m ²
26-6-2015	USER	16-10-2009	26-6-2015	25,0	Pitch	User defined	Variable	0,33

Estimated power curve based on Document no.: 0034-7541 V09.

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

Vmean	[m/s]	5	6	7	8	9	10
HP value Pitch, variable speed (2013)	[MWh]	5.070	7.832	10.560	13.033	15.149	16.862
VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! Level 0 - Mode 0 - optimised power	[MWh]	4.952	7.742	10.510	13.015	15.145	16.849
Check value	[%]	2	1	0	0	0	0

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

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

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

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

Power curve

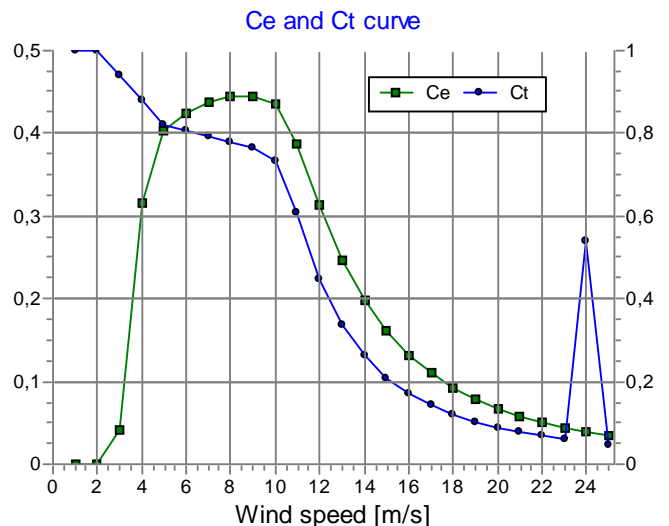
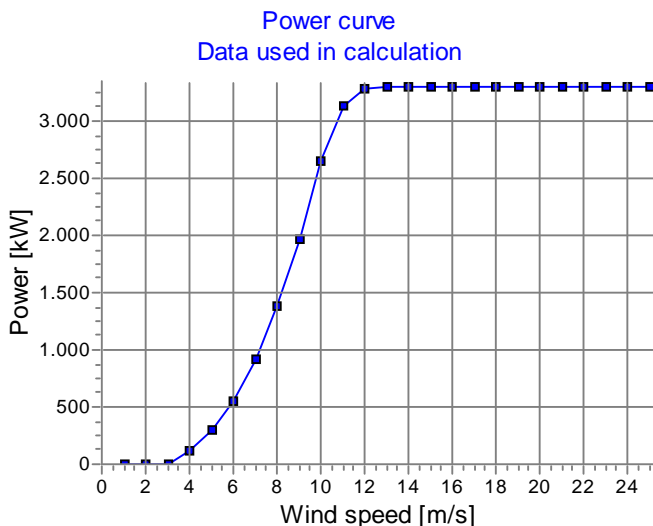
Original data from Windcat, Air density: 1,225 kg/m³

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Ce	Wind speed [m/s]	Ct curve
3,0	6,0	0,04	3,0	0,94
3,5	52,0	0,20	3,5	0,91
4,0	121,0	0,31	4,0	0,88
4,5	204,0	0,37	4,5	0,85
5,0	303,0	0,40	5,0	0,82
5,5	417,0	0,42	5,5	0,81
6,0	553,0	0,42	6,0	0,81
6,5	715,0	0,43	6,5	0,80
7,0	906,0	0,44	7,0	0,79
7,5	1.124,0	0,44	7,5	0,79
8,0	1.371,0	0,44	8,0	0,78
8,5	1.650,0	0,45	8,5	0,77
9,0	1.957,0	0,44	9,0	0,76
9,5	2.287,0	0,44	9,5	0,75
10,0	2.627,0	0,44	10,0	0,73
10,5	2.925,0	0,42	10,5	0,68
11,0	3.125,0	0,39	11,0	0,61
11,5	3.239,0	0,35	11,5	0,52
12,0	3.285,0	0,32	12,0	0,45
12,5	3.297,0	0,28	12,5	0,39
13,0	3.300,0	0,25	13,0	0,34
13,5	3.300,0	0,22	13,5	0,30
14,0	3.300,0	0,20	14,0	0,26
14,5	3.300,0	0,18	14,5	0,23
15,0	3.300,0	0,16	15,0	0,21
15,5	3.300,0	0,15	15,5	0,19
16,0	3.300,0	0,13	16,0	0,17
16,5	3.300,0	0,12	16,5	0,16
17,0	3.300,0	0,11	17,0	0,14
17,5	3.300,0	0,10	17,5	0,13
18,0	3.300,0	0,09	18,0	0,12
18,5	3.300,0	0,09	18,5	0,11
19,0	3.300,0	0,08	19,0	0,10
19,5	3.300,0	0,07	19,5	0,09
20,0	3.300,0	0,07	20,0	0,09
20,5	3.300,0	0,06	20,5	0,08
21,0	3.300,0	0,06	21,0	0,08
21,5	3.300,0	0,06	21,5	0,07
22,0	3.300,0	0,05	22,0	0,07
22,5	3.300,0	0,05	22,5	0,06
23,0	3.300,0	0,04	23,0	0,06
23,5	3.300,0	0,04	23,5	0,06
24,0	3.300,0	0,04	24,0	0,54
24,5	3.300,0	0,04	24,5	0,05
25,0	3.300,0	0,03	25,0	0,05

Power, Efficiency and energy vs. wind speed

Data used in calculation, Air density: 1,235 kg/m³ New windPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Ce	Interval [m/s]	Energy [MWh]	Acc.Energy [MWh]	Relative [%]
1,0	0,0	0,00	0,50- 1,50	0,0	0,0	0,0
2,0	0,0	0,00	1,50- 2,50	0,0	0,0	0,0
3,0	6,7	0,04	2,50- 3,50	13,2	13,2	0,1
4,0	122,8	0,32	3,50- 4,50	80,8	94,0	0,7
5,0	306,0	0,40	4,50- 5,50	233,2	327,2	2,6
6,0	558,2	0,42	5,50- 6,50	477,8	805,0	6,3
7,0	914,1	0,44	6,50- 7,50	813,2	1.618,2	12,7
8,0	1.383,0	0,44	7,50- 8,50	1.200,4	2.818,6	22,2
9,0	1.974,1	0,45	8,50- 9,50	1.563,0	4.381,6	34,5
10,0	2.646,3	0,43	9,50-10,50	1.786,5	6.168,0	48,5
11,0	3.134,3	0,39	10,50-11,50	1.732,4	7.900,5	62,2
12,0	3.286,2	0,31	11,50-12,50	1.434,5	9.335,0	73,5
13,0	3.300,0	0,25	12,50-13,50	1.082,0	10.417,0	82,0
14,0	3.300,0	0,20	13,50-14,50	779,5	11.196,5	88,1
15,0	3.300,0	0,16	14,50-15,50	542,9	11.739,4	92,4
16,0	3.300,0	0,13	15,50-16,50	366,0	12.105,4	95,3
17,0	3.300,0	0,11	16,50-17,50	238,6	12.344,0	97,2
18,0	3.300,0	0,09	17,50-18,50	150,4	12.494,3	98,3
19,0	3.300,0	0,08	18,50-19,50	91,6	12.586,0	99,1
20,0	3.300,0	0,07	19,50-20,50	54,1	12.640,1	99,5
21,0	3.300,0	0,06	20,50-21,50	31,0	12.671,1	99,7
22,0	3.300,0	0,05	21,50-22,50	17,3	12.688,4	99,9
23,0	3.300,0	0,04	22,50-23,50	9,5	12.697,9	99,9
24,0	3.300,0	0,04	23,50-24,50	5,1	12.703,0	100,0
25,0	3.300,0	0,03	24,50-25,50	1,8	12.704,7	100,0



Project:

714041

Licensed user:

Pondera Consult B.V.

Welbergweg 49

NL-7556 PE Hengelo

0031742489940

Andrew Beltau / a.beltau@ponderaconsult.com

Calculated:

30-6-2015 13:21/3.0.619

PARK - Terrain

Calculation: Scenario 2, **LTSite Data:** A - Site data Oosterhorn Noord

Obstacles:

2 Obstacles used within a radius of 2.000 m

Roughness:

Calculation uses following MAP files:

\\sbs2011\consult\Extern Offertes en projecten\714041 Deelonderzoeken windenergie Oosterhorn\PS\WP\ROUGHNESSLINE_714041_10.wpo

Min X: 231.260, Max X: 290.210, Min Y: 560.280, Max Y: 621.711, Width: 58.950 m, Height: 61.431 m

Limited by a square on 40,0 km x 40,0 km around the current site

Orography:

Calculation uses following MAP files:

S:\Extern Projecten\2011\S11095 Delfzijl-zuid\WP\S11095_EMDGrid_0.wpg

Min X: 250.664, Max X: 271.159, Min Y: 580.962, Max Y: 601.341, Width: 20.495 m, Height: 20.379 m

Limited by a square on 14,0 km x 14,0 km around the current site

Project:

714041

Licensed user:

Pondera Consult B.V.

Welbergweg 49

NL-7556 PE Hengelo

0031742489940

Andrew Beltau / a.beltau@ponderaconsult.com

Calculated:

30-6-2015 13:21/3.0.619

PARK - Terrain

Calculation: Scenario 2, **LTSite Data:** B - Site data Oosterhorn Zuid

Obstacles:

4 Obstacles used within a radius of 2.000 m

Roughness:

Calculation uses following MAP files:

\\sbs2011\consult\Extern Offertes en projecten\714041 Deelonderzoeken windenergie Oosterhorn\PS\WP\ROUGHNESSLINE_714041_10.wpo

Min X: 231.260, Max X: 290.210, Min Y: 560.280, Max Y: 621.711, Width: 58.950 m, Height: 61.431 m

Limited by a square on 40,0 km x 40,0 km around the current site

Orography:

Calculation uses following MAP files:

S:\Extern Projecten\2011\S11095 Delfzijl-zuid\WP\S11095_EMDGrid_0.wpg

Min X: 250.664, Max X: 271.159, Min Y: 580.962, Max Y: 601.341, Width: 20.495 m, Height: 20.379 m

Limited by a square on 14,0 km x 14,0 km around the current site

PARK - Wind Data Analysis

Calculation: Scenario 2, **LTWind data:** A - Site data Oosterhorn Noord; Hub height: 145,0

Site coordinates

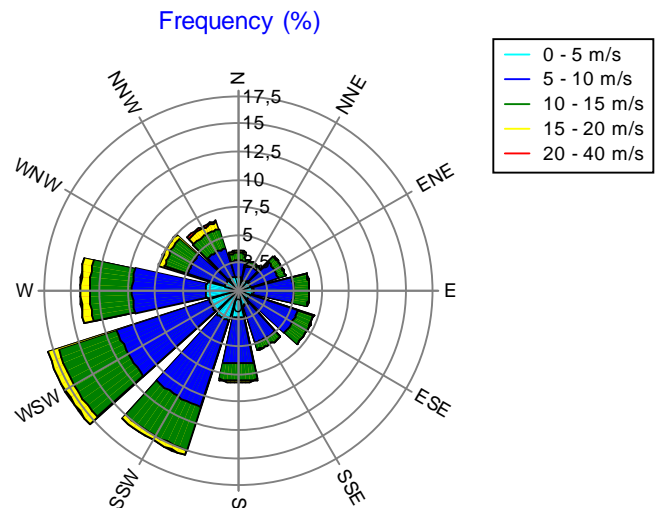
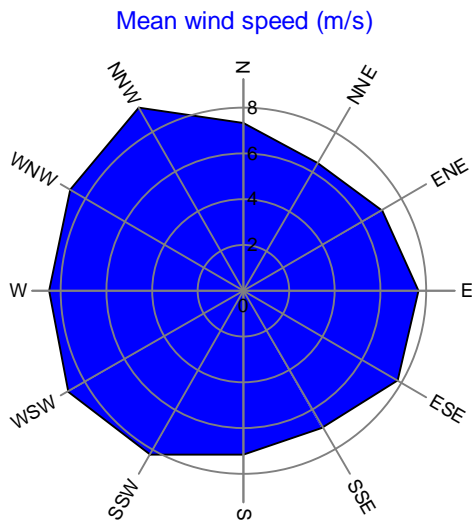
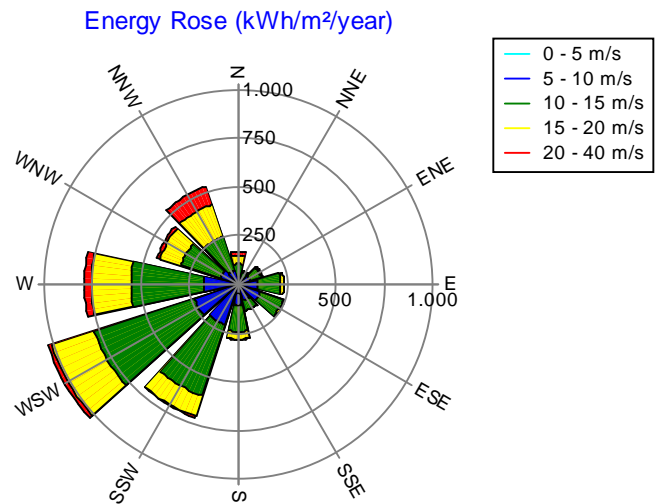
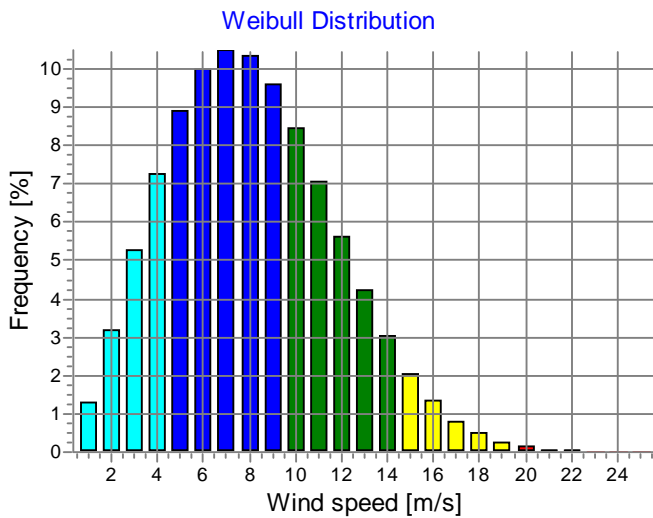
Dutch Stereo-RD/NAP 2000
East: 261.812 North: 592.734

Wind statistics

NL Meteo data Delfzijl 7-11-6-12 - Delfzijl 70,00 m.wws-Corr83.wws

Weibull Data

Sector	Current site			
	A- parameter [m/s]	Wind speed [m/s]	k- parameter	Frequency [%]
0 N	8,26	7,35	1,775	3,6
1 NNE	7,29	6,45	2,232	2,8
2 ENE	7,92	7,03	2,564	4,4
3 E	8,65	7,69	2,701	6,4
4 ESE	8,73	7,82	3,201	7,1
5 SSE	7,72	6,88	2,889	5,6
6 S	8,08	7,15	2,225	8,2
7 SSW	9,26	8,23	2,600	15,5
8 WSW	9,95	8,84	2,615	18,0
9 W	9,57	8,48	2,287	14,2
10 WNW	9,90	8,78	2,447	7,5
11 NNW	10,42	9,23	2,029	6,6
All	9,16	8,12	2,354	100,0



PARK - Wind Data Analysis

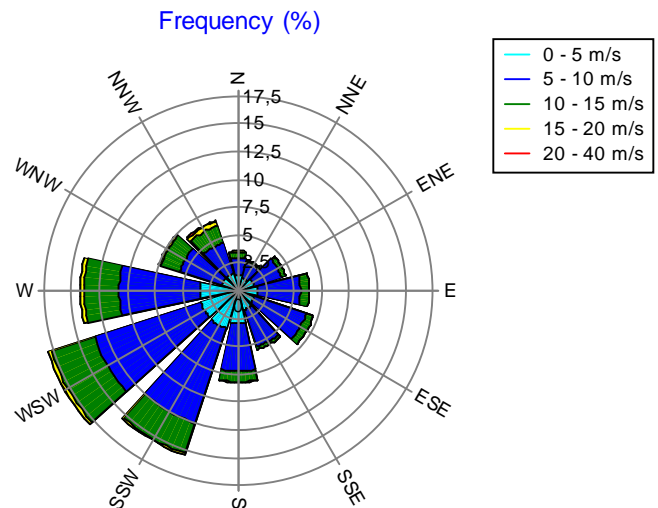
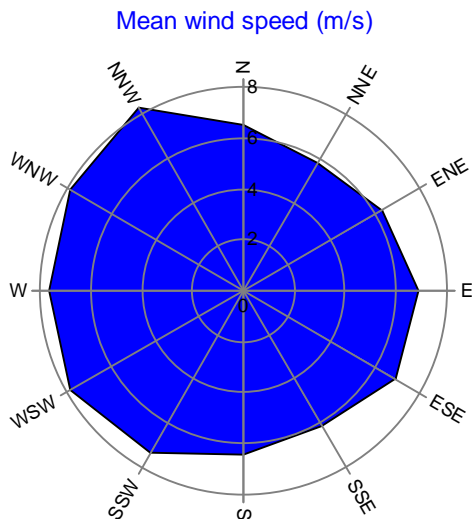
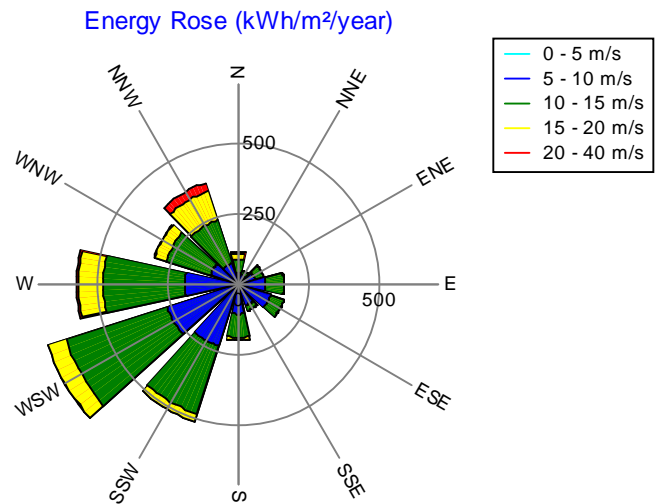
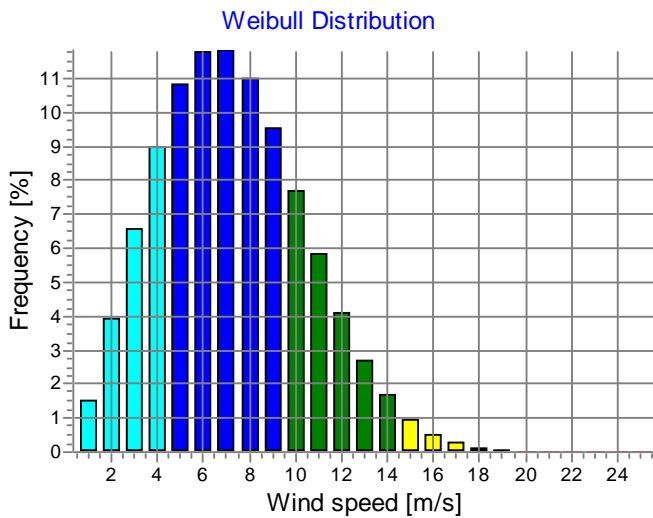
Calculation: Scenario 2, **LTWind data:** A - Site data Oosterhorn Noord; Hub height: 100,0

Site coordinates
Dutch Stereo-RD/NAP 2000
East: 261.812 North: 592.734

Wind statistics
NL Meteo data Delfzijl 7-11-6-12 - Delfzijl 70,00 m.wws-Corr83.wws

Weibull Data

Sector	Current site		k- parameter	Frequency [%]
	A- parameter [m/s]	Wind speed [m/s]		
0 N	7,36	6,54	1,822	3,6
1 NNE	6,51	5,77	2,287	2,8
2 ENE	7,11	6,32	2,627	4,5
3 E	7,69	6,85	2,771	6,4
4 ESE	7,72	6,93	3,275	7,1
5 SSE	6,88	6,14	2,955	5,6
6 S	7,22	6,39	2,283	8,2
7 SSW	8,29	7,37	2,658	15,5
8 WSW	8,83	7,85	2,682	18,0
9 W	8,64	7,65	2,334	14,2
10 WNW	8,89	7,89	2,506	7,5
11 NNW	9,37	8,30	2,072	6,6
All	8,19	7,26	2,400	100,0



PARK - Wind Data Analysis

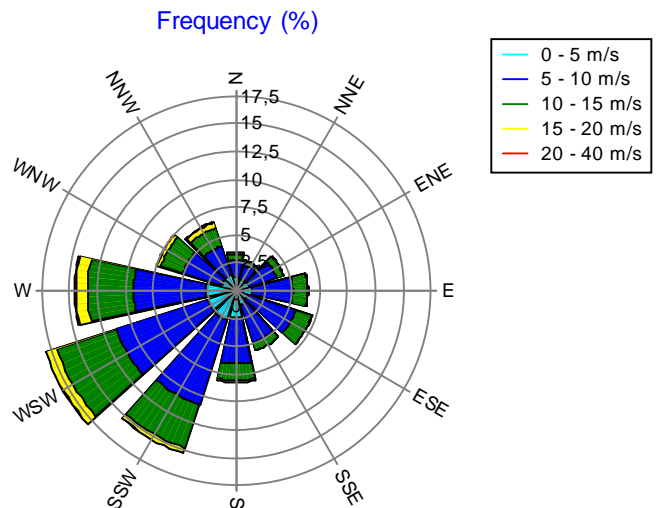
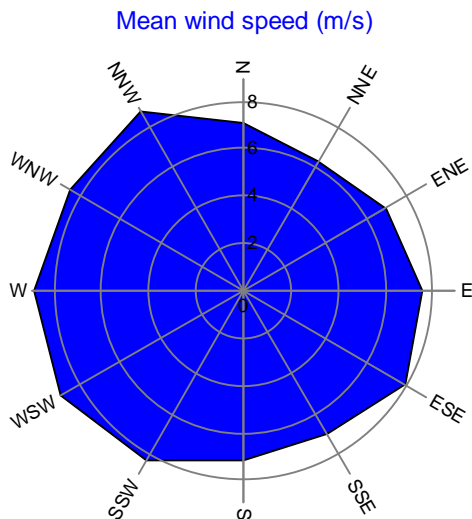
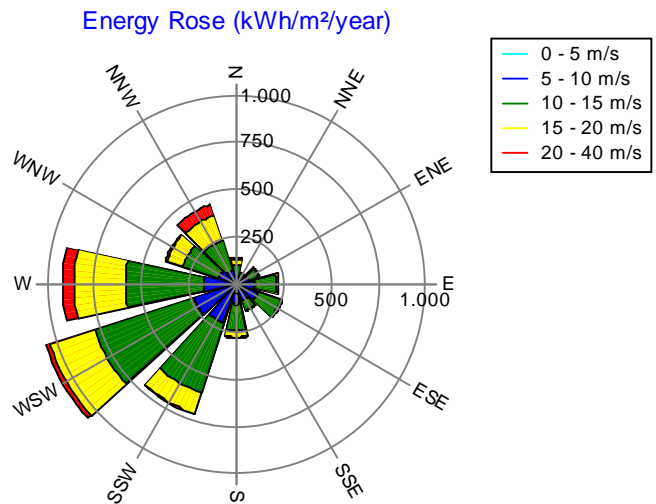
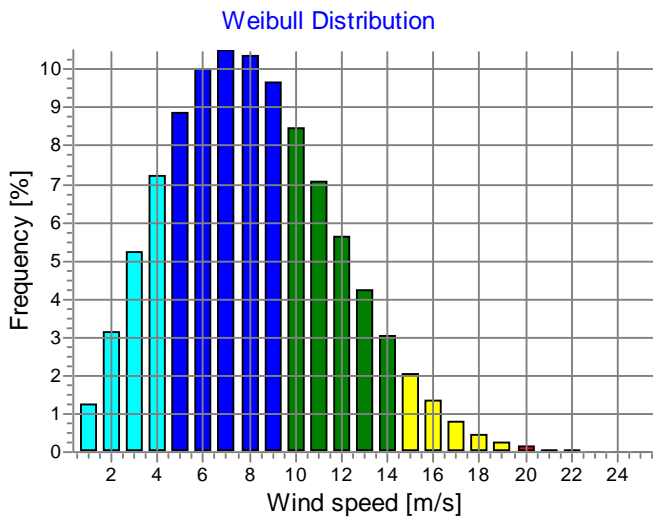
Calculation: Scenario 2, **LTWind data:** B - Site data Oosterhorn Zuid; Hub height: 145,0

Site coordinates
Dutch Stereo-RD/NAP 2000
East: 261.285 North: 591.749

Wind statistics
NL Meteo data Delfzijl 7-11-6-12 - Delfzijl 70,00 m.wws-Corr83.wws

Weibull Data

Sector	Current site		k- parameter	Frequency [%]
	A- parameter [m/s]	Wind speed [m/s]		
0 N	7,96	7,08	1,787	3,5
1 NNE	7,12	6,31	2,252	2,8
2 ENE	7,86	6,98	2,572	4,4
3 E	8,52	7,58	2,713	6,4
4 ESE	8,79	7,87	3,197	7,2
5 SSE	7,85	7,00	2,889	5,6
6 S	8,07	7,15	2,225	8,2
7 SSW	9,31	8,27	2,596	15,4
8 WSW	10,05	8,93	2,615	18,0
9 W	9,98	8,84	2,283	14,5
10 WNW	9,56	8,48	2,455	7,5
11 NNW	9,83	8,71	2,018	6,5
All	9,17	8,12	2,361	100,0



PARK - Wind Data Analysis

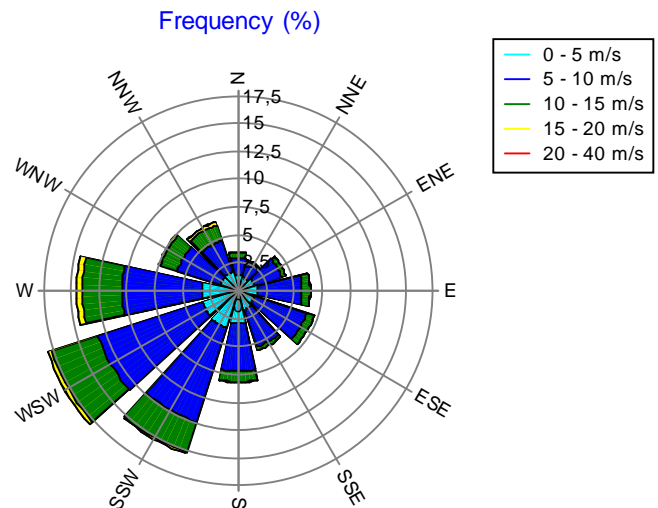
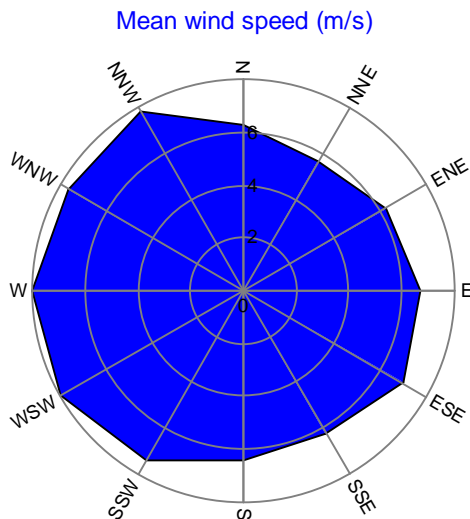
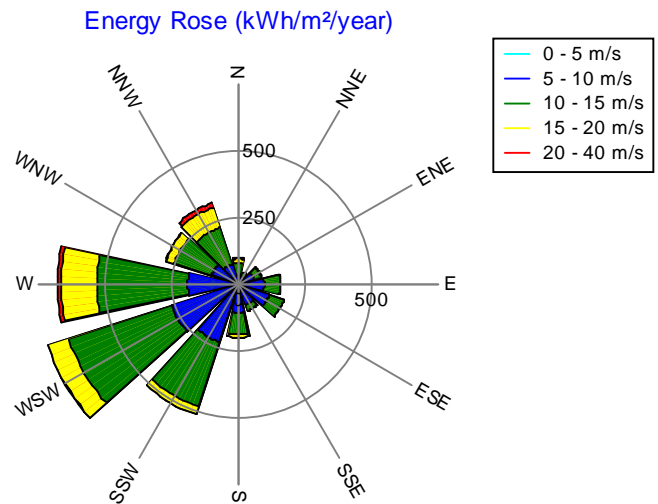
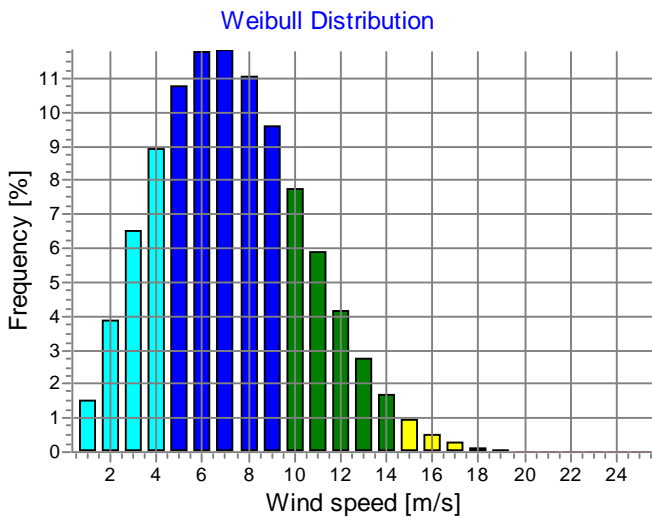
Calculation: Scenario 2, **LTWind data:** B - Site data Oosterhorn Zuid; Hub height: 100,0

Site coordinates
Dutch Stereo-RD/NAP 2000
East: 261.285 North: 591.749

Wind statistics
NL Meteo data Delfzijl 7-11-6-12 - Delfzijl 70,00 m.wws-Corr83.wws

Weibull Data

Sector	Current site			
	A- parameter [m/s]	Wind speed [m/s]	k- parameter	Frequency [%]
0 N	7,09	6,30	1,834	3,5
1 NNE	6,41	5,68	2,307	2,8
2 ENE	7,05	6,27	2,631	4,4
3 E	7,56	6,73	2,779	6,4
4 ESE	7,80	6,99	3,271	7,2
5 SSE	7,00	6,24	2,955	5,6
6 S	7,21	6,39	2,279	8,2
7 SSW	8,32	7,40	2,654	15,3
8 WSW	8,98	7,99	2,682	17,9
9 W	9,04	8,01	2,330	14,5
10 WNW	8,60	7,63	2,506	7,5
11 NNW	8,87	7,86	2,061	6,5
All	8,22	7,28	2,404	100,0



PARK - Park power curve

Calculation: Scenario 2, LT

Wind speed [m/s]	Power													
	Free WTGs [kW]	Park WTGs [kW]	N [kW]	NNE [kW]	ENE [kW]	E [kW]	ESE [kW]	SSE [kW]	S [kW]	SSW [kW]	WSW [kW]	W [kW]	WNW [kW]	NNW [kW]
0,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1,5	34	31	21	22	26	30	31	33	32	33	33	32	30	27
2,5	346	260	158	178	216	249	233	292	268	294	287	278	226	228
3,5	2.745	1.779	1.488	1.540	1.721	1.844	1.508	1.888	1.719	1.853	1.920	1.931	1.489	1.735
4,5	10.405	7.694	7.479	7.528	8.027	7.893	6.368	8.148	7.655	7.850	8.139	7.955	6.279	8.048
5,5	21.837	17.184	16.894	17.014	17.842	17.460	14.628	18.066	17.235	17.543	18.026	17.538	14.463	17.896
6,5	38.082	30.591	30.073	30.322	31.623	31.018	26.518	31.999	30.649	31.179	31.945	31.159	26.271	31.717
7,5	60.367	48.927	47.959	48.391	50.385	49.558	42.779	51.093	48.988	49.849	51.011	49.833	42.405	50.561
8,5	88.954	72.826	71.457	72.127	74.946	73.744	63.971	75.957	72.870	74.136	75.822	74.122	63.452	75.203
9,5	123.581	102.414	101.168	102.002	105.559	103.706	90.522	106.645	102.463	104.029	106.275	103.982	89.803	105.996
10,5	160.843	137.002	136.115	137.205	141.219	138.587	122.119	142.366	137.061	138.969	141.592	138.711	121.164	142.016
11,5	187.580	169.517	169.625	170.997	173.962	170.177	153.507	175.305	170.405	172.275	174.166	170.295	152.668	175.289
12,5	201.085	191.179	192.323	193.996	194.982	190.865	177.718	195.815	192.938	194.256	194.948	190.607	177.102	195.811
13,5	207.955	202.892	203.257	204.563	204.958	202.687	193.574	205.761	204.361	205.395	205.504	202.737	193.246	205.359
14,5	210.705	208.986	209.182	209.791	209.876	209.158	204.167	210.178	209.622	210.164	210.173	209.285	204.311	210.074
15,5	211.383	211.139	211.190	211.266	211.281	211.204	210.319	211.324	211.232	211.324	211.325	211.205	210.390	211.311
16,5	211.460	211.451	211.453	211.457	211.458	211.453	211.421	211.460	211.456	211.460	211.460	211.451	211.412	211.460
17,5	211.462	211.462	211.462	211.462	211.462	211.462	211.462	211.462	211.462	211.462	211.462	211.462	211.462	211.462
18,5	211.453	211.455	211.458	211.459	211.460	211.460	211.458	211.455	211.458	211.453	211.453	211.453	211.453	211.453
19,5	211.427	211.430	211.436	211.436	211.436	211.438	211.434	211.429	211.435	211.427	211.427	211.427	211.427	211.427
20,5	211.408	211.409	211.412	211.409	211.410	211.410	211.409	211.409	211.412	211.408	211.408	211.408	211.408	211.408
21,5	211.404	211.405	211.406	211.405	211.405	211.406	211.405	211.405	211.405	211.404	211.404	211.404	211.404	211.404
22,5	211.392	211.394	211.397	211.396	211.397	211.397	211.395	211.393	211.397	211.392	211.392	211.392	211.392	211.392
23,5	211.377	211.378	211.380	211.379	211.379	211.379	211.378	211.377	211.380	211.377	211.377	211.377	211.377	211.377
24,5	211.367	211.368	211.370	211.370	211.370	211.369	211.368	211.367	211.369	211.367	211.367	211.367	211.367	211.367
25,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Description:

The park power curve is similar to a WTG power curve, meaning that when a given wind speed appears in front of the park with same speed in the entire wind farm area (before influence from the park), the output from the park can be found in the park power curve. Another way to say this: The park power curve includes array losses, but do NOT include terrain given variations in the wind speed over the park area.

Measuring a park power curve is not as simple as measuring a WTG power curve due to the fact that the park power curve depends on the wind direction and that the same wind speed normally will not appear for the entire park area at the same time (only in very flat non-complex terrain). The idea with this version of the park power curve is not to use it for validation based on measurements. This would require at least 2 measurement masts at two sides of the park, unless only a few direction sectors should be tested, AND non complex terrain (normally only useable off shore). Another park power curve version for complex terrain is available in windPRO.

The park power curve can be used for:

- Forecast systems, based on more rough (approximated) wind data, the park power curve would be an efficient way to make the connection from wind speed (and direction) to power.
- Construction of duration curves, telling how often a given power output will appear, the park power curve can be used together with the average wind distribution for the Wind farm area in hub height. The average wind distribution can eventually be obtained based on the Weibull parameters for each WTG position. These are found at print menu: >Result to file< in the >Park result< which can be saved to file or copied to clipboard and pasted in Excel.
- Calculation of wind energy index based on the PARK production (see below).
- Estimation of the expected PARK production for an existing wind farm based on wind measurements at minimum 2 measurement masts at two sides of wind farm. The masts must be used for obtaining the free wind speed. The free wind speed is used in the simulation of expected energy production with the PARK power curve. This procedure will only work suitable in non complex terrains. For complex terrain another park power curve calculation is available in windPRO (PPV-model).

Note:

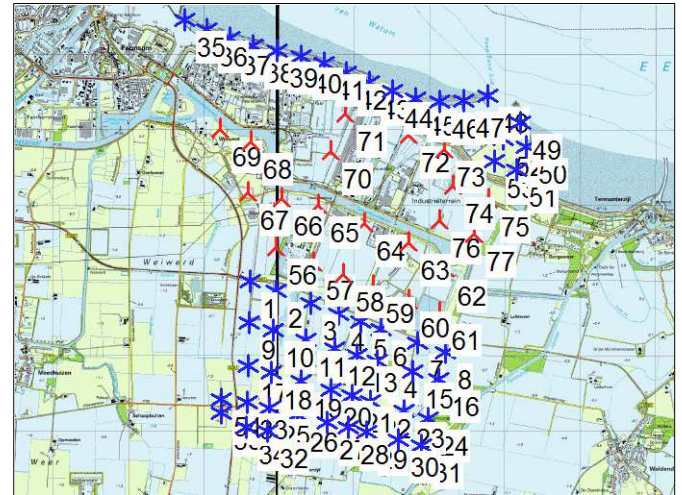
From the >Result to file< the >Wind Speeds Inside Wind farm< is also available. These can (e.g. via Excel) be used for extracting the wake induced reductions in measured wind speed.

PARK - WTG distances

Calculation: Scenario 2, LT

WTG distances

Z	Nearest WTG	Z	Horizontal distance	Distance in rotor diameters (max)	Distance in rotor diameters (min)
[m]		[m]	[m]		
1	-3,0	2	-3,1	361	5,1
2	-3,1	1	-3,0	361	5,1
3	-3,3	4	-4,0	400	5,6
4	-4,0	5	-4,0	317	4,5
5	-4,0	6	-4,8	283	4,0
6	-4,8	5	-4,0	283	4,0
7	-4,1	8	-4,6	383	5,4
8	-4,6	16	-4,5	363	5,1
9	-4,0	10	-3,0	336	4,7
10	-3,0	9	-4,0	336	4,7
11	-3,8	12	-4,6	398	5,6
12	-4,6	13	-4,0	304	4,3
13	-4,0	14	-4,5	272	3,8
14	-4,5	13	-4,0	272	3,8
15	-5,8	16	-4,5	361	5,1
16	-4,5	15	-5,8	361	5,1
17	-4,0	18	-5,9	315	4,4
18	-5,9	17	-4,0	315	4,4
19	-5,3	20	-4,3	401	5,6
20	-4,3	21	-3,8	293	4,1
21	-3,8	22	-3,8	261	3,7
22	-3,8	21	-3,8	261	3,7
23	-4,4	24	-5,0	333	4,7
24	-5,0	23	-4,4	333	4,7
25	-5,6	33	-5,2	297	4,2
26	-5,0	25	-5,6	392	5,5
27	-5,0	28	-4,0	283	4,0
28	-4,0	29	-5,1	252	3,6
29	-5,1	28	-4,0	252	3,6
30	-5,0	31	-5,0	314	4,4
31	-5,0	30	-5,0	314	4,4
32	-6,0	34	-5,1	282	4,0
33	-5,2	25	-5,6	297	4,2
34	-5,1	32	-6,0	282	4,0
35	0,0	36	0,0	324	3,2
36	0,0	37	0,0	324	3,2
37	0,0	36	0,0	324	3,2
38	0,0	39	0,0	324	3,2
39	0,0	38	0,0	324	3,2
40	0,0	39	0,0	324	3,2
41	0,0	42	0,0	324	3,2
42	0,0	41	0,0	324	3,2
43	0,0	44	0,0	324	3,2
44	0,0	43	0,0	324	3,2
45	0,0	46	0,0	324	3,2
46	0,0	45	0,0	324	3,2
47	0,0	48	0,0	324	3,2
48	0,0	47	0,0	324	3,2
49	1,0	52	-1,7	321	3,2
50	0,0	51	1,8	321	3,2
51	1,8	50	0,0	321	3,2
52	-1,7	49	1,0	321	3,2
53	-0,5	52	-1,7	321	3,2
54	-5,2	55	-4,6	170	4,0
55	-4,6	54	-5,2	170	4,0
56	-3,0	57	-3,4	540	4,8
57	-3,4	58	-2,8	424	3,8
58	-2,8	59	-3,0	424	3,8
59	-3,0	58	-2,8	424	3,8
60	-1,1	61	-3,6	450	4,0
61	-3,6	60	-1,1	450	4,0
62	-3,7	63	-3,0	589	5,3
63	-3,0	76	-3,9	499	4,5



Scale 1:100.000

▲ New WTG

* Existing WTG

To be continued on next page...

PARK - WTG distances**Calculation:** Scenario 2, LT

...continued from previous page

	Z	Nearest WTG	Z	Horizontal distance	Distance in rotor diameters (max)	Distance in rotor diameters (min)
	[m]		[m]	[m]		
64	-2,0	63	-3,0	636	5,7	5,7
65	-4,0	66	-2,3	501	4,5	4,5
66	-2,3	67	-3,6	451	4,0	4,0
67	-3,6	66	-2,3	451	4,0	4,0
68	-2,0	69	-4,1	442	3,9	3,9
69	-4,1	68	-2,0	442	3,9	3,9
70	-3,8	71	-1,4	524	4,7	4,7
71	-1,4	70	-3,8	524	4,7	4,7
72	-0,5	45	0,0	494	4,9	4,4
73	-0,7	74	-1,0	500	4,5	4,5
74	-1,0	73	-0,7	500	4,5	4,5
75	-3,0	77	-2,3	498	4,4	4,4
76	-3,9	77	-2,3	493	4,4	4,4
77	-2,3	76	-3,9	493	4,4	4,4
Min	-6,0		-6,0	170	3,2	3,2
Max	1,8		1,8	636	5,7	5,7

Project:

714041

Licensed user:

Pondera Consult B.V.

Welbergweg 49

NL-7556 PE Hengelo

0031742489940

Andrew Beltau / a.beltau@ponderaconsult.com

Calculated:

30-6-2015 13:21/3.0.619

PARK - Wind statistics info

Calculation: Scenario 2, LT

Main data for wind statistic

File \\sbs2011\consult\Extern Offertes en projecten\714041 Deelonderzoeken windenergie Oosterhorn\PS\WP\NL Meteo data Delfzijl 7-11-6-12 - Delfzijl 70,00 m.wws-Corr83.wws
Name Meteo data Delfzijl 7-11/6-12 - Delfzijl 70,00 m
Country Netherlands
Source USER
Mast coordinates Dutch Stereo-RD/NAP 2000 East: 262.867 North: 592.202
Created 29-6-2015
Edited 30-6-2015
Sectors 12
WAsP version WAsP 10.2 RVEA0164.dll 3.0.1.100

Additional info for wind statistic

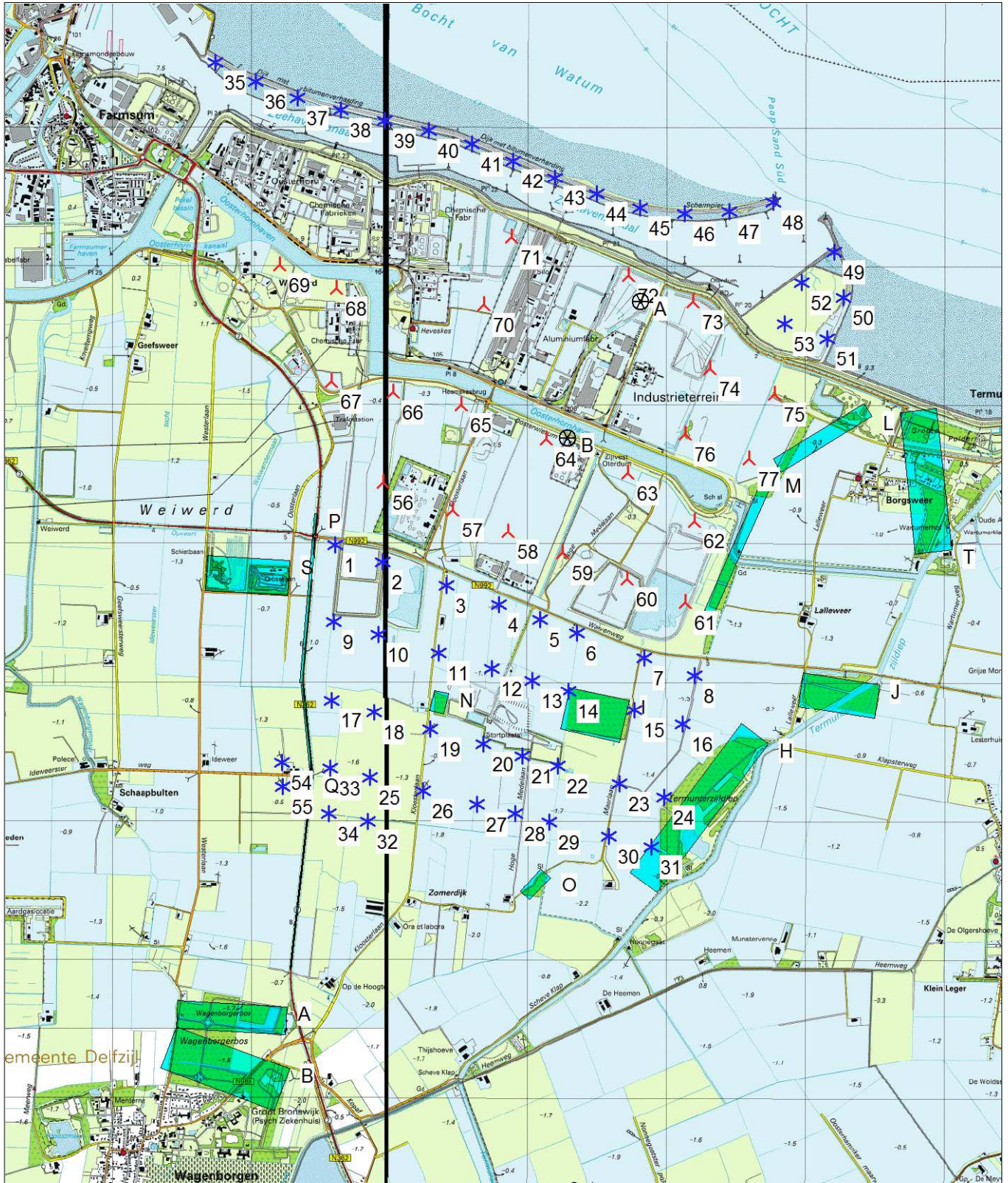
Source data Meteo data Delfzijl 7-11/6-12
Data from 7-7-2011
Data to 30-6-2012
Measurement length 11,8 Months
Recovery rate 100,0 %
Effective measurement length 11,8 Months

Note

To get the most correct calculation results, wind statistics shall be calculated with the SAME model and model parameters, as currently chosen in calculation. For WAsP versions before 10.0, the model is unchanged, but thereafter more model changes affecting the wind statistic is seen. Likewise WAsP CFD should always use WAsP CFD calculated wind statistics.

PARK - Map

Calculation: Scenario 2, LT



0 500 1000 1500 2000 m

Map: Delfzijl , Print scale 1:40.000, Map center Dutch Stereo-RD/NAP 2000 East: 261.018 North: 590.830

- ▲ New WTG
- ★ Existing WTG
- ⊗ Site Data
- ▭ Obstacle

PARK - Main Result

Calculation: Scenario 3, LT

Wake Model N.O. Jensen (RISØ/EMD)

Calculation Settings

Air density calculation mode Individual per WTG
Result for WTG at hub altitude 1,235 kg/m³ to 1,248 kg/m³
Air density relative to standard 100,8 % to 101,9 %
Hub altitude above sea level (asl) 34,8 m to 144,2 m
Annual mean temperature at hub alt. 8,1 °C to 8,8 °C
Pressure at WTGs 996,9 hPa to 1.010,2 hPa

Wake Model Parameters

From angle To angle Terrain type Wake decay constant
[°] [°]
-180,0 180,0 Mixed farmland 0,083

Displacement heights from objects

Wake calculation settings

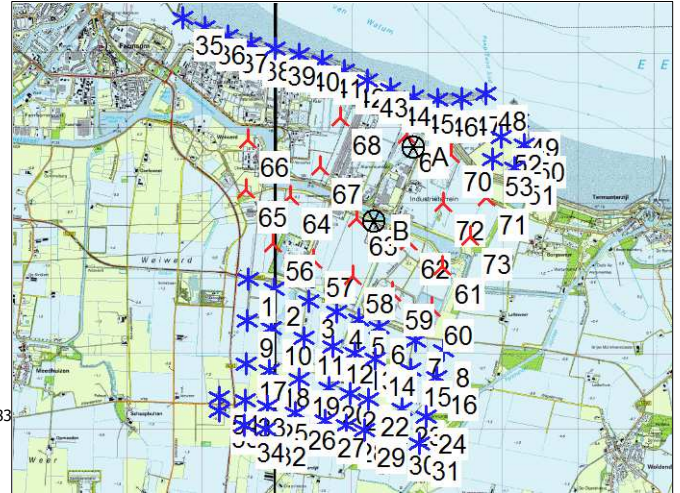
Angle [°] Wind speed [m/s]
start end step start end step
0,5 360,0 1,0 0,5 30,5 1,0

Wind statistics

NL Meteo data Delfzijl 7-11-6-12 - Delfzijl 70,00 m.wws-Corr83

WASP version

WASP 10.2 RVEA0164.dll 3.0.1.100



Scale 1:100.000
▲ New WTG ★ Existing WTG ⊙ Site Data

Key results for height 100,0 m above ground level

Terrain Dutch Stereo-RD/NAP 2000

X (east)	Y (north)	Name of wind distribution	Type	Wind energy [kWh/m ²]	Mean wind speed [m/s]	Equivalent roughness
A 261.812	592.734	Site data Oosterhorn Noord	WASP (WASP 10.2 RVEA0164.dll 3.0.1.100)	3.382	7,3	0,5
B 261.285	591.749	Site data Oosterhorn Zuid	WASP (WASP 10.2 RVEA0164.dll 3.0.1.100)	3.409	7,3	0,4

Calculated Annual Energy for Wind Farm

WTG combination	Result PARK [MWh/y]	GROSS (no loss) Free WTGs [MWh/y]	Park efficiency [%]	Specific results ^{*)}			
				Capacity factor [%]	Mean WTG result [MWh/y]	Full load hours [Hours/year]	Mean wind speed @hub height [m/s]
Wind farm	566.303,5	641.678,7	88,3	33,7	7.757,6	2.951	7,4
New WTGs only	248.975,2	271.176,6	91,8	52,6	13.832,0	4.611	8,2
Existing park WTGs only	317.328,3	370.502,1	85,6	26,3	5.769,6	2.301	7,1
Existing park WTGs without new WTGs	328.010,6	370.502,1	88,5		5.963,8		
Reduction for existing park WTGs caused by new	10.682,4						

^{*)} Based on wake reduced results, but no other losses included

Calculated Annual Energy for each of 18 new WTGs with total 54,0 MW rated power

WTG type			Power curve				Annual Energy Park						
Links	Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Displacement height [m]	Creator	Name	Result [MWh]	Efficiency [%]	Capacity factor [%]	Mean wind speed [m/s]
56 B	Yes	NORDEX	N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	0,0	USER	Level 0 - 1.225 kg/m ³ - R00	14.085,0	93,97	53,6	8,15
57 B	Yes	NORDEX	N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	0,0	USER	Level 0 - 1.225 kg/m ³ - R00	13.760,1	91,88	52,3	8,13
58 B	Yes	NORDEX	N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	0,0	USER	Level 0 - 1.225 kg/m ³ - R00	13.776,7	91,28	52,4	8,18
59 B	Yes	NORDEX	N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	0,0	USER	Level 0 - 1.225 kg/m ³ - R00	13.920,3	91,51	52,9	8,24
60 B	Yes	NORDEX	N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	0,0	USER	Level 0 - 1.225 kg/m ³ - R00	14.294,3	93,57	54,4	8,27
61 B	Yes	NORDEX	N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	0,0	USER	Level 0 - 1.225 kg/m ³ - R00	13.942,4	91,33	53,0	8,26
62 B	Yes	NORDEX	N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	0,0	USER	Level 0 - 1.225 kg/m ³ - R00	13.624,4	89,93	51,8	8,20
63 B	Yes	NORDEX	N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	0,0	USER	Level 0 - 1.225 kg/m ³ - R00	13.570,8	90,85	51,6	8,10
64 B	Yes	NORDEX	N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	0,0	USER	Level 0 - 1.225 kg/m ³ - R00	13.763,2	91,98	52,3	8,14
65 B	Yes	NORDEX	N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	0,0	USER	Level 0 - 1.225 kg/m ³ - R00	14.384,9	95,51	54,7	8,20
66 B	Yes	NORDEX	N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	0,0	USER	Level 0 - 1.225 kg/m ³ - R00	14.211,4	95,31	54,0	8,11
67 B	Yes	NORDEX	N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	0,0	USER	Level 0 - 1.225 kg/m ³ - R00	13.461,7	90,96	51,2	8,05
68 A	Yes	NORDEX	N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	0,0	USER	Level 0 - 1.225 kg/m ³ - R00	13.628,9	91,52	51,8	8,10
69 A	Yes	NORDEX	N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	0,0	USER	Level 0 - 1.225 kg/m ³ - R00	13.602,1	90,85	51,7	8,13
70 A	Yes	NORDEX	N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	0,0	USER	Level 0 - 1.225 kg/m ³ - R00	13.597,2	90,20	51,7	8,16
71 A	Yes	NORDEX	N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	0,0	USER	Level 0 - 1.225 kg/m ³ - R00	13.804,9	90,46	52,5	8,26
72 A	Yes	NORDEX	N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	0,0	USER	Level 0 - 1.225 kg/m ³ - R00	13.598,9	90,12	51,7	8,16
73 B	Yes	NORDEX	N131/3000-3.000	3.000	131,0	145,0	0,0	USER	Level 0 - 1.225 kg/m ³ - R00	13.948,1	91,44	53,0	8,25

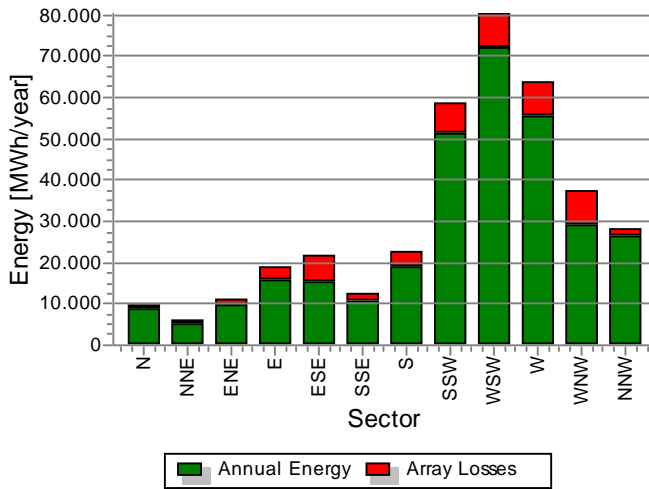
Annual Energy results do not include any losses apart from wake losses. For expected NET AEP (expected sold production), see report Loss & Uncertainty.

PARK - Production Analysis

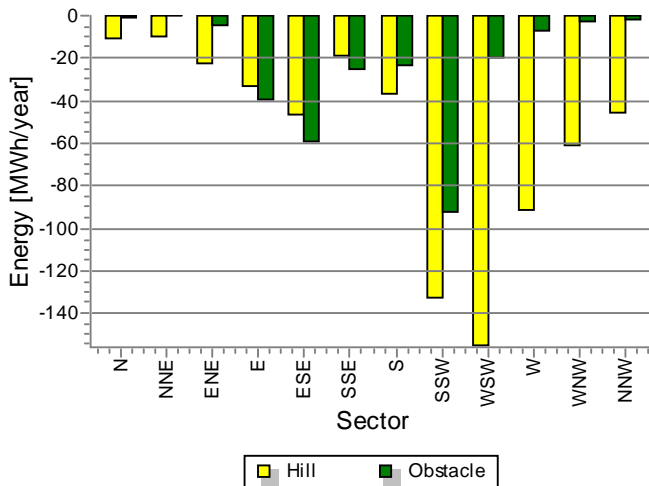
Calculation: Scenario 3, LTWTG: All existing WTGs, Air density varies with WTG position 1,237 kg/m³ - 1,250 kg/m³
Directional Analysis

Sector	0 N	1 NNE	2 ENE	3 E	4 ESE	5 SSE	6 S	7 SSW	8 WSW	9 W	10 WNW	11 NNW	Total
Roughness based energy [MWh]	9.873,7	5.816,7	10.980,8	19.016,4	21.942,0	12.412,9	22.667,2	58.797,0	80.459,9	63.799,2	37.430,5	28.267,6	371.464,1
-Decrease due to obstacles [MWh]	1,5	0,6	5,3	40,1	60,3	25,9	24,1	93,1	21,0	8,0	4,0	2,9	286,7
+Increase due to hills [MWh]	-11,7	-10,8	-23,1	-34,4	-47,2	-20,0	-37,2	-133,6	-155,9	-92,6	-62,1	-46,6	-675,2
-Decrease due to array losses [MWh]	1.215,0	899,1	1.350,0	3.165,8	6.488,9	1.941,2	3.517,3	7.424,4	8.149,6	8.481,4	8.404,9	2.136,2	53.173,9
Resulting energy [MWh]	8.645,5	4.906,2	9.602,5	15.776,1	15.345,6	10.425,8	19.088,6	51.145,9	72.133,4	55.217,2	28.959,5	26.081,9	317.328,1
Specific energy [kWh/m ²]													1.109
Specific energy [kWh/kW]													2.301
Decrease due to obstacles [%]	0,0	0,0	0,0	0,2	0,3	0,2	0,1	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,08
Increase due to hills [%]	-0,1	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1	-0,2	-0,2	-0,18
Decrease due to array losses [%]	12,3	15,5	12,3	16,7	29,7	15,7	15,6	12,7	10,2	13,3	22,5	7,6	14,35
Utilization [%]	31,4	36,4	38,6	36,2	31,6	38,1	35,4	35,9	35,3	31,7	27,4	28,8	33,2
Operational [Hours/year]	297	240	376	544	606	474	696	1.300	1.524	1.233	656	554	8.500
Full Load Equivalent [Hours/year]	63	36	70	114	111	76	138	371	523	400	210	189	2.301

Energy vs. sector



Impact of hills and obstacles vs. sector



PARK - Power Curve Analysis

Calculation: Scenario 3, LTWTG: 56 - NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! Level 0 - 1.225 kg/m³ - R00, Hub height: 145,0 m

Name: Level 0 - 1.225 kg/m³ - R00

Source: NORDEX

Source/Date	Created by	Created	Edited	Stop wind speed [m/s]	Power control	CT curve type	Generator type	Specific power kW/m ²
3-12-2013	USER	3-12-2013	24-4-2014	20,0	Pitch	User defined	Variable	0,22
F008_246_A03_R00, 21.11.2013								

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

Vmean [m/s]	5	6	7	8	9	10
HP value Pitch, variable speed (2013) [MWh]	6.398	9.287	11.903	14.121	15.923	17.319
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! Level 0 - 1.225 kg/m ³ - R00 [MWh]	6.394	9.296	11.884	13.964	15.457	16.370
Check value [%]	0	0	0	1	3	6

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

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

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

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

Power curve

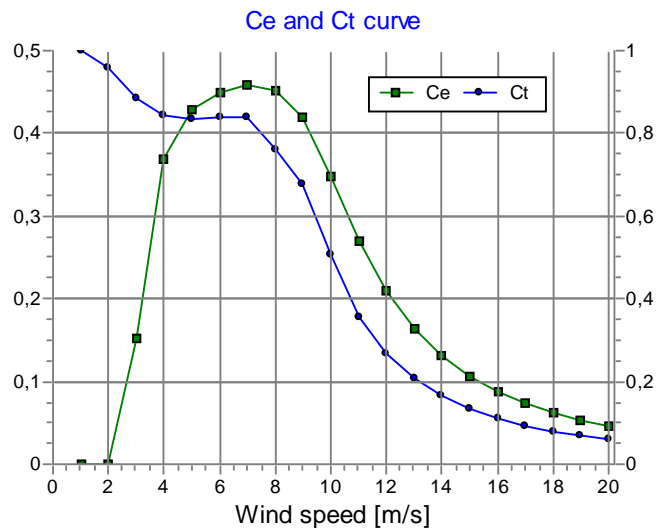
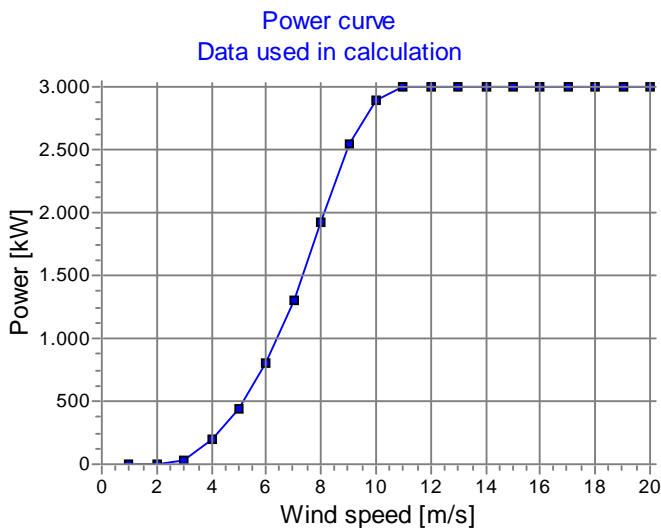
Original data from Windcat, Air density: 1,225 kg/m³

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Ce	Wind speed [m/s]	Ct curve
3,0	33,0	0,15	3,0	0,89
3,5	104,0	0,29	3,5	0,85
4,0	194,0	0,37	4,0	0,84
4,5	306,0	0,41	4,5	0,84
5,0	442,0	0,43	5,0	0,83
5,5	607,0	0,44	5,5	0,84
6,0	802,0	0,45	6,0	0,84
6,5	1.032,0	0,46	6,5	0,84
7,0	1.298,0	0,46	7,0	0,84
7,5	1.595,0	0,46	7,5	0,80
8,0	1.915,0	0,45	8,0	0,76
8,5	2.250,0	0,44	8,5	0,72
9,0	2.533,0	0,42	9,0	0,68
9,5	2.740,0	0,39	9,5	0,63
10,0	2.881,0	0,35	10,0	0,51
10,5	2.965,0	0,31	10,5	0,42
11,0	2.997,0	0,27	11,0	0,36
11,5	3.000,0	0,24	11,5	0,31
12,0	3.000,0	0,21	12,0	0,27
12,5	3.000,0	0,19	12,5	0,23
13,0	3.000,0	0,17	13,0	0,21
13,5	3.000,0	0,15	13,5	0,18
14,0	3.000,0	0,13	14,0	0,17
14,5	3.000,0	0,12	14,5	0,15
15,0	3.000,0	0,11	15,0	0,13
15,5	3.000,0	0,10	15,5	0,12
16,0	3.000,0	0,09	16,0	0,11
16,5	3.000,0	0,08	16,5	0,10
17,0	3.000,0	0,07	17,0	0,09
17,5	3.000,0	0,07	17,5	0,09
18,0	3.000,0	0,06	18,0	0,08
18,5	3.000,0	0,06	18,5	0,07
19,0	3.000,0	0,05	19,0	0,07
19,5	3.000,0	0,05	19,5	0,06
20,0	3.000,0	0,05	20,0	0,06

Power, Efficiency and energy vs. wind speed

Data used in calculation, Air density: 1,235 kg/m³ New windPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Ce	Interval [m/s]	Energy [MWh]	Acc. Energy [MWh]	Relative [%]
1,0	0,0	0,00	0,50- 1,50	0,0	0,0	0,0
2,0	0,0	0,00	1,50- 2,50	0,0	0,0	0,0
3,0	34,1	0,15	2,50- 3,50	26,4	26,4	0,2
4,0	196,4	0,37	3,50- 4,50	129,2	155,6	1,1
5,0	446,4	0,43	4,50- 5,50	346,6	502,3	3,6
6,0	809,3	0,45	5,50- 6,50	700,2	1.202,4	8,5
7,0	1.309,1	0,46	6,50- 7,50	1.175,1	2.377,6	16,9
8,0	1.929,4	0,45	7,50- 8,50	1.681,1	4.058,7	28,8
9,0	2.543,7	0,42	8,50- 9,50	2.002,6	6.061,3	43,0
10,0	2.886,5	0,35	9,50-10,50	1.981,8	8.043,1	57,1
11,0	2.997,2	0,27	10,50-11,50	1.698,0	9.741,1	69,2
12,0	3.000,0	0,21	11,50-12,50	1.330,6	11.071,6	78,6
13,0	3.000,0	0,16	12,50-13,50	993,4	12.065,1	85,7
14,0	3.000,0	0,13	13,50-14,50	715,1	12.780,2	90,7
15,0	3.000,0	0,11	14,50-15,50	497,9	13.278,0	94,3
16,0	3.000,0	0,09	15,50-16,50	335,5	13.613,5	96,7
17,0	3.000,0	0,07	16,50-17,50	218,6	13.832,1	98,2
18,0	3.000,0	0,06	17,50-18,50	137,7	13.969,8	99,2
19,0	3.000,0	0,05	18,50-19,50	83,9	14.053,7	99,8
20,0	3.000,0	0,05	19,50-20,50	31,3	14.085,0	100,0



Project:

714041

Licensed user:

Pondera Consult B.V.

Welbergweg 49

NL-7556 PE Hengelo

0031742489940

Andrew Beltau / a.beltau@ponderaconsult.com

Calculated:

30-6-2015 13:26/3.0.619

PARK - Terrain

Calculation: Scenario 3, **LTSite Data:** A - Site data Oosterhorn Noord

Obstacles:

2 Obstacles used within a radius of 2.000 m

Roughness:

Calculation uses following MAP files:

\\sbs2011\consult\Extern Offertes en projecten\714041 Deelonderzoeken windenergie Oosterhorn\PS\WP\ROUGHNESSLINE_714041_10.wpo

Min X: 231.260, Max X: 290.210, Min Y: 560.280, Max Y: 621.711, Width: 58.950 m, Height: 61.431 m

Limited by a square on 40,0 km x 40,0 km around the current site

Orography:

Calculation uses following MAP files:

S:\Extern Projecten\2011\S11095 Delfzijl-zuid\WP\S11095_EMDGrid_0.wpg

Min X: 250.664, Max X: 271.159, Min Y: 580.962, Max Y: 601.341, Width: 20.495 m, Height: 20.379 m

Limited by a square on 14,0 km x 14,0 km around the current site

Project:

714041

Licensed user:

Pondera Consult B.V.

Welbergweg 49

NL-7556 PE Hengelo

0031742489940

Andrew Beltau / a.beltau@ponderaconsult.com

Calculated:

30-6-2015 13:26/3.0.619

PARK - Terrain

Calculation: Scenario 3, **LTSite Data:** B - Site data Oosterhorn Zuid

Obstacles:

4 Obstacles used within a radius of 2.000 m

Roughness:

Calculation uses following MAP files:

\\sbs2011\consult\Extern Offertes en projecten\714041 Deelonderzoeken windenergie Oosterhorn\PS\WP\ROUGHNESSLINE_714041_10.wpo

Min X: 231.260, Max X: 290.210, Min Y: 560.280, Max Y: 621.711, Width: 58.950 m, Height: 61.431 m

Limited by a square on 40,0 km x 40,0 km around the current site

Orography:

Calculation uses following MAP files:

S:\Extern Projecten\2011\S11095 Delfzijl-zuid\WP\S11095_EMDGrid_0.wpg

Min X: 250.664, Max X: 271.159, Min Y: 580.962, Max Y: 601.341, Width: 20.495 m, Height: 20.379 m

Limited by a square on 14,0 km x 14,0 km around the current site

PARK - Wind Data Analysis

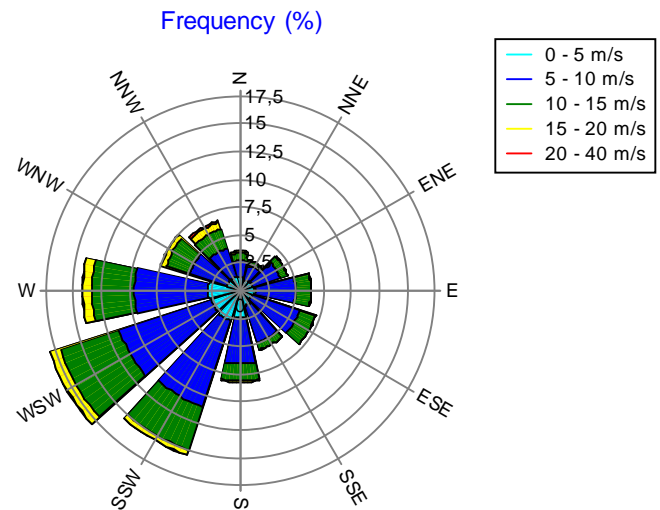
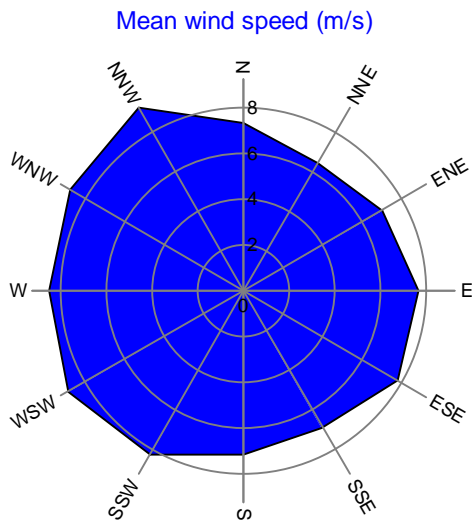
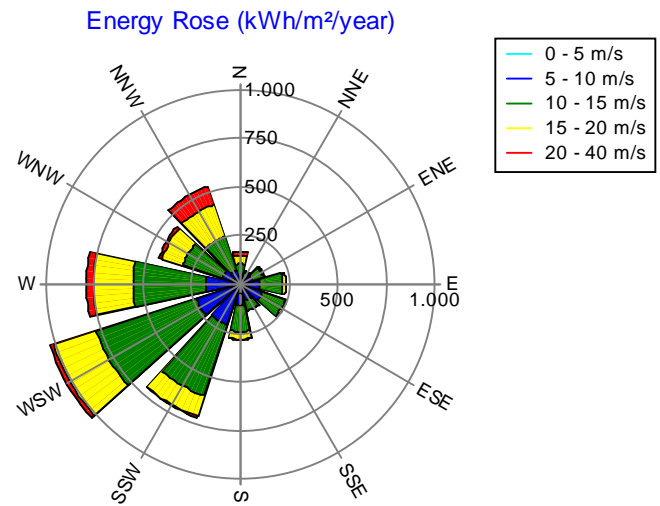
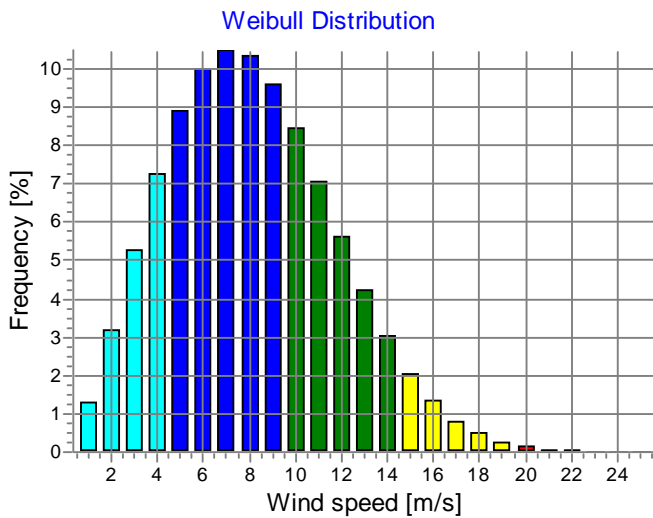
Calculation: Scenario 3, **LTWind data:** A - Site data Oosterhorn Noord; Hub height: 145,0

Site coordinates
Dutch Stereo-RD/NAP 2000
East: 261.812 North: 592.734

Wind statistics
NL Meteo data Delfzijl 7-11-6-12 - Delfzijl 70,00 m.wws-Corr83.wws

Weibull Data

Sector	Current site			
	A- parameter [m/s]	Wind speed [m/s]	k- parameter	Frequency [%]
0 N	8,26	7,35	1,775	3,6
1 NNE	7,29	6,45	2,232	2,8
2 ENE	7,92	7,03	2,564	4,4
3 E	8,65	7,69	2,701	6,4
4 ESE	8,73	7,82	3,201	7,1
5 SSE	7,72	6,88	2,889	5,6
6 S	8,08	7,15	2,225	8,2
7 SSW	9,26	8,23	2,600	15,5
8 WSW	9,95	8,84	2,615	18,0
9 W	9,57	8,48	2,287	14,2
10 WNW	9,90	8,78	2,447	7,5
11 NNW	10,42	9,23	2,029	6,6
All	9,16	8,12	2,354	100,0



PARK - Wind Data Analysis

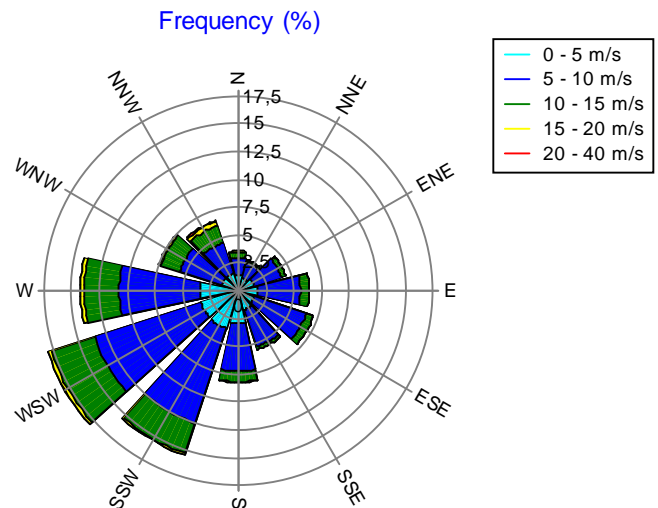
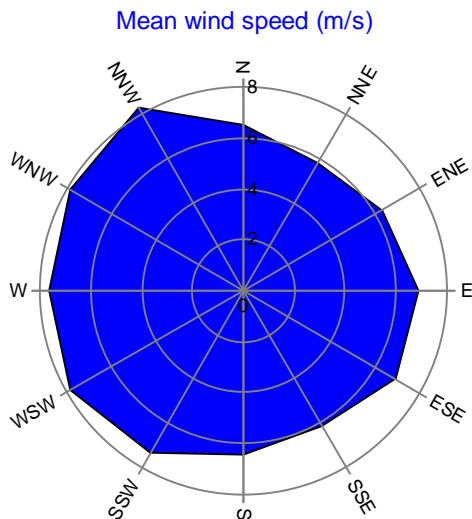
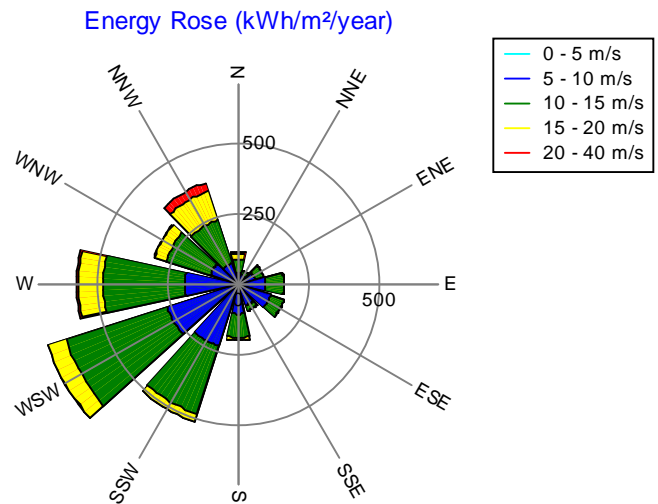
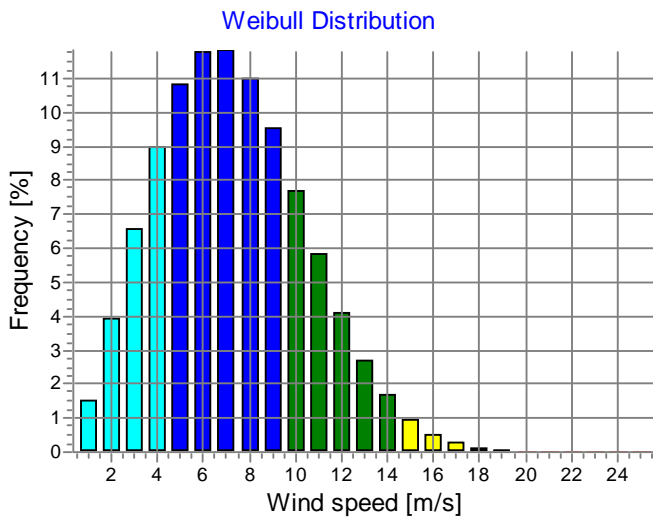
Calculation: Scenario 3, **LTWind data:** A - Site data Oosterhorn Noord; Hub height: 100,0

Site coordinates
Dutch Stereo-RD/NAP 2000
East: 261.812 North: 592.734

Wind statistics
NL Meteo data Delfzijl 7-11-6-12 - Delfzijl 70,00 m.wws-Corr83.wws

Weibull Data

Sector	Current site		k- parameter	Frequency [%]
	A- parameter [m/s]	Wind speed [m/s]		
0 N	7,36	6,54	1,822	3,6
1 NNE	6,51	5,77	2,287	2,8
2 ENE	7,11	6,32	2,627	4,5
3 E	7,69	6,85	2,771	6,4
4 ESE	7,72	6,93	3,275	7,1
5 SSE	6,88	6,14	2,955	5,6
6 S	7,22	6,39	2,283	8,2
7 SSW	8,29	7,37	2,658	15,5
8 WSW	8,83	7,85	2,682	18,0
9 W	8,64	7,65	2,334	14,2
10 WNW	8,89	7,89	2,506	7,5
11 NNW	9,37	8,30	2,072	6,6
All	8,19	7,26	2,400	100,0



PARK - Wind Data Analysis

Calculation: Scenario 3, **LTWind data:** A - Site data Oosterhorn Noord; Hub height: 145,0

Site coordinates

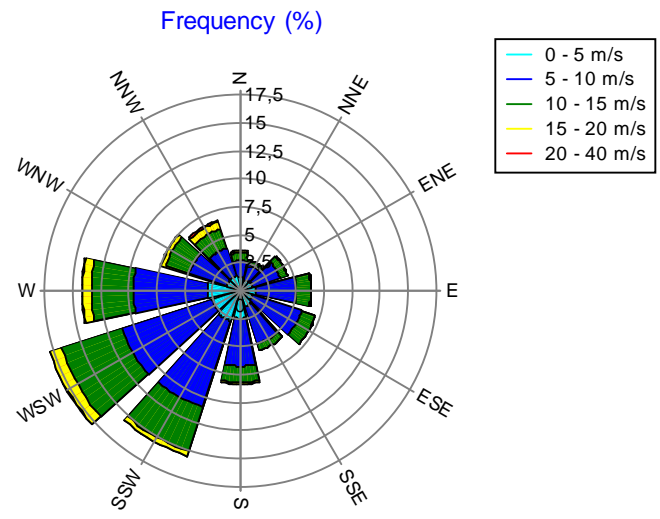
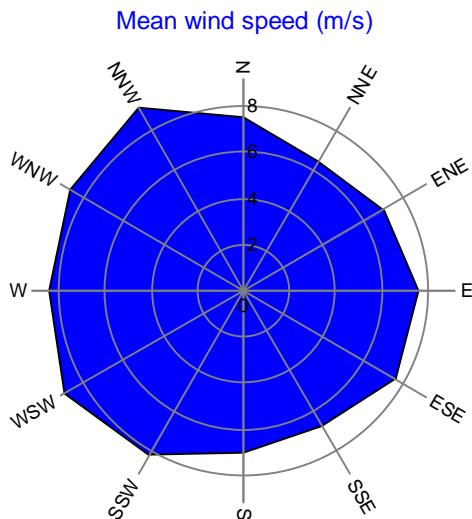
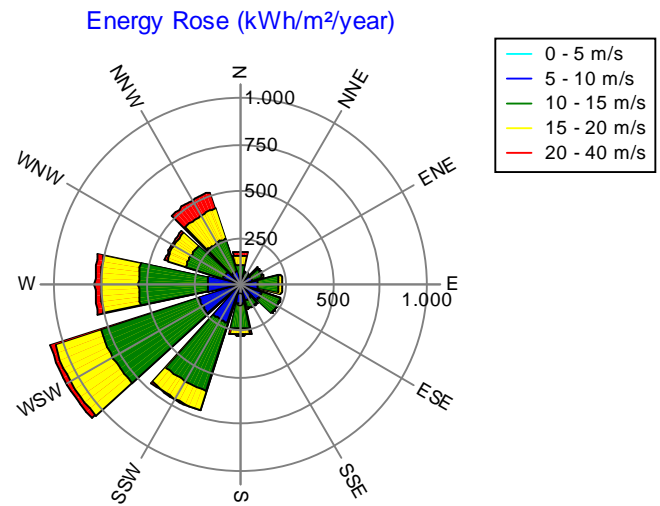
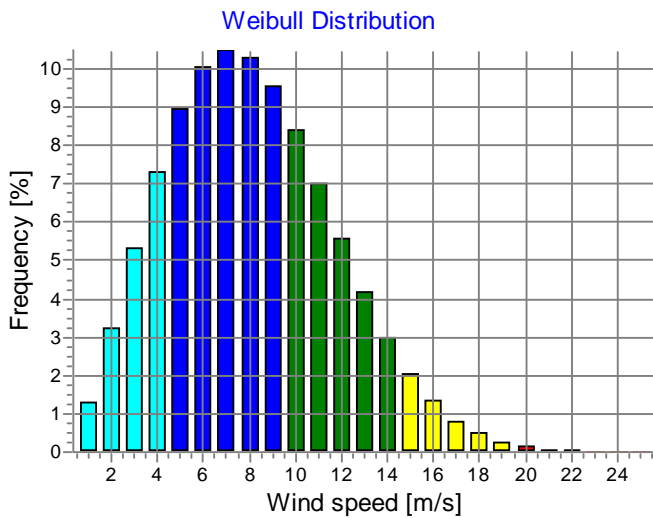
Dutch Stereo-RD/NAP 2000
East: 260.839 North: 593.122
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (160)

Wind statistics

NL Meteo data Delfzijl 7-11-6-12 - Delfzijl 70,00 m.wws-Corr83.wws

Weibull Data

Sector	Current site			
	A- parameter [m/s]	Wind speed [m/s]	k- parameter	Frequency [%]
0 N	8,41	7,49	1,771	3,6
1 NNE	7,31	6,47	2,232	2,8
2 ENE	7,92	7,03	2,564	4,4
3 E	8,52	7,58	2,709	6,4
4 ESE	8,51	7,62	3,213	7,1
5 SSE	7,62	6,79	2,889	5,6
6 S	7,96	7,05	2,232	8,3
7 SSW	9,24	8,21	2,604	15,5
8 WSW	10,12	8,99	2,611	17,9
9 W	9,53	8,44	2,283	14,2
10 WNW	9,82	8,71	2,451	7,5
11 NNW	10,37	9,18	2,029	6,6
All	9,14	8,10	2,342	100,0



PARK - Wind Data Analysis

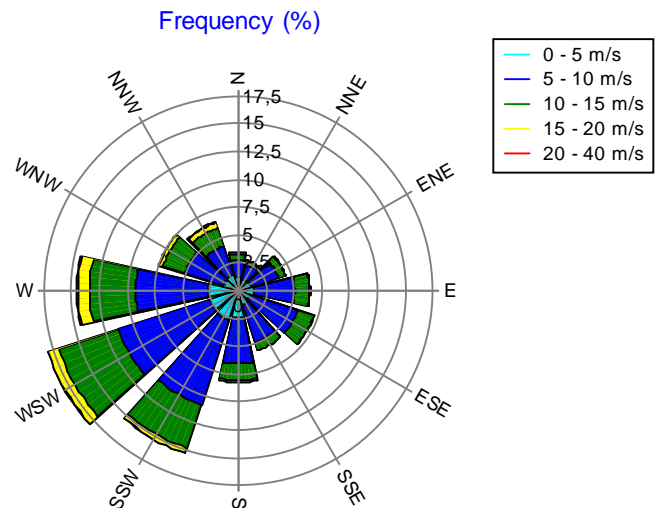
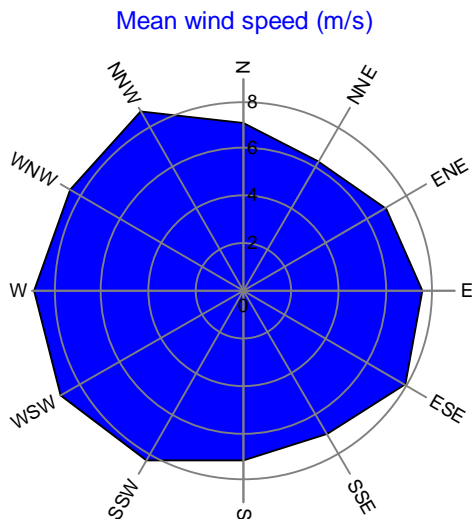
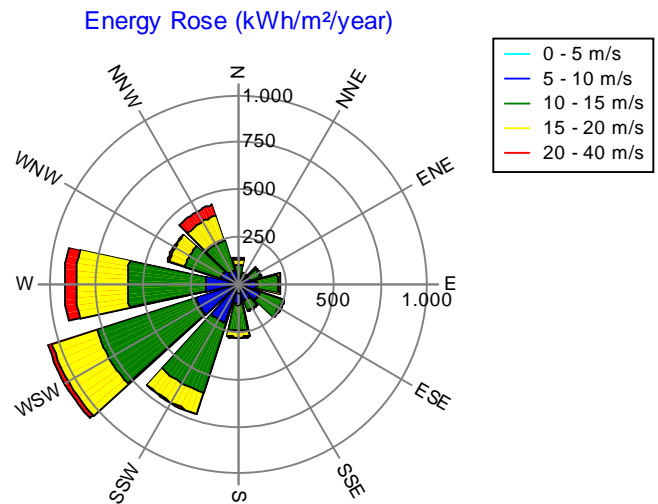
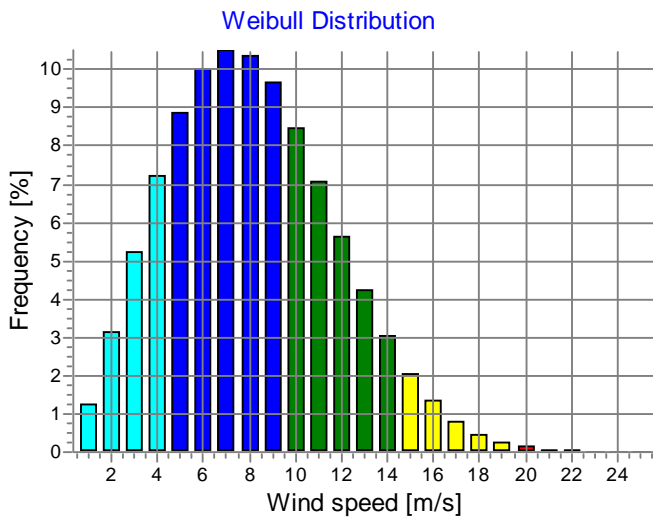
Calculation: Scenario 3, **LTWind data:** B - Site data Oosterhorn Zuid; Hub height: 145,0

Site coordinates
Dutch Stereo-RD/NAP 2000
East: 261.285 North: 591.749

Wind statistics
NL Meteo data Delfzijl 7-11-6-12 - Delfzijl 70,00 m.wws-Corr83.wws

Weibull Data

Sector	Current site		k- parameter	Frequency [%]
	A- parameter [m/s]	Wind speed [m/s]		
0 N	7,96	7,08	1,787	3,5
1 NNE	7,12	6,31	2,252	2,8
2 ENE	7,86	6,98	2,572	4,4
3 E	8,52	7,58	2,713	6,4
4 ESE	8,79	7,87	3,197	7,2
5 SSE	7,85	7,00	2,889	5,6
6 S	8,07	7,15	2,225	8,2
7 SSW	9,31	8,27	2,596	15,4
8 WSW	10,05	8,93	2,615	18,0
9 W	9,98	8,84	2,283	14,5
10 WNW	9,56	8,48	2,455	7,5
11 NNW	9,83	8,71	2,018	6,5
All	9,17	8,12	2,361	100,0



PARK - Park power curve

Calculation: Scenario 3, LT

Wind speed [m/s]	Power													
	Free WTGs [kW]	Park WTGs [kW]	N [kW]	NNE [kW]	ENE [kW]	E [kW]	ESE [kW]	SSE [kW]	S [kW]	SSW [kW]	WSW [kW]	W [kW]	WNW [kW]	NNW [kW]
0,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1,5	34	31	20	20	25	30	31	33	32	33	33	32	30	26
2,5	346	260	160	177	215	251	233	292	268	294	287	278	226	228
3,5	3.475	2.367	2.070	1.998	2.304	2.419	2.118	2.465	2.389	2.358	2.539	2.556	2.085	2.289
4,5	11.431	8.567	8.401	8.243	8.909	8.729	7.552	8.870	8.611	8.542	8.999	8.801	7.458	8.840
5,5	23.605	18.421	18.162	17.907	19.092	18.697	16.366	19.056	18.587	18.434	19.260	18.794	16.185	18.982
6,5	40.949	32.527	32.051	31.662	33.591	32.996	29.191	33.555	32.778	32.554	33.885	33.155	28.917	33.421
7,5	64.363	51.748	50.814	50.256	53.266	52.458	46.739	53.360	52.097	51.807	53.843	52.753	46.309	53.017
8,5	93.078	76.774	75.541	74.879	78.915	77.609	69.425	79.206	77.276	77.056	79.802	78.034	68.865	78.718
9,5	122.303	104.986	104.738	104.207	108.395	105.663	95.102	108.242	105.714	105.839	108.613	105.598	94.483	108.462
10,5	149.585	133.350	134.012	134.300	137.711	133.264	121.156	137.499	134.328	135.337	137.617	132.882	120.383	138.041
11,5	170.231	156.951	158.419	159.602	161.412	155.948	143.182	161.574	158.491	160.238	161.389	155.655	142.490	162.046
12,5	182.544	173.686	175.199	176.679	177.436	172.835	160.963	177.916	175.496	176.890	177.519	172.531	160.433	177.985
13,5	189.355	184.452	185.110	186.250	186.634	184.205	175.071	187.248	185.904	186.964	187.079	184.208	174.806	186.969
14,5	192.105	190.412	190.780	191.267	191.395	190.596	185.569	191.578	191.025	191.571	191.580	190.690	185.721	191.554
15,5	192.783	192.542	192.618	192.675	192.699	192.608	191.719	192.724	192.632	192.724	192.725	192.605	191.790	192.721
16,5	192.860	192.851	192.854	192.857	192.858	192.853	192.821	192.860	192.856	192.860	192.860	192.851	192.812	192.860
17,5	192.862	192.862	192.862	192.862	192.862	192.862	192.862	192.862	192.862	192.862	192.862	192.862	192.862	192.862
18,5	192.853	192.855	192.858	192.859	192.860	192.860	192.858	192.855	192.858	192.853	192.853	192.853	192.853	192.853
19,5	192.827	192.830	192.836	192.835	192.836	192.838	192.834	192.829	192.835	192.827	192.827	192.827	192.827	192.827
20,5	138.808	138.809	138.812	138.809	138.809	138.810	138.809	138.809	138.812	138.808	138.808	138.808	138.808	138.808
21,5	138.804	138.805	138.806	138.805	138.805	138.806	138.805	138.805	138.805	138.804	138.804	138.804	138.804	138.804
22,5	138.792	138.794	138.797	138.796	138.796	138.797	138.795	138.793	138.797	138.792	138.792	138.792	138.792	138.792
23,5	138.777	138.778	138.780	138.778	138.779	138.779	138.778	138.777	138.780	138.777	138.777	138.777	138.777	138.777
24,5	138.767	138.767	138.769	138.768	138.768	138.769	138.768	138.767	138.769	138.767	138.767	138.767	138.767	138.767
25,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Description:

The park power curve is similar to a WTG power curve, meaning that when a given wind speed appears in front of the park with same speed in the entire wind farm area (before influence from the park), the output from the park can be found in the park power curve. Another way to say this: The park power curve includes array losses, but do NOT include terrain given variations in the wind speed over the park area.

Measuring a park power curve is not as simple as measuring a WTG power curve due to the fact that the park power curve depends on the wind direction and that the same wind speed normally will not appear for the entire park area at the same time (only in very flat non-complex terrain). The idea with this version of the park power curve is not to use it for validation based on measurements. This would require at least 2 measurement masts at two sides of the park, unless only a few direction sectors should be tested, AND non complex terrain (normally only useable off shore). Another park power curve version for complex terrain is available in windPRO.

The park power curve can be used for:

- Forecast systems, based on more rough (approximated) wind data, the park power curve would be an efficient way to make the connection from wind speed (and direction) to power.
- Construction of duration curves, telling how often a given power output will appear, the park power curve can be used together with the average wind distribution for the Wind farm area in hub height. The average wind distribution can eventually be obtained based on the Weibull parameters for each WTG position. These are found at print menu: >Result to file< in the >Park result< which can be saved to file or copied to clipboard and pasted in Excel.
- Calculation of wind energy index based on the PARK production (see below).
- Estimation of the expected PARK production for an existing wind farm based on wind measurements at minimum 2 measurement masts at two sides of wind farm. The masts must be used for obtaining the free wind speed. The free wind speed is used in the simulation of expected energy production with the PARK power curve. This procedure will only work suitable in non complex terrains. For complex terrain another park power curve calculation is available in windPRO (PPV-model).

Note:

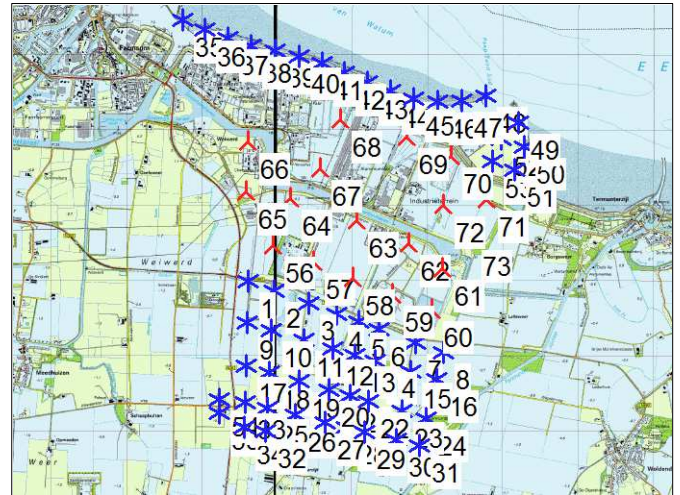
From the >Result to file< the >Wind Speeds Inside Wind farm< is also available. These can (e.g. via Excel) be used for extracting the wake induced reductions in measured wind speed.

PARK - WTG distances

Calculation: Scenario 3, LT

WTG distances

Z	Nearest WTG	Z	Horizontal distance	Distance in rotor diameters (max)	Distance in rotor diameters (min)
[m]		[m]	[m]		
1	-3,0	2	-3,1	361	5,1
2	-3,1	1	-3,0	361	5,1
3	-3,3	4	-4,0	400	5,6
4	-4,0	5	-4,0	317	4,5
5	-4,0	6	-4,8	283	4,0
6	-4,8	5	-4,0	283	4,0
7	-4,1	8	-4,6	383	5,4
8	-4,6	16	-4,5	363	5,1
9	-4,0	10	-3,0	336	4,7
10	-3,0	9	-4,0	336	4,7
11	-3,8	12	-4,6	398	5,6
12	-4,6	13	-4,0	304	4,3
13	-4,0	14	-4,5	272	3,8
14	-4,5	13	-4,0	272	3,8
15	-5,8	16	-4,5	361	5,1
16	-4,5	15	-5,8	361	5,1
17	-4,0	18	-5,9	315	4,4
18	-5,9	17	-4,0	315	4,4
19	-5,3	20	-4,3	401	5,6
20	-4,3	21	-3,8	293	4,1
21	-3,8	22	-3,8	261	3,7
22	-3,8	21	-3,8	261	3,7
23	-4,4	24	-5,0	333	4,7
24	-5,0	23	-4,4	333	4,7
25	-5,6	33	-5,2	297	4,2
26	-5,0	25	-5,6	392	5,5
27	-5,0	28	-4,0	283	4,0
28	-4,0	29	-5,1	252	3,6
29	-5,1	28	-4,0	252	3,6
30	-5,0	31	-5,0	314	4,4
31	-5,0	30	-5,0	314	4,4
32	-6,0	34	-5,1	282	4,0
33	-5,2	25	-5,6	297	4,2
34	-5,1	32	-6,0	282	4,0
35	0,0	36	0,0	324	3,2
36	0,0	37	0,0	324	3,2
37	0,0	36	0,0	324	3,2
38	0,0	39	0,0	324	3,2
39	0,0	38	0,0	324	3,2
40	0,0	39	0,0	324	3,2
41	0,0	42	0,0	324	3,2
42	0,0	41	0,0	324	3,2
43	0,0	44	0,0	324	3,2
44	0,0	43	0,0	324	3,2
45	0,0	46	0,0	324	3,2
46	0,0	45	0,0	324	3,2
47	0,0	48	0,0	324	3,2
48	0,0	47	0,0	324	3,2
49	1,0	52	-1,7	321	3,2
50	0,0	51	1,8	321	3,2
51	1,8	50	0,0	321	3,2
52	-1,7	49	1,0	321	3,2
53	-0,5	52	-1,7	321	3,2
54	-5,2	55	-4,6	170	4,0
55	-4,6	54	-5,2	170	4,0
56	-3,0	57	-3,8	579	4,4
57	-3,8	3	-3,3	551	7,8
58	-2,1	4	-4,0	520	7,3
59	-3,3	6	-4,8	491	6,9
60	-3,0	7	-4,1	479	6,7
61	-3,6	73	-2,6	548	4,2
62	-3,0	61	-3,6	562	4,3
63	-2,5	62	-3,0	751	5,7



Scale 1:100.000
▲ New WTG
✱ Existing WTG

To be continued on next page...

PARK - WTG distances**Calculation:** Scenario 3, LT*...continued from previous page*

	Z	Nearest WTG	Z	Horizontal distance	Distance in rotor diameters (max)	Distance in rotor diameters (min)
	[m]		[m]	[m]		
64	-3,2	67	-5,6	559	4,3	4,3
65	-3,6	64	-3,2	602	4,6	4,6
66	-2,1	65	-3,6	666	5,1	5,1
67	-5,6	64	-3,2	559	4,3	4,3
68	-1,5	43	0,0	618	6,2	4,7
69	-0,8	45	0,0	520	5,2	4,0
70	-1,7	53	-0,5	546	5,5	4,2
71	-3,0	53	-0,5	518	5,2	4,0
72	-3,1	73	-2,6	572	4,4	4,4
73	-2,6	61	-3,6	548	4,2	4,2
Min	-6,0		-6,0	170	3,2	3,2
Max	1,8		1,8	751	7,8	5,7

Project:

714041

Licensed user:

Pondera Consult B.V.

Welbergweg 49

NL-7556 PE Hengelo

0031742489940

Andrew Beltau / a.beltau@ponderaconsult.com

Calculated:

30-6-2015 13:26/3.0.619

PARK - Wind statistics info

Calculation: Scenario 3, LT

Main data for wind statistic

File \\sbs2011\consult\Extern Offertes en projecten\714041 Deelonderzoeken windenergie Oosterhorn\PS\WP\NL Meteo data Delfzijl 7-11-6-12 - Delfzijl 70,00 m.wws-Corr83.wws
Name Meteo data Delfzijl 7-11/6-12 - Delfzijl 70,00 m
Country Netherlands
Source USER
Mast coordinates Dutch Stereo-RD/NAP 2000 East: 262.867 North: 592.202
Created 29-6-2015
Edited 30-6-2015
Sectors 12
WAsP version WAsP 10.2 RVEA0164.dll 3.0.1.100

Additional info for wind statistic

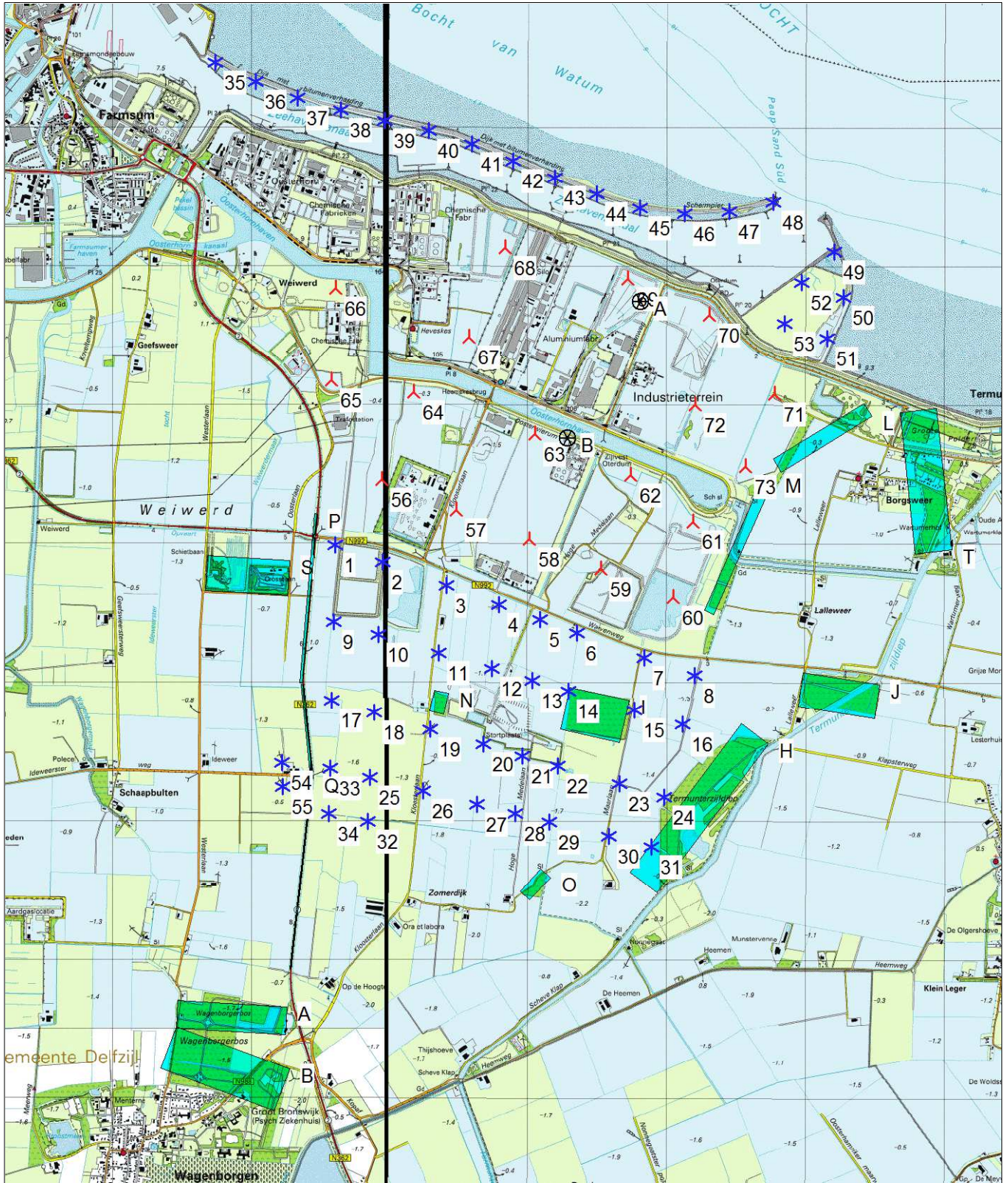
Source data Meteo data Delfzijl 7-11/6-12
Data from 7-7-2011
Data to 30-6-2012
Measurement length 11,8 Months
Recovery rate 100,0 %
Effective measurement length 11,8 Months

Note

To get the most correct calculation results, wind statistics shall be calculated with the SAME model and model parameters, as currently chosen in calculation. For WAsP versions before 10.0, the model is unchanged, but thereafter more model changes affecting the wind statistic is seen. Likewise WAsP CFD should always use WAsP CFD calculated wind statistics.

PARK - Map

Calculation: Scenario 3, LT



0 500 1000 1500 2000 m

Map: Delfzijl , Print scale 1:40.000, Map center Dutch Stereo-RD/NAP 2000 East: 261.018 North: 590.830

- ▲ New WTG
- ★ Existing WTG
- Site Data
- Obstacle

Loss&Uncertainty - Flicker

Calculation: Scenario 1, LT

Calculated losses due to shadow (flicker) loss.

Used SHADOW calculation: 3.0.619: ss scenario 1 + autonom

Assumptions:

Advanced stop (light sensors etc. included). Reduced to: 78 % AEP reduction relative to worst case.

WTG	Calculated AEP GROSS [MWh]	Loss [MWh]	Percent of AEP [%]
Senvion 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (101)	12.272,2	0,0	0,00
Senvion 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (102)	12.240,3	0,0	0,00
Senvion 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (103)	12.349,3	0,0	0,00
Senvion 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (104)	12.435,7	0,0	0,00
Senvion 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (105)	12.608,8	0,0	0,00
Senvion 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (106)	12.583,7	0,0	0,00
Senvion 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (107)	12.576,1	0,0	0,00
Senvion 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (108)	12.241,4	0,0	0,00
Senvion 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (109)	12.432,1	0,0	0,00
Senvion 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (110)	12.174,7	0,0	0,00
Senvion 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (111)	12.107,9	0,0	0,00
Senvion 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (112)	12.259,4	0,0	0,00
Senvion 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (113)	12.365,8	0,0	0,00
Senvion 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (114)	12.388,6	0,0	0,00
Senvion 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (115)	12.163,2	0,0	0,00
Senvion 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (116)	12.153,7	0,0	0,00
Senvion 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (117)	12.004,0	0,0	0,00
Senvion 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (118)	12.071,7	0,0	0,00
Senvion 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (119)	12.220,3	0,0	0,00
Senvion 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (120)	12.218,1	0,0	0,00
Senvion 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (121)	12.316,0	0,0	0,00
Senvion 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (122)	12.472,3	0,0	0,00
Senvion 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (123)	12.589,7	0,0	0,00
Senvion 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (124)	12.452,0	0,0	0,00
Senvion 3.4M104 3400 104.0 !O! hub: 135,0 m (TOT: 187,0 m) (125)	12.598,6	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (35)	5.446,8	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (36)	5.435,3	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (37)	5.441,7	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (38)	5.456,0	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (39)	5.441,8	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (40)	5.422,9	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (41)	5.356,3	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (42)	5.337,7	6,0	0,11
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (43)	5.447,0	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (44)	5.479,7	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (45)	5.455,2	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (46)	5.456,4	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (47)	5.487,6	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (48)	5.439,2	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (49)	5.299,4	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (50)	5.347,1	7,8	0,15
ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (51)	5.349,4	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (52)	5.306,1	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (53)	5.285,6	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (54)	5.430,1	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (55)	5.359,7	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (56)	5.482,0	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (57)	5.463,1	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (58)	5.442,8	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (59)	5.294,5	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (60)	5.300,5	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (61)	5.335,7	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (62)	5.345,4	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (63)	5.303,8	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (64)	5.430,7	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (65)	5.450,0	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (66)	5.257,9	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (67)	5.436,0	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (68)	5.393,5	0,0	0,00
NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (71)	9.359,8	16,0	0,17
NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (72)	9.366,9	12,4	0,13
NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (73)	9.475,0	4,0	0,04
NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (74)	9.547,2	0,0	0,00
NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (75)	9.604,6	0,0	0,00
NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (76)	9.653,3	0,0	0,00
NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (77)	9.697,7	0,0	0,00
NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (78)	9.716,9	0,0	0,00
NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (79)	9.717,5	0,0	0,00
NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (80)	9.742,5	0,0	0,00
NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (81)	9.749,7	0,0	0,00
NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (82)	9.789,9	0,0	0,00
NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (83)	9.876,3	0,0	0,00
NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (84)	9.977,8	0,0	0,00
NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (85)	9.998,0	0,0	0,00
NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (86)	9.960,3	0,0	0,00
NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (87)	10.051,5	0,0	0,00
NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (88)	9.805,7	0,0	0,00
NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (89)	9.833,5	0,0	0,00
NORDEX N43 600-125 43.0 !O! hub: 40,0 m (TOT: 61,5 m) (90)	1.081,7	0,0	0,00
NORDEX N43 600-125 43.0 !O! hub: 40,0 m (TOT: 61,5 m) (91)	1.079,1	0,0	0,00
TOTAL	678.797,6	46,1	0,01

Loss&Uncertainty - Flicker

Calculation: Scenario 2, LT

Calculated losses due to shadow (flicker) loss.

Used SHADOW calculation: 3.0.619: ss scenario 2 + autonom

Assumptions:

Advanced stop (light sensors etc. included). Reduced to: 78 % AEP reduction relative to worst case.

WTG	Calculated AEP GROSS [MWh]	Loss [MWh]	Percent of AEP [%]
VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 201,0 m) (126)	13.675,9	0,0	0,00
VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 201,0 m) (127)	13.641,3	0,0	0,00
VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 201,0 m) (128)	13.752,0	0,0	0,00
VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 201,0 m) (129)	13.834,4	0,0	0,00
VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 201,0 m) (130)	13.997,4	0,0	0,00
VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 201,0 m) (131)	13.974,9	0,0	0,00
VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 201,0 m) (132)	13.985,2	0,0	0,00
VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 201,0 m) (133)	13.831,6	0,0	0,00
VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 201,0 m) (134)	13.581,5	0,0	0,00
VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 201,0 m) (135)	13.513,7	0,0	0,00
VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 201,0 m) (136)	13.631,8	0,0	0,00
VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 201,0 m) (137)	13.762,0	0,0	0,00
VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 201,0 m) (138)	13.562,7	0,0	0,00
VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 201,0 m) (139)	13.546,9	0,0	0,00
VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 201,0 m) (140)	13.440,5	0,0	0,00
VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 201,0 m) (141)	13.566,5	0,0	0,00
VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 201,0 m) (142)	13.620,6	0,0	0,00
VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 201,0 m) (143)	13.706,7	0,0	0,00
VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 201,0 m) (144)	13.799,0	0,0	0,00
VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 201,0 m) (145)	13.977,0	0,0	0,00
VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 201,0 m) (146)	13.787,5	0,0	0,00
VESTAS V112-3.3 Gridstreame 3300 112.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 201,0 m) (147)	13.983,2	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (35)	5.446,8	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (36)	5.435,3	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (37)	5.441,7	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (38)	5.456,0	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (39)	5.441,8	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (40)	5.422,9	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (41)	5.356,3	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (42)	5.337,7	6,0	0,11
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (43)	5.447,0	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (44)	5.479,7	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (45)	5.455,2	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (46)	5.456,4	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (47)	5.487,6	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (48)	5.439,2	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (49)	5.299,4	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (50)	5.347,1	7,8	0,15
ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (51)	5.349,4	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (52)	5.306,1	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (53)	5.285,6	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (54)	5.430,1	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (55)	5.359,7	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (56)	5.482,0	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (57)	5.463,1	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (58)	5.442,8	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (59)	5.294,5	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (60)	5.300,5	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (61)	5.335,7	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (62)	5.345,4	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (63)	5.303,8	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (64)	5.430,7	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (65)	5.450,0	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (66)	5.257,9	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (67)	5.436,0	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (68)	5.393,5	0,0	0,00
NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (71)	9.359,8	16,0	0,17
NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (72)	9.366,9	12,4	0,13
NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (73)	9.475,0	4,0	0,04
NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (74)	9.547,2	0,0	0,00
NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (75)	9.604,6	0,0	0,00
NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (76)	9.653,3	0,0	0,00
NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (77)	9.697,7	0,0	0,00
NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (78)	9.716,9	0,0	0,00
NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (79)	9.717,5	0,0	0,00
NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (80)	9.742,5	0,0	0,00
NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (81)	9.749,7	0,0	0,00
NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (82)	9.789,9	0,0	0,00
NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (83)	9.876,3	0,0	0,00
NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (84)	9.977,8	0,0	0,00
NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (85)	9.998,0	0,0	0,00
NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (86)	9.960,3	0,0	0,00
NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (87)	10.051,5	0,0	0,00
NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (88)	9.805,7	0,0	0,00
NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (89)	9.833,5	0,0	0,00
NORDEX N43 600-125 43.0 !O! hub: 40,0 m (TOT: 61,5 m) (90)	1.081,7	0,0	0,00
NORDEX N43 600-125 43.0 !O! hub: 40,0 m (TOT: 61,5 m) (91)	1.079,1	0,0	0,00
TOTAL	672.674,4	46,1	0,01

Loss&Uncertainty - Flicker

Calculation: Scenario 3, LT

Calculated losses due to shadow (flicker) loss.

Used SHADOW calculation: 3.0.619: ss scenario 3 + autonom

Assumptions:

Advanced stop (light sensors etc. included). Reduced to: 78 % AEP reduction relative to worst case.

WTG	Calculated AEP GROSS [MWh]	Loss [MWh]	Percent of AEP [%]
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (148)	14.989,0	0,0	0,00
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (149)	14.976,0	0,0	0,00
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (150)	15.093,1	0,0	0,00
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (151)	15.211,7	0,0	0,00
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (152)	15.276,5	0,0	0,00
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (153)	15.266,2	0,0	0,00
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (154)	15.150,4	0,0	0,00
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (155)	14.937,7	0,0	0,00
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (156)	14.963,4	0,0	0,00
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (157)	15.060,7	0,0	0,00
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (158)	14.910,6	0,0	0,00
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (159)	14.798,9	0,0	0,00
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (160)	14.891,8	0,0	0,00
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (161)	14.972,4	0,0	0,00
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (162)	15.073,8	0,0	0,00
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (163)	15.260,9	0,0	0,00
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (164)	15.089,8	0,0	0,00
NORDEX N131/3000 3000 131.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 210,5 m) (165)	15.253,9	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (35)	5.446,8	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (36)	5.435,3	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (37)	5.441,7	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (38)	5.456,0	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (39)	5.441,8	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (40)	5.422,9	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (41)	5.356,3	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (42)	5.337,7	6,0	0,11
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (43)	5.447,0	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (44)	5.479,7	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (45)	5.455,2	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (46)	5.456,4	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (47)	5.487,6	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (48)	5.439,2	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (49)	5.299,3	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (50)	5.347,1	7,8	0,15
ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (51)	5.349,4	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (52)	5.306,1	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (53)	5.285,6	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (54)	5.430,1	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (55)	5.359,7	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (56)	5.482,0	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (57)	5.463,1	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (58)	5.442,8	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (59)	5.294,5	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (60)	5.300,5	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (61)	5.335,7	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (62)	5.345,4	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (63)	5.303,8	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (64)	5.430,7	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (65)	5.450,0	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (66)	5.257,9	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (67)	5.436,0	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (68)	5.393,5	0,0	0,00
NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (71)	9.359,8	16,0	0,17
NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (72)	9.366,9	12,4	0,13
NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (73)	9.475,0	4,0	0,04
NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (74)	9.547,2	0,0	0,00
NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (75)	9.604,6	0,0	0,00
NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (76)	9.653,3	0,0	0,00
NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (77)	9.697,7	0,0	0,00
NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (78)	9.716,9	0,0	0,00
NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (79)	9.717,5	0,0	0,00
NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (80)	9.742,5	0,0	0,00
NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (81)	9.749,7	0,0	0,00
NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (82)	9.789,9	0,0	0,00
NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (83)	9.876,3	0,0	0,00
NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (84)	9.977,8	0,0	0,00
NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (85)	9.998,0	0,0	0,00
NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (86)	9.960,3	0,0	0,00
NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (87)	10.051,5	0,0	0,00
NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (88)	9.805,7	0,0	0,00
NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (89)	9.833,5	0,0	0,00
NORDEX N43 600-125 43.0 !O! hub: 40,0 m (TOT: 61,5 m) (90)	1.081,7	0,0	0,00
NORDEX N43 600-125 43.0 !O! hub: 40,0 m (TOT: 61,5 m) (91)	1.079,1	0,0	0,00
TOTAL	641.678,7	46,1	0,01

PARK - Main Result

Calculation: Scenario 3-VKA, LT

Wake Model N.O. Jensen (RISØ/EMD)

Calculation Settings

Air density calculation mode Individual per WTG
Result for WTG at hub altitude 1,235 kg/m³ to 1,248 kg/m³
Air density relative to standard 100,8 % to 101,9 %
Hub altitude above sea level (asl) 34,8 m to 144,2 m
Annual mean temperature at hub alt. 8,1 °C to 8,8 °C
Pressure at WTGs 996,9 hPa to 1.010,2 hPa

Wake Model Parameters

Terrain type Wake decay constant
Mixed farmland 0,083

Displacement heights from objects

Wake calculation settings

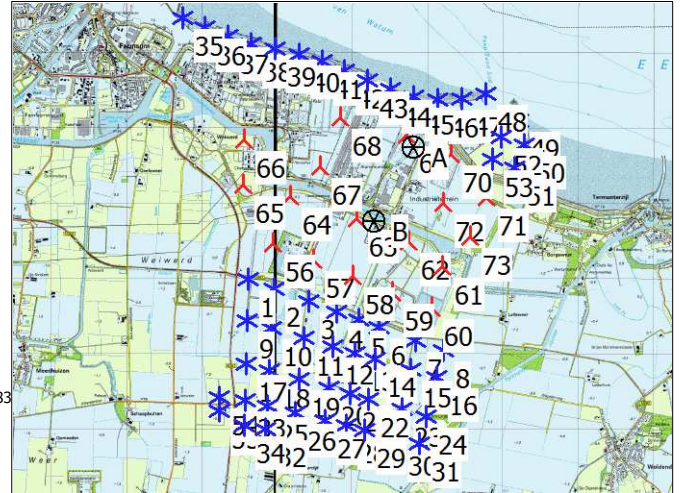
Angle [°] Wind speed [m/s]
start end step start end step
0,5 360,0 1,0 0,5 30,5 1,0

Wind statistics

NL Meteo data Delfzijl 7-11-6-12 - Delfzijl 70,00 m.wws-Corr83

WASP version

WASP 10.2 RVEA0164.dll 3.0.1.100



Scale 1:100.000

▲ New WTG ★ Existing WTG ⊗ Site Data

Key results for height 100,0 m above ground level

Terrain Dutch Stereo-RD/NAP 2000

X (east)	Y (north)	Name of wind distribution	Type	Wind energy [kWh/m ²]	Mean wind speed [m/s]	Equivalent roughness
A 261.812	592.734	Site data Oosterhorn Noord	WASP (WASP 10.2 RVEA0164.dll 3.0.1.100)	3.382	7,3	0,5
B 261.285	591.749	Site data Oosterhorn Zuid	WASP (WASP 10.2 RVEA0164.dll 3.0.1.100)	3.409	7,3	0,4

Calculated Annual Energy for Wind Farm

WTG combination	Result [MWh/y]	GROSS (no loss) Free WTGs [MWh/y]	Park efficiency [%]	Capacity factor [%]	Specific results ^{*)}		
					Mean WTG result [MWh/y]	Full load hours [Hours/year]	Mean wind speed @hub height [m/s]
Wind farm	617.691,3	699.473,8	88,3	33,6	8.461,5	2.943	7,4
New WTGs only	297.567,5	325.815,4	91,3	47,1	16.531,5	4.133	8,2
Existing park WTGs only	320.123,8	373.658,4	85,7	26,5	5.820,4	2.321	7,1
Existing park WTGs without new WTGs	330.978,5	373.658,4	88,6		6.017,8		
Reduction for existing park WTGs caused by new	10.854,6						

^{*)} Based on wake reduced results, but no other losses included

Calculated Annual Energy for each of 18 new WTGs with total 72,0 MW rated power

Links	WTG type			Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Power curve		Annual Energy Park					
	Valid	Manufact.	Type-generator				Creator	Name	Result [MWh]	Efficiency [%]	Capacity factor [%]	Free mean wind speed [m/s]		
56	B	Yes	LAGERWEY	L136-4.0 MW-4.000	4.000	136,6	145,0	USER	Standaard	L136-4.0 MW	16.901,3	93,85	48,2	8,15
57	B	Yes	LAGERWEY	L136-4.0 MW-4.000	4.000	136,6	145,0	USER	Standaard	L136-4.0 MW	16.432,7	91,41	46,9	8,13
58	B	Yes	LAGERWEY	L136-4.0 MW-4.000	4.000	136,6	145,0	USER	Standaard	L136-4.0 MW	16.419,2	90,56	46,8	8,18
59	B	Yes	LAGERWEY	L136-4.0 MW-4.000	4.000	136,6	145,0	USER	Standaard	L136-4.0 MW	16.610,8	90,72	47,4	8,24
60	B	Yes	LAGERWEY	L136-4.0 MW-4.000	4.000	136,6	145,0	USER	Standaard	L136-4.0 MW	17.081,2	92,79	48,7	8,27
61	B	Yes	LAGERWEY	L136-4.0 MW-4.000	4.000	136,6	145,0	USER	Standaard	L136-4.0 MW	16.657,8	90,62	47,5	8,26
62	B	Yes	LAGERWEY	L136-4.0 MW-4.000	4.000	136,6	145,0	USER	Standaard	L136-4.0 MW	16.250,9	89,26	46,3	8,20
63	B	Yes	LAGERWEY	L136-4.0 MW-4.000	4.000	136,6	145,0	USER	Standaard	L136-4.0 MW	16.168,7	90,29	46,1	8,10
64	B	Yes	LAGERWEY	L136-4.0 MW-4.000	4.000	136,6	145,0	USER	Standaard	L136-4.0 MW	16.540,9	92,04	47,2	8,14
65	B	Yes	LAGERWEY	L136-4.0 MW-4.000	4.000	136,6	145,0	USER	Standaard	L136-4.0 MW	17.329,7	95,55	49,4	8,20
66	B	Yes	LAGERWEY	L136-4.0 MW-4.000	4.000	136,6	145,0	USER	Standaard	L136-4.0 MW	17.019,7	95,19	48,5	8,11
67	B	Yes	LAGERWEY	L136-4.0 MW-4.000	4.000	136,6	145,0	USER	Standaard	L136-4.0 MW	16.068,8	90,64	45,8	8,05
68	A	Yes	LAGERWEY	L136-4.0 MW-4.000	4.000	136,6	145,0	USER	Standaard	L136-4.0 MW	16.261,3	91,05	46,4	8,10
69	A	Yes	LAGERWEY	L136-4.0 MW-4.000	4.000	136,6	145,0	USER	Standaard	L136-4.0 MW	16.220,6	90,30	46,3	8,13
70	A	Yes	LAGERWEY	L136-4.0 MW-4.000	4.000	136,6	145,0	USER	Standaard	L136-4.0 MW	16.205,3	89,56	46,2	8,16
71	A	Yes	LAGERWEY	L136-4.0 MW-4.000	4.000	136,6	145,0	USER	Standaard	L136-4.0 MW	16.501,2	89,81	47,1	8,26

To be continued on next page...

PARK - Main Result

Calculation: Scenario 3-VKA, LT

...continued from previous page

WTG type				Power curve				Annual Energy Park				
Links	Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated	Rotor diameter	Hub height	Creator	Name	Result	Efficiency	Capacity factor	Free mean wind speed
				[kW]	[m]	[m]			[MWh]	[%]	[%]	[m/s]
72 A	Yes	LAGERWEY	L136-4.0 MW-4.000	4.000	136,6	145,0	USER	Standaard L136-4.0 MW	16.222,6	89,57	46,3	8,16
73 B	Yes	LAGERWEY	L136-4.0 MW-4.000	4.000	136,6	145,0	USER	Standaard L136-4.0 MW	16.674,7	90,79	47,6	8,26

Annual Energy results do not include any losses apart from wake losses. For expected NET AEP (expected sold production), see report Loss & Uncertainty.

Calculated Annual Energy for each of 55 existing park WTGs with total 137,9 MW rated power

WTG type				Power curve				Annual Energy			Park		
Links	Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated	Rotor diameter	Hub height	Creator	Name	Calculated prod. without new WTGs	After New WTGs	Decrease due to new WTGs	Efficiency	
				[kW]	[m]	[m]			[MWh]	[MWh]	[MWh %]	[%]	
1 B	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	EMD	Level 0 - guaranteed* - OM II/Rev 1.0 - 05/2005	5.205,8	5.103,2	102,6	2,0	93,68
2 B	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	EMD	Level 0 - guaranteed* - OM II/Rev 1.0 - 05/2005	4.933,1	4.803,8	129,3	2,6	88,37
3 B	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	EMD	Level 0 - guaranteed* - OM II/Rev 1.0 - 05/2005	4.807,1	4.646,2	160,8	3,3	85,37
4 B	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	EMD	Level 0 - guaranteed* - OM II/Rev 1.0 - 05/2005	4.711,5	4.532,8	178,8	3,8	83,07
5 B	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	EMD	Level 0 - guaranteed* - OM II/Rev 1.0 - 05/2005	4.575,6	4.404,2	171,4	3,7	80,92
6 B	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	EMD	Level 0 - guaranteed* - OM II/Rev 1.0 - 05/2005	4.533,3	4.366,6	166,7	3,7	80,50
7 B	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	EMD	Level 0 - guaranteed* - Rev. 1.1 - 04/2005	4.634,2	4.499,0	135,2	2,9	84,10
8 B	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	EMD	Level 0 - guaranteed* - Rev. 1.1 - 04/2005	4.666,8	4.550,8	116,0	2,5	85,27
9 B	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	EMD	Level 0 - guaranteed* - OM II/Rev 1.0 - 05/2005	5.144,1	5.098,8	45,4	0,9	93,60
10 B	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	EMD	Level 0 - guaranteed* - OM II/Rev 1.0 - 05/2005	4.887,9	4.840,6	47,2	1,0	88,33
11 B	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	EMD	Level 0 - guaranteed* - OM II/Rev 1.0 - 05/2005	4.738,6	4.682,3	56,3	1,2	85,83
12 B	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	EMD	Level 0 - guaranteed* - OM II/Rev 1.0 - 05/2005	4.644,6	4.589,3	55,3	1,2	84,10
13 B	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	EMD	Level 0 - guaranteed* - OM II/Rev 1.0 - 05/2005	4.557,8	4.497,8	60,1	1,3	81,94
14 B	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	EMD	Level 0 - guaranteed* - OM II/Rev 1.0 - 05/2005	4.517,4	4.458,6	58,9	1,3	81,96
15 B	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	EMD	Level 0 - guaranteed* - Rev. 1.1 - 04/2005	4.577,6	4.526,7	50,9	1,1	85,41
16 B	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	EMD	Level 0 - guaranteed* - Rev. 1.1 - 04/2005	4.697,3	4.647,7	49,6	1,1	86,92
17 B	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	EMD	Level 0 - guaranteed* - Rev. 1.1 - 04/2005	4.990,2	4.967,0	23,2	0,5	92,85
18 B	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	EMD	Level 0 - guaranteed* - Rev. 1.1 - 04/2005	4.633,1	4.609,7	23,4	0,5	86,87
19 B	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	EMD	Level 0 - guaranteed* - Rev. 1.1 - 04/2005	4.531,6	4.507,8	23,8	0,5	85,28
20 B	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	EMD	Level 0 - guaranteed* - OM II/Rev 1.0 - 05/2005	4.624,0	4.600,2	23,9	0,5	84,71
21 B	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	EMD	Level 0 - guaranteed* - Rev. 1.1 - 04/2005	4.466,7	4.442,0	24,7	0,6	82,88
22 B	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	EMD	Level 0 - guaranteed* - OM II/Rev 1.0 - 05/2005	4.536,4	4.510,7	25,8	0,6	82,28
23 B	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	EMD	Level 0 - guaranteed* - OM II/Rev 1.0 - 05/2005	4.727,8	4.702,9	24,9	0,5	86,08
24 B	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	EMD	Level 0 - guaranteed* - OM II/Rev 1.0 - 05/2005	4.743,3	4.717,4	26,0	0,5	86,67
25 B	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	EMD	Level 0 - guaranteed* - Rev. 1.1 - 04/2005	4.551,6	4.538,1	13,5	0,3	85,71
26 B	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	EMD	Level 0 - guaranteed* - Rev. 1.1 - 04/2005	4.665,6	4.651,9	13,7	0,3	87,76
27 B	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	EMD	Level 0 - guaranteed* - Rev. 1.1 - 04/2005	4.822,8	4.809,2	13,7	0,3	90,13
28 B	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	EMD	Level 0 - guaranteed* - Rev. 1.1 - 04/2005	4.775,7	4.763,0	12,6	0,3	89,11
29 B	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	EMD	Level 0 - guaranteed* - Rev. 1.1 - 04/2005	4.760,9	4.746,7	14,2	0,3	89,50
30 B	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	EMD	Level 0 - guaranteed* - OM II/Rev 1.0 - 05/2005	5.005,0	4.988,8	16,2	0,3	91,85
31 B	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	EMD	Level 0 - guaranteed* - OM II/Rev 1.0 - 05/2005	5.087,7	5.073,6	14,1	0,3	93,00
32 B	No	ENERCON	E-70 E4-2.000	2.000	71,0	85,0	EMD	Level 0 - guaranteed* - Rev. 1.1 - 04/2005	4.850,6	4.840,7	9,9	0,2	92,06
33 B	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	EMD	Level 0 - guaranteed* - OM II/Rev 1.0 - 05/2005	5.013,5	4.999,1	14,4	0,3	91,96
34 B	Yes	ENERCON	E-70 E4 2,3 MW-2.300	2.300	71,0	85,0	EMD	Level 0 - guaranteed* - OM II/Rev 1.0 - 05/2005	5.135,5	5.128,0	7,5	0,1	95,08
35 A	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	EMD	Level 0 - official - 3300 kW - R02 - 10/2015	9.135,3	9.086,8	48,5	0,5	95,40
36 A	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	EMD	Level 0 - official - 3300 kW - R02 - 10/2015	8.813,0	8.741,1	71,9	0,8	91,71
37 A	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	EMD	Level 0 - official - 3300 kW - R02 - 10/2015	8.794,5	8.679,2	115,3	1,3	90,04
38 A	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	EMD	Level 0 - official - 3300 kW - R02 - 10/2015	8.775,1	8.614,6	160,5	1,8	88,70
39 A	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	EMD	Level 0 - official - 3300 kW - R02 - 10/2015	8.757,4	8.513,3	244,2	2,8	87,14
40 A	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	EMD	Level 0 - official - 3300 kW - R02 - 10/2015	8.764,5	8.473,5	291,0	3,3	86,31
41 A	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	EMD	Level 0 - official - 3300 kW - R02 - 10/2015	8.794,0	8.434,1	359,9	4,1	85,52
42 A	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	EMD	Level 0 - official - 3300 kW - R02 - 10/2015	8.856,6	8.389,0	467,6	5,3	84,89
43 A	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	EMD	Level 0 - official - 3300 kW - R02 - 10/2015	8.845,5	8.202,7	642,8	7,3	83,00
44 A	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	EMD	Level 0 - official - 3300 kW - R02 - 10/2015	8.842,0	8.139,4	702,6	7,9	82,15
45 A	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	EMD	Level 0 - official - 3300 kW - R02 - 10/2015	8.790,5	8.061,9	728,6	8,3	81,31
46 A	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	EMD	Level 0 - official - 3300 kW - R02 - 10/2015	8.703,6	7.985,8	717,8	8,2	80,21
47 A	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	EMD	Level 0 - official - 3300 kW - R02 - 10/2015	8.672,4	8.062,2	610,3	7,0	80,28
48 A	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	EMD	Level 0 - official - 3300 kW - R02 - 10/2015	8.804,3	8.371,0	433,2	4,9	82,51
49 A	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	EMD	Level 0 - official - 3300 kW - R02 - 10/2015	8.574,4	8.147,2	427,2	5,0	80,15
50 A	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	EMD	Level 0 - official - 3300 kW - R02 - 10/2015	8.359,3	7.939,4	419,9	5,0	78,39
51 A	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	EMD	Level 0 - official - 3300 kW - R02 - 10/2015	9.337,1	8.542,6	794,5	8,5	83,60
52 A	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	EMD	Level 0 - official - 3300 kW - R02 - 10/2015	8.429,1	7.749,0	680,1	8,1	77,70
53 A	Yes	NORDEX	N100/3300-3.300	3.300	99,8	100,0	EMD	Level 0 - official - 3300 kW - R02 - 10/2015	9.119,9	8.097,0	1.022,9	11,2	80,97
54 B	Yes	NORDEX	N43-600/125	600	43,0	40,0	EMD	Level 0 - official - Dr. Frey - 11-1996	1.021,8	1.018,3	3,6	0,3	94,14
55 B	Yes	NORDEX	N43-600/125	600	43,0	40,0	EMD	Level 0 - official - Dr. Frey - 11-1996	1.033,3	1.030,6	2,6	0,3	95,51

PARK - Main Result

Calculation: Scenario 3-VKA, LT

WTG siting

Dutch Stereo-RD/NAP 2000

	X (east)	Y (north)	Z	Row data/Description
			[m]	
1 Exist	259.614	590.976	-3,0	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (35)
2 Exist	259.953	590.853	-3,1	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (36)
3 Exist	260.413	590.686	-3,3	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (37)
4 Exist	260.789	590.549	-4,0	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (38)
5 Exist	261.087	590.441	-4,0	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (39)
6 Exist	261.353	590.343	-4,8	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (40)
7 Exist	261.840	590.166	-4,1	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (41)
8 Exist	262.200	590.035	-4,6	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (42)
9 Exist	259.601	590.427	-4,0	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (43)
10 Exist	259.923	590.332	-3,0	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (44)
11 Exist	260.358	590.203	-3,8	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (45)
12 Exist	260.740	590.090	-4,6	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (46)
13 Exist	261.031	590.003	-4,0	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (47)
14 Exist	261.292	589.926	-4,5	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (48)
15 Exist	261.765	589.785	-5,8	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (49)
16 Exist	262.111	589.683	-4,5	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (50)
17 Exist	259.588	589.858	-4,0	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (51)
18 Exist	259.891	589.770	-5,9	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (52)
19 Exist	260.296	589.652	-5,3	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (53)
20 Exist	260.681	589.540	-4,3	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (54)
21 Exist	260.962	589.458	-3,8	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (55)
22 Exist	261.213	589.385	-3,8	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (56)
23 Exist	261.660	589.255	-4,4	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (57)
24 Exist	261.980	589.161	-5,0	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (58)
25 Exist	259.864	589.300	-5,6	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (59)
26 Exist	260.245	589.206	-5,0	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (60)
27 Exist	260.634	589.110	-5,0	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (61)
28 Exist	260.909	589.043	-4,0	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (62)
29 Exist	261.154	588.983	-5,1	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (63)
30 Exist	261.584	588.877	-5,0	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (64)
31 Exist	261.889	588.802	-5,0	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (65)
32 Exist	259.845	588.986	-6,0	ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (66)
33 Exist	259.576	589.371	-5,2	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (67)
34 Exist	259.568	589.042	-5,1	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (68)
35 Exist	258.748	594.458	0,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (71)
36 Exist	259.042	594.322	0,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (72)
37 Exist	259.344	594.205	0,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (73)
38 Exist	259.655	594.114	0,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (74)
39 Exist	259.971	594.042	0,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (75)
40 Exist	260.286	593.965	0,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (76)
41 Exist	260.596	593.872	0,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (77)
42 Exist	260.896	593.750	0,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (78)
43 Exist	261.196	593.627	0,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (79)
44 Exist	261.497	593.509	0,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (80)
45 Exist	261.805	593.407	0,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (81)
46 Exist	262.126	593.367	0,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (82)
47 Exist	262.450	593.380	0,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (83)
48 Exist	262.767	593.448	0,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (84)
49 Exist	263.205	593.092	1,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (85)
50 Exist	263.273	592.764	0,0	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (86)
51 Exist	263.154	592.466	1,8	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (87)
52 Exist	262.970	592.872	-1,7	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (88)
53 Exist	262.850	592.574	-0,5	NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (89)
54 Exist	259.231	589.408	-5,2	NORDEX N43 600-125 43.0 !O! hub: 40,0 m (TOT: 61,5 m) (90)
55 Exist	259.236	589.238	-4,6	NORDEX N43 600-125 43.0 !O! hub: 40,0 m (TOT: 61,5 m) (91)
56 New	259.947	591.451	-3,0	LAGERWEY L136-4.0 MW 4000 136.6 !O! hub: 145,0 m (TOT: 213,3 m) (209)
57 New	260.484	591.233	-3,8	LAGERWEY L136-4.0 MW 4000 136.6 !O! hub: 145,0 m (TOT: 213,3 m) (210)
58 New	261.011	591.019	-2,1	LAGERWEY L136-4.0 MW 4000 136.6 !O! hub: 145,0 m (TOT: 213,3 m) (211)
59 New	261.526	590.802	-3,3	LAGERWEY L136-4.0 MW 4000 136.6 !O! hub: 145,0 m (TOT: 213,3 m) (212)
60 New	262.046	590.599	-3,0	LAGERWEY L136-4.0 MW 4000 136.6 !O! hub: 145,0 m (TOT: 213,3 m) (213)
61 New	262.190	591.144	-3,6	LAGERWEY L136-4.0 MW 4000 136.6 !O! hub: 145,0 m (TOT: 213,3 m) (214)
62 New	261.741	591.483	-3,0	LAGERWEY L136-4.0 MW 4000 136.6 !O! hub: 145,0 m (TOT: 213,3 m) (215)
63 New	261.052	591.780	-2,5	LAGERWEY L136-4.0 MW 4000 136.6 !O! hub: 145,0 m (TOT: 213,3 m) (216)
64 New	260.181	592.081	-3,2	LAGERWEY L136-4.0 MW 4000 136.6 !O! hub: 145,0 m (TOT: 213,3 m) (217)

To be continued on next page...

PARK - Main Result

Calculation: Scenario 3-VKA, LT

...continued from previous page

Dutch Stereo-RD/NAP 2000

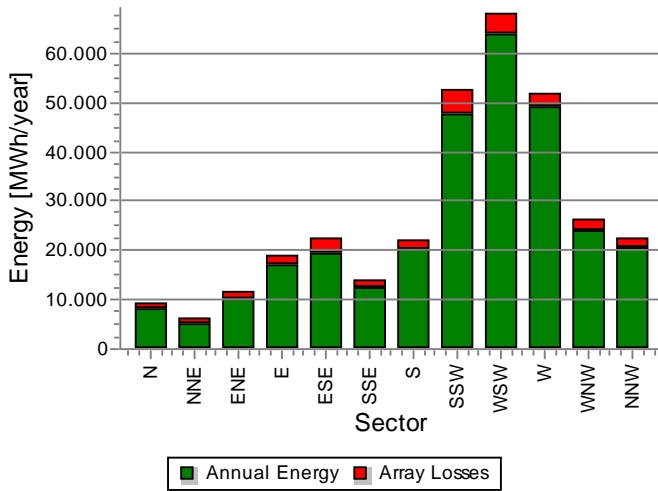
	X (east)	Y (north)	Z	Row data/Description
			[m]	
65 New	259.555	592.229	-3,5	LAGERWEY L136-4.0 MW 4000 136.6 !O! hub: 145,0 m (TOT: 213,3 m) (218)
66 New	259.567	592.826	-2,0	LAGERWEY L136-4.0 MW 4000 136.6 !O! hub: 145,0 m (TOT: 213,3 m) (219)
67 New	260.577	592.475	-5,6	LAGERWEY L136-4.0 MW 4000 136.6 !O! hub: 145,0 m (TOT: 213,3 m) (220)
68 New	260.839	593.122	-1,5	LAGERWEY L136-4.0 MW 4000 136.6 !O! hub: 145,0 m (TOT: 213,3 m) (221)
69 New	261.722	592.893	-0,8	LAGERWEY L136-4.0 MW 4000 136.6 !O! hub: 145,0 m (TOT: 213,3 m) (222)
70 New	262.307	592.636	-1,7	LAGERWEY L136-4.0 MW 4000 136.6 !O! hub: 145,0 m (TOT: 213,3 m) (223)
71 New	262.775	592.062	-3,0	LAGERWEY L136-4.0 MW 4000 136.6 !O! hub: 145,0 m (TOT: 213,3 m) (224)
72 New	262.206	591.985	-3,1	LAGERWEY L136-4.0 MW 4000 136.6 !O! hub: 145,0 m (TOT: 213,3 m) (225)
73 New	262.568	591.542	-2,6	LAGERWEY L136-4.0 MW 4000 136.6 !O! hub: 145,0 m (TOT: 213,3 m) (226)

PARK - Production Analysis

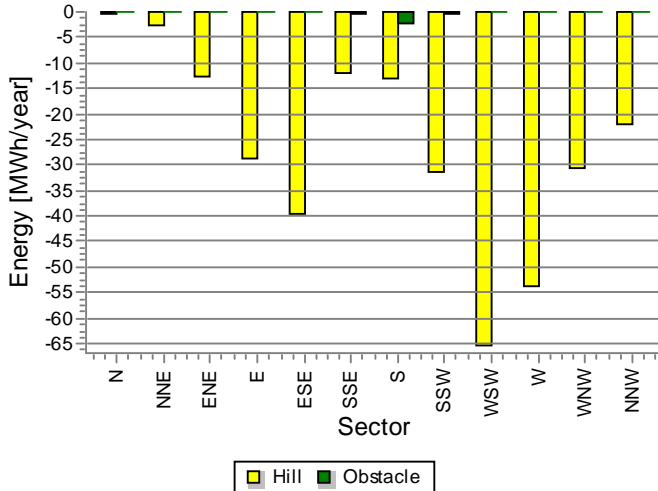
Calculation: Scenario 3-VKA, **LTWTG:** All new WTGs, Air density varies with WTG position 1,235 kg/m³ - 1,248 kg/m³
Directional Analysis

Sector	0 N	1 NNE	2 ENE	3 E	4 ESE	5 SSE	6 S	7 SSW	8 WSW	9 W	10 WNW	11 NNW	Total
Roughness based energy [MWh]	9.159,9	6.249,9	11.528,3	18.858,6	22.324,4	14.130,0	22.101,9	52.789,5	68.181,1	51.874,1	26.471,7	22.468,2	326.137,5
-Decrease due to obstacles [MWh]	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,8	2,8	0,9	0,2	0,1	0,0	0,0	5,0
+Increase due to hills [MWh]	-0,8	-3,2	-13,1	-29,3	-39,9	-12,5	-13,4	-31,6	-65,8	-54,2	-31,2	-22,2	-317,1
-Decrease due to array losses [MWh]	984,9	1.036,3	1.418,6	1.778,5	2.892,6	1.579,3	2.141,6	5.161,1	4.269,0	2.682,9	2.549,4	1.753,6	28.247,9
Resulting energy [MWh]	8.174,2	5.210,4	10.096,6	17.050,7	19.391,8	12.537,3	19.944,1	47.595,9	63.846,1	49.136,8	23.891,1	20.692,3	297.567,3
Specific energy [kWh/m ²]													1.128
Specific energy [kWh/kW]													4.133
Increase due to hills [%]	0,0	-0,1	-0,1	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,10
Decrease due to array losses [%]	10,8	16,6	12,3	9,4	13,0	11,2	9,7	9,8	6,3	5,2	9,6	7,8	8,67
Utilization [%]	20,6	28,3	29,7	29,2	29,9	32,8	26,4	23,9	21,9	20,3	21,8	17,6	23,1
Operational [Hours/year]	304	244	384	555	617	483	710	1.326	1.551	1.249	648	566	8.637
Full Load Equivalent [Hours/year]	114	72	140	237	269	174	277	661	887	682	332	287	4.133

Energy vs. sector



Impact of hills and obstacles vs. sector



PARK - Power Curve Analysis

Calculation: Scenario 3-VKA, LTWTG: 56 - LAGERWEY L136-4.0 MW 4000 136.6 !O! Standaard L136-4.0 MW , Hub height: 145,0 m

Name: Standaard L136-4.0 MW

Source: Lagerwey

Source/Date	Created by	Created	Edited	Stop wind speed [m/s]	Power control	CT curve type	Generator type	Specific power kW/m ²
19-10-2015	USER	28-1-2016	28-1-2016	25,0	Pitch	User defined	Variable	0,27

Power and Thrust curves, Lagerwey L136-4.0/3.6MW wind turbine generator, Doc nr: SD102R4, 19-10-2015

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

Vmean [m/s]	5	6	7	8	9	10
HP value Pitch, variable speed (2013) [MWh]	7.294	10.927	14.360	17.364	19.864	21.841
LAGERWEY L136-4.0 MW 4000 136.6 !O! Standaard L136-4.0 MW [MWh]	7.377	10.838	14.151	17.097	19.582	21.559
Check value [%]	-1	1	1	2	1	1

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

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

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

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

Power curve

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

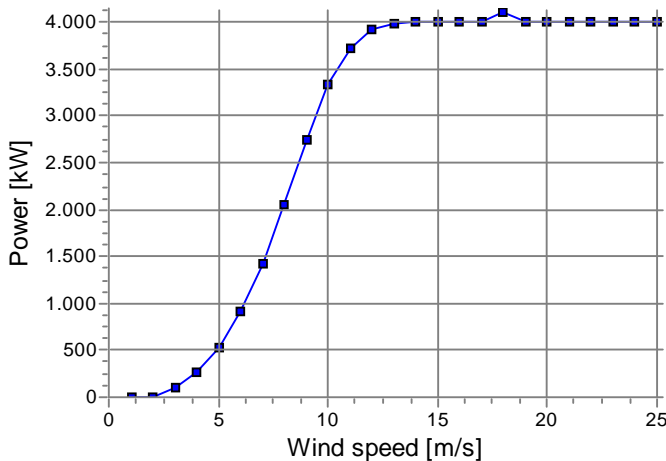
Wind speed [m/s]	Power [kW]	Ce	Wind speed [m/s]	Ct curve
2,5	43,0	0,31	2,5	0,81
3,0	98,0	0,40	3,0	0,82
3,5	172,0	0,45	3,5	0,81
4,0	266,0	0,46	4,0	0,81
4,5	383,0	0,47	4,5	0,81
5,0	527,0	0,47	5,0	0,81
5,5	702,0	0,47	5,5	0,81
6,0	908,0	0,47	6,0	0,80
6,5	1.147,0	0,47	6,5	0,80
7,0	1.419,0	0,46	7,0	0,79
7,5	1.722,0	0,45	7,5	0,77
8,0	2.047,0	0,45	8,0	0,74
8,5	2.385,0	0,43	8,5	0,71
9,0	2.720,0	0,42	9,0	0,67
9,5	3.036,0	0,39	9,5	0,62
10,0	3.315,0	0,37	10,0	0,57
10,5	3.543,0	0,34	10,5	0,52
11,0	3.714,0	0,31	11,0	0,47
11,5	3.833,0	0,28	11,5	0,42
12,0	3.909,0	0,25	12,0	0,37
12,5	3.953,0	0,23	12,5	0,33
13,0	3.978,0	0,20	13,0	0,29
13,5	3.990,0	0,18	13,5	0,26
14,0	4.000,0	0,16	14,0	0,23
14,5	4.000,0	0,15	14,5	0,21
15,0	4.000,0	0,13	15,0	0,19
15,5	4.000,0	0,12	15,5	0,17
16,0	4.000,0	0,11	16,0	0,15
16,5	4.000,0	0,10	16,5	0,14
17,0	4.000,0	0,09	17,0	0,13
17,5	4.000,0	0,08	17,5	0,12
18,0	4.000,0	0,08	18,0	0,11
18,5	4.700,0	0,08	18,5	0,10
19,0	4.000,0	0,06	19,0	0,09
19,5	4.000,0	0,06	19,5	0,09
20,0	4.000,0	0,06	20,0	0,08
20,5	4.000,0	0,05	20,5	0,08
21,0	4.000,0	0,05	21,0	0,07
21,5	4.000,0	0,04	21,5	0,07
22,0	4.000,0	0,04	22,0	0,06
22,5	4.000,0	0,04	22,5	0,06
23,0	4.000,0	0,04	23,0	0,06
23,5	4.000,0	0,03	23,5	0,05
24,0	4.000,0	0,03	24,0	0,05
24,5	4.000,0	0,03	24,5	0,05
25,0	4.000,0	0,03	25,0	0,05

Power, Efficiency and energy vs. wind speed

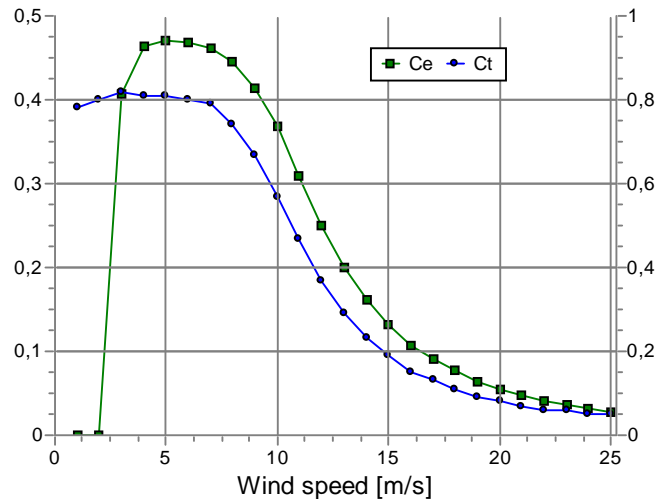
Data used in calculation, Air density: 1,235 kg/m³ New windPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Ce	Interval [m/s]	Energy [MWh]	Acc.Energy [MWh]	Relative [%]
1,0	0,0	0,00	0,50- 1,50	0,0	0,0	0,0
2,0	0,0	0,00	1,50- 2,50	7,1	7,1	0,0
3,0	99,2	0,41	2,50- 3,50	50,6	57,7	0,3
4,0	268,5	0,46	3,50- 4,50	171,6	229,3	1,4
5,0	531,6	0,47	4,50- 5,50	409,7	639,0	3,8
6,0	915,6	0,47	5,50- 6,50	787,6	1.426,6	8,4
7,0	1.430,3	0,46	6,50- 7,50	1.280,8	2.707,4	16,0
8,0	2.061,5	0,44	7,50- 8,50	1.794,1	4.501,5	26,6
9,0	2.736,4	0,41	8,50- 9,50	2.173,3	6.674,8	39,5
10,0	3.329,8	0,37	9,50-10,50	2.280,6	8.955,4	53,0
11,0	3.723,7	0,31	10,50-11,50	2.093,7	11.049,1	65,4
12,0	3.913,3	0,25	11,50-12,50	1.723,0	12.772,1	75,6
13,0	3.979,3	0,20	12,50-13,50	1.313,2	14.085,3	83,3
14,0	4.000,0	0,16	13,50-14,50	951,0	15.036,4	89,0
15,0	4.000,0	0,13	14,50-15,50	663,0	15.699,4	92,9
16,0	4.000,0	0,11	15,50-16,50	446,7	16.146,1	95,5
17,0	4.000,0	0,09	16,50-17,50	291,1	16.437,2	97,3
18,0	4.103,8	0,08	17,50-18,50	195,6	16.632,8	98,4
19,0	4.000,0	0,06	18,50-19,50	123,9	16.756,7	99,1
20,0	4.000,0	0,06	19,50-20,50	65,9	16.822,6	99,5
21,0	4.000,0	0,05	20,50-21,50	37,8	16.860,4	99,8
22,0	4.000,0	0,04	21,50-22,50	21,1	16.881,5	99,9
23,0	4.000,0	0,04	22,50-23,50	11,5	16.893,0	100,0
24,0	4.000,0	0,03	23,50-24,50	6,2	16.899,2	100,0
25,0	4.000,0	0,03	24,50-25,50	2,1	16.901,3	100,0

Power curve
Data used in calculation



Ce and Ct curve



Project:

714041

Licensed user:

Pondera Consult B.V.

Welbergweg 49

NL-7556 PE Hengelo

0031742489940

Andrew Beltau / a.beltau@ponderaconsult.com

Calculated:

27-10-2016 16:00/3.1.582

PARK - Terrain

Calculation: Scenario 3-VKA, LT **Site Data:** A - Site data Oosterhorn Noord

Obstacles:

2 Obstacles used within a radius of 2.000 m

Roughness:

Terrain data files used in calculation:

\\sbs2011\consult\Extern Offertes en projecten\714041 Deelonderzoeken windenergie Oosterhorn\PS\WP\ROUGHNESSLINE_714041_10.wpo

Min X: 231.260, Max X: 290.210, Min Y: 560.280, Max Y: 621.711, Width: 58.950 m, Height: 61.431 m

Limited by a square on 40,0 km x 40,0 km around the current site

Orography:

Terrain data files used in calculation:

S:\Extern Projecten\2011\S11095 Delfzijl-zuid\WP\S11095_EMDGrid_0.wpg

Min X: 250.664, Max X: 271.159, Min Y: 580.962, Max Y: 601.341, Width: 20.495 m, Height: 20.379 m

Limited by a square on 14,0 km x 14,0 km around the current site

Project:

714041

Licensed user:

Pondera Consult B.V.

Welbergweg 49

NL-7556 PE Hengelo

0031742489940

Andrew Beltau / a.beltau@ponderaconsult.com

Calculated:

27-10-2016 16:00/3.1.582

PARK - Terrain

Calculation: Scenario 3-VKA, LT **Site Data:** B - Site data Oosterhorn Zuid

Obstacles:

4 Obstacles used within a radius of 2.000 m

Roughness:

Terrain data files used in calculation:

\\sbs2011\consult\Extern Offertes en projecten\714041 Deelonderzoeken windenergie Oosterhorn\PS\WP\ROUGHNESSLINE_714041_10.wpo

Min X: 231.260, Max X: 290.210, Min Y: 560.280, Max Y: 621.711, Width: 58.950 m, Height: 61.431 m

Limited by a square on 40,0 km x 40,0 km around the current site

Orography:

Terrain data files used in calculation:

S:\Extern Projecten\2011\S11095 Delfzijl-zuid\WP\S11095_EMDGrid_0.wpg

Min X: 250.664, Max X: 271.159, Min Y: 580.962, Max Y: 601.341, Width: 20.495 m, Height: 20.379 m

Limited by a square on 14,0 km x 14,0 km around the current site

PARK - Wind Data Analysis

Calculation: Scenario 3-VKA, **LTWind data:** A - Site data Oosterhorn Noord; Hub height: 145,0

Site coordinates

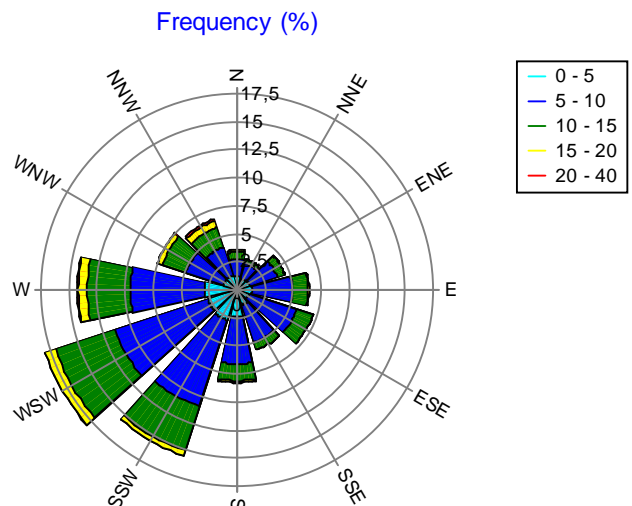
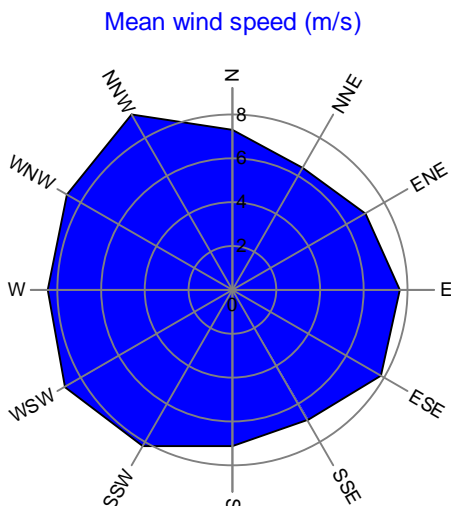
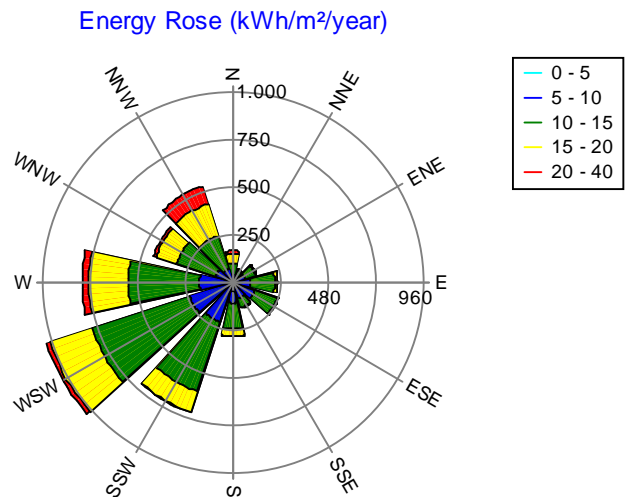
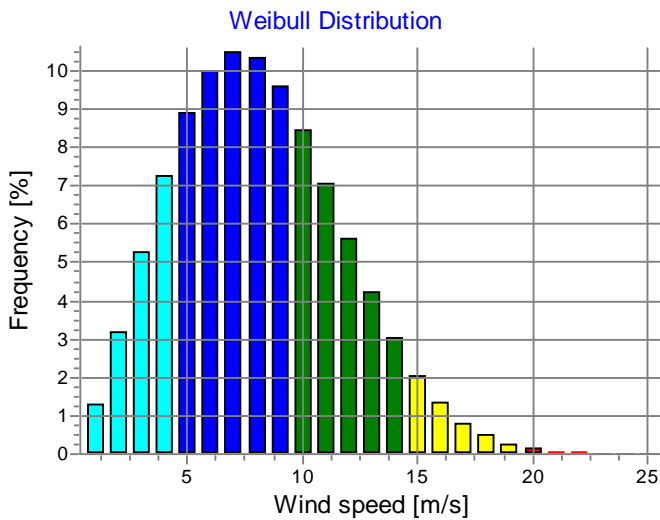
Dutch Stereo-RD/NAP 2000
East: 261.812 North: 592.734

Wind statistics

NL Meteo data Delfzijl 7-11-6-12 - Delfzijl 70,00 m.wws-Corr83.wws

Weibull Data

Sector	Current site			
	A- parameter [m/s]	Wind speed [m/s]	k- parameter	Frequency [%]
0 N	8,26	7,35	1,775	3,6
1 NNE	7,29	6,45	2,232	2,8
2 ENE	7,92	7,03	2,564	4,4
3 E	8,65	7,69	2,701	6,4
4 ESE	8,73	7,82	3,201	7,1
5 SSE	7,72	6,88	2,889	5,6
6 S	8,08	7,15	2,225	8,2
7 SSW	9,26	8,23	2,600	15,5
8 WSW	9,96	8,84	2,615	18,0
9 W	9,57	8,48	2,287	14,2
10 WNW	9,90	8,78	2,447	7,5
11 NNW	10,42	9,23	2,029	6,6
All	9,16	8,12	2,354	100,0



PARK - Wind Data Analysis

Calculation: Scenario 3-VKA, **LTWind data:** A - Site data Oosterhorn Noord; Hub height: 100,0

Site coordinates

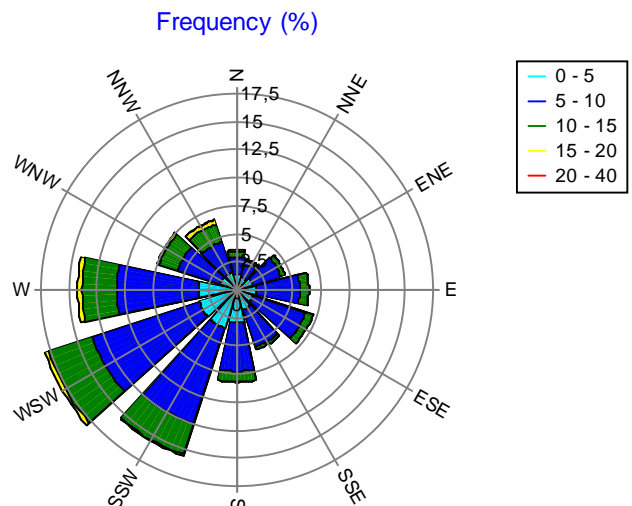
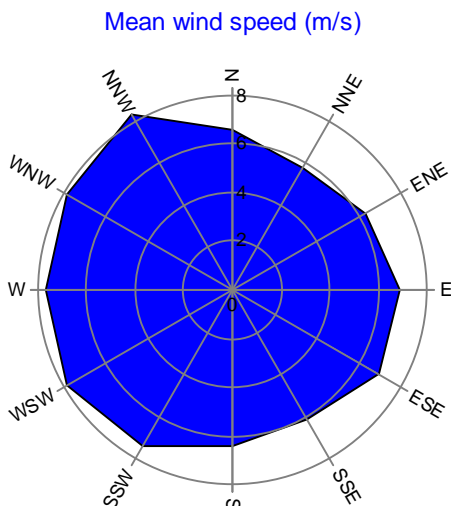
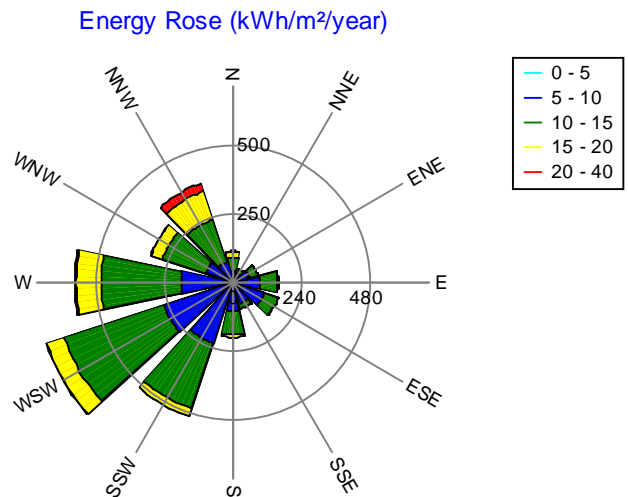
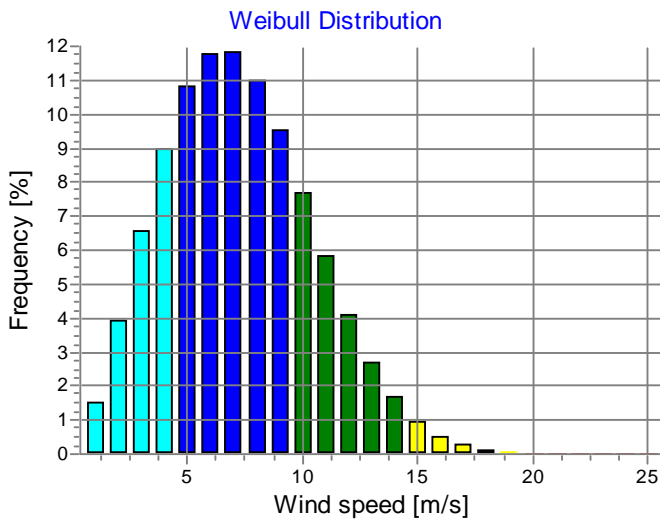
Dutch Stereo-RD/NAP 2000
East: 261.812 North: 592.734

Wind statistics

NL Meteo data Delfzijl 7-11-6-12 - Delfzijl 70,00 m.wws-Corr83.wws

Weibull Data

Sector	Current site		k- parameter	Frequency [%]
	A- parameter [m/s]	Wind speed [m/s]		
0 N	7,36	6,54	1,822	3,6
1 NNE	6,51	5,77	2,287	2,8
2 ENE	7,11	6,32	2,627	4,5
3 E	7,70	6,85	2,771	6,4
4 ESE	7,72	6,92	3,275	7,1
5 SSE	6,88	6,14	2,955	5,6
6 S	7,22	6,39	2,283	8,2
7 SSW	8,29	7,37	2,658	15,5
8 WSW	8,83	7,85	2,682	18,0
9 W	8,64	7,65	2,334	14,2
10 WNW	8,89	7,88	2,506	7,5
11 NNW	9,37	8,30	2,072	6,6
All	8,19	7,26	2,400	100,0



PARK - Wind Data Analysis

Calculation: Scenario 3-VKA, **LTWind data:** B - Site data Oosterhorn Zuid; Hub height: 145,0

Site coordinates

Dutch Stereo-RD/NAP 2000
East: 261.285 North: 591.749

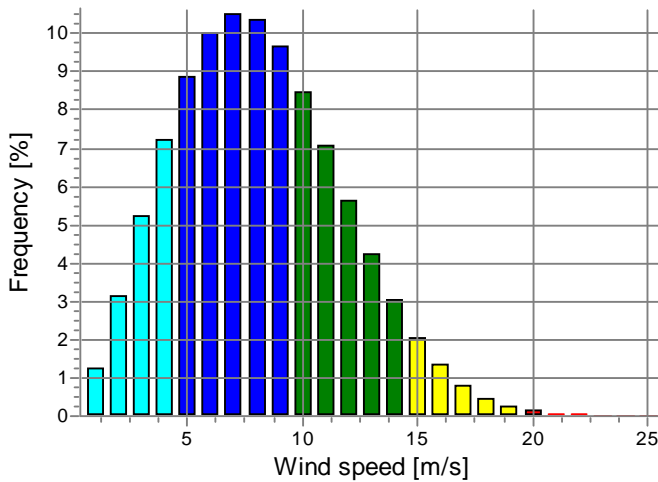
Wind statistics

NL Meteo data Delfzijl 7-11-6-12 - Delfzijl 70,00 m.wws-Corr83.wws

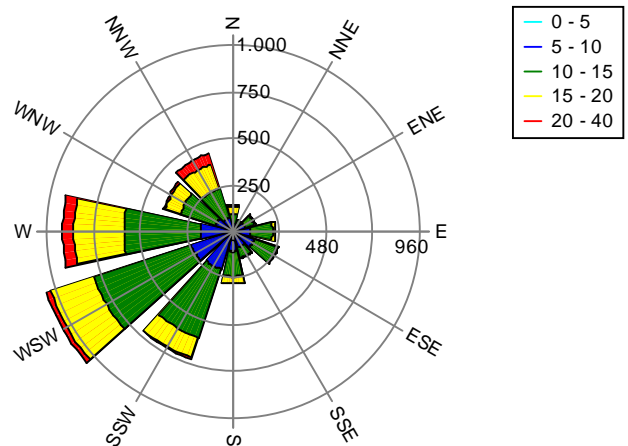
Weibull Data

Sector	Current site			
	A- parameter [m/s]	Wind speed [m/s]	k- parameter	Frequency [%]
0 N	7,96	7,09	1,787	3,5
1 NNE	7,12	6,31	2,252	2,8
2 ENE	7,86	6,98	2,572	4,4
3 E	8,52	7,58	2,713	6,4
4 ESE	8,79	7,87	3,197	7,2
5 SSE	7,85	7,00	2,889	5,6
6 S	8,07	7,15	2,225	8,2
7 SSW	9,31	8,27	2,596	15,4
8 WSW	10,05	8,93	2,615	18,0
9 W	9,98	8,84	2,283	14,5
10 WNW	9,56	8,48	2,455	7,5
11 NNW	9,83	8,71	2,018	6,5
All	9,17	8,12	2,361	100,0

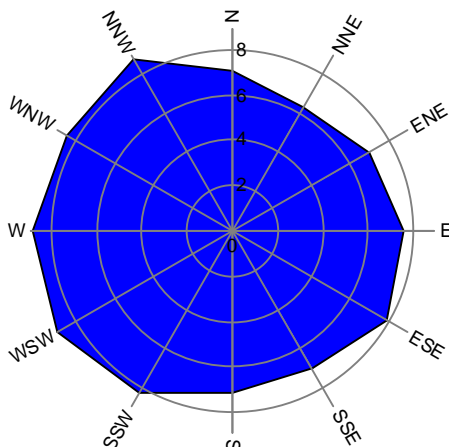
Weibull Distribution



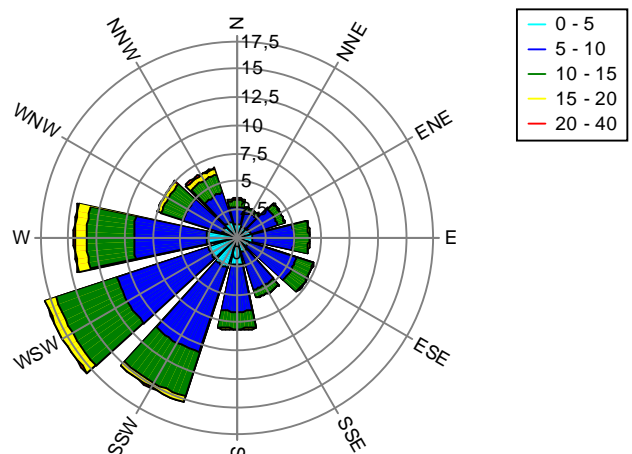
Energy Rose (kWh/m²/year)



Mean wind speed (m/s)



Frequency (%)



PARK - Wind Data Analysis

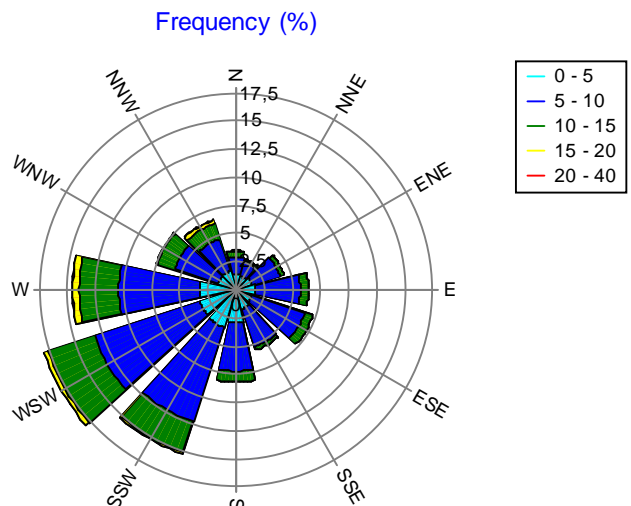
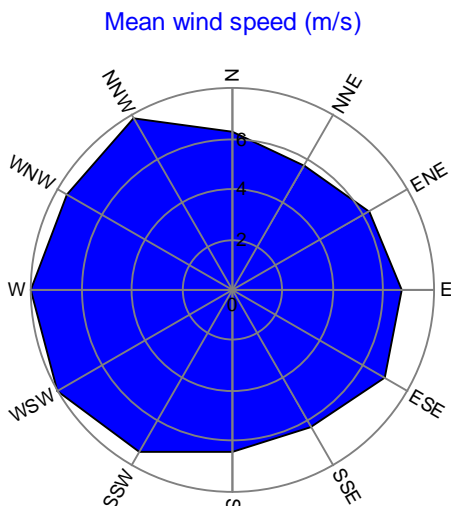
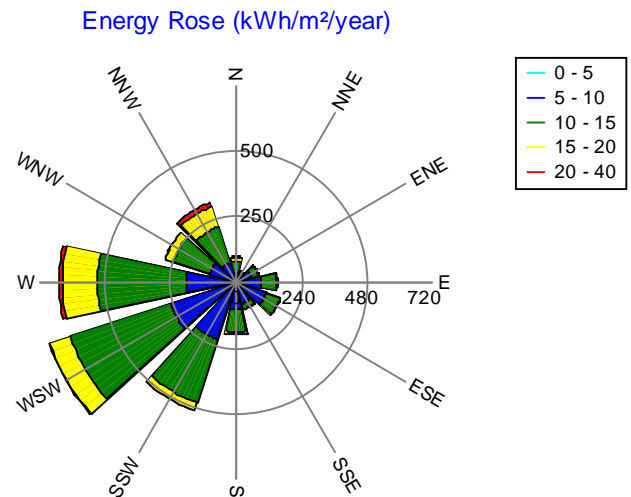
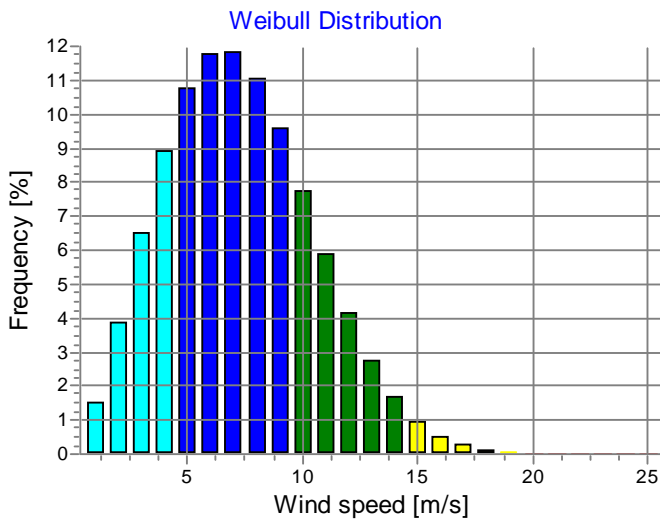
Calculation: Scenario 3-VKA, **LTWind data:** B - Site data Oosterhorn Zuid; Hub height: 100,0

Site coordinates
Dutch Stereo-RD/NAP 2000
East: 261.285 North: 591.749

Wind statistics
NL Meteo data Delfzijl 7-11-6-12 - Delfzijl 70,00 m.wws-Corr83.wws

Weibull Data

Sector	Current site		k- parameter	Frequency [%]
	A- parameter [m/s]	Wind speed [m/s]		
0 N	7,09	6,30	1,834	3,5
1 NNE	6,41	5,68	2,307	2,8
2 ENE	7,05	6,27	2,631	4,4
3 E	7,56	6,73	2,779	6,4
4 ESE	7,80	6,99	3,271	7,2
5 SSE	7,00	6,24	2,955	5,6
6 S	7,22	6,39	2,279	8,2
7 SSW	8,32	7,40	2,654	15,3
8 WSW	8,98	7,99	2,682	17,9
9 W	9,04	8,01	2,330	14,5
10 WNW	8,59	7,63	2,506	7,5
11 NNW	8,87	7,86	2,061	6,5
All	8,22	7,28	2,404	100,0



PARK - Park power curve

Calculation: Scenario 3-VKA, LT

Wind speed [m/s]	Power													
	Free WTGs [kW]	Park WTGs [kW]	N [kW]	NNE [kW]	ENE [kW]	E [kW]	ESE [kW]	SSE [kW]	S [kW]	SSW [kW]	WSW [kW]	W [kW]	WNW [kW]	NNW [kW]
0,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1,5	34	31	25	25	28	31	31	33	32	33	33	32	31	29
2,5	1.133	713	543	519	633	723	650	763	734	710	785	809	629	629
3,5	4.700	3.592	3.309	3.250	3.542	3.657	3.330	3.688	3.594	3.580	3.763	3.788	3.292	3.528
4,5	12.879	9.964	9.794	9.641	10.316	10.130	8.900	10.289	9.992	9.930	10.421	10.219	8.805	10.243
5,5	25.494	20.149	19.886	19.622	20.852	20.438	17.987	20.829	20.290	20.139	21.041	20.569	17.798	20.730
6,5	43.351	34.788	34.322	33.920	35.899	35.263	31.241	35.900	35.015	34.800	36.236	35.479	30.961	35.736
7,5	67.231	54.521	53.673	53.135	56.127	55.206	49.195	56.240	54.840	54.597	56.726	55.558	48.768	55.907
8,5	96.456	79.795	78.716	78.080	82.112	80.647	72.084	82.338	80.232	80.062	82.935	81.084	71.525	81.909
9,5	128.827	109.579	109.037	108.385	112.980	110.419	99.400	113.087	110.202	110.132	113.482	110.632	98.670	112.939
10,5	160.749	141.337	141.416	141.184	145.521	141.797	128.880	145.770	142.183	142.681	145.821	141.802	128.042	145.836
11,5	185.461	169.600	170.272	170.756	173.803	169.454	156.006	174.439	170.761	171.896	174.112	169.435	155.330	174.568
12,5	199.605	189.755	190.865	191.951	193.362	189.361	177.319	194.072	191.331	192.372	193.527	189.132	176.888	194.068
13,5	207.081	201.870	202.320	203.344	203.953	201.705	192.671	204.709	203.253	204.197	204.504	201.740	192.446	204.357
14,5	210.105	208.345	208.618	209.068	209.270	208.499	203.462	209.571	209.000	209.519	209.562	208.621	203.607	209.481
15,5	210.783	210.521	210.594	210.647	210.682	210.598	209.602	210.724	210.632	210.724	210.725	210.600	209.678	210.714
16,5	210.860	210.851	210.853	210.856	210.858	210.853	210.819	210.860	210.856	210.860	210.860	210.851	210.811	210.860
17,5	210.862	210.862	210.862	210.862	210.862	210.862	210.862	210.862	210.862	210.862	210.862	210.862	210.862	210.862
18,5	223.453	220.998	220.789	220.045	221.063	221.562	220.455	221.296	220.828	220.204	221.253	221.996	220.414	221.113
19,5	210.827	210.909	210.836	210.882	210.836	210.837	211.371	210.829	210.835	210.827	210.827	210.827	211.363	210.827
20,5	210.808	210.809	210.812	210.809	210.810	210.810	210.809	210.809	210.811	210.808	210.808	210.808	210.808	210.808
21,5	210.804	210.805	210.806	210.805	210.805	210.805	210.805	210.805	210.805	210.804	210.804	210.804	210.804	210.804
22,5	210.792	210.794	210.797	210.796	210.797	210.797	210.796	210.793	210.797	210.792	210.792	210.792	210.792	210.792
23,5	210.777	210.778	210.780	210.779	210.779	210.779	210.778	210.777	210.780	210.777	210.777	210.777	210.777	210.777
24,5	210.767	210.767	210.769	210.768	210.769	210.769	210.768	210.767	210.769	210.767	210.767	210.767	210.767	210.767
25,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Description:

The park power curve is similar to a WTG power curve, meaning that when a given wind speed appears in front of the park with same speed in the entire wind farm area (before influence from the park), the output from the park can be found in the park power curve. Another way to say this: The park power curve includes array losses, but do NOT include terrain given variations in the wind speed over the park area.

Measuring a park power curve is not as simple as measuring a WTG power curve due to the fact that the park power curve depends on the wind direction and that the same wind speed normally will not appear for the entire park area at the same time (only in very flat non-complex terrain). The idea with this version of the park power curve is not to use it for validation based on measurements. This would require at least 2 measurement masts at two sides of the park, unless only a few direction sectors should be tested, AND non complex terrain (normally only useable off shore). Another park power curve version for complex terrain is available in windPRO.

The park power curve can be used for:

- Forecast systems, based on more rough (approximated) wind data, the park power curve would be an efficient way to make the connection from wind speed (and direction) to power.
- Construction of duration curves, telling how often a given power output will appear, the park power curve can be used together with the average wind distribution for the Wind farm area in hub height. The average wind distribution can eventually be obtained based on the Weibull parameters for each WTG position. These are found at print menu: >Result to file< in the >Park result< which can be saved to file or copied to clipboard and pasted in Excel.
- Calculation of wind energy index based on the PARK production (see below).
- Estimation of the expected PARK production for an existing wind farm based on wind measurements at minimum 2 measurement masts at two sides of wind farm. The masts must be used for obtaining the free wind speed. The free wind speed is used in the simulation of expected energy production with the PARK power curve. This procedure will only work suitable in non complex terrains. For complex terrain another park power curve calculation is available in windPRO (PPV-model).

Note:

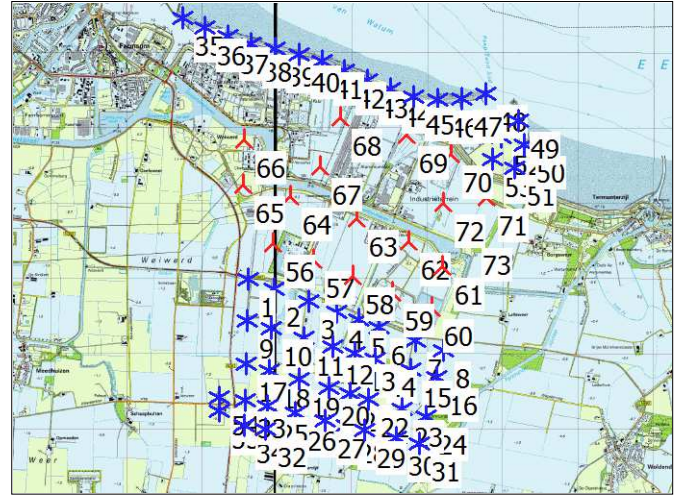
From the >Result to file< the >Wind Speeds Inside Wind farm< is also available. These can (e.g. via Excel) be used for extracting the wake induced reductions in measured wind speed.

PARK - WTG distances

Calculation: Scenario 3-VKA, LT

WTG distances

Z	Nearest WTG	Z	Horizontal distance	Distance in rotor diameters (max)	Distance in rotor diameters (min)
[m]		[m]	[m]		
1	-3,0	2	-3,1	361	5,1
2	-3,1	1	-3,0	361	5,1
3	-3,3	4	-4,0	400	5,6
4	-4,0	5	-4,0	317	4,5
5	-4,0	6	-4,8	283	4,0
6	-4,8	5	-4,0	283	4,0
7	-4,1	8	-4,6	383	5,4
8	-4,6	16	-4,5	363	5,1
9	-4,0	10	-3,0	336	4,7
10	-3,0	9	-4,0	336	4,7
11	-3,8	12	-4,6	398	5,6
12	-4,6	13	-4,0	304	4,3
13	-4,0	14	-4,5	272	3,8
14	-4,5	13	-4,0	272	3,8
15	-5,8	16	-4,5	361	5,1
16	-4,5	15	-5,8	361	5,1
17	-4,0	18	-5,9	315	4,4
18	-5,9	17	-4,0	315	4,4
19	-5,3	20	-4,3	401	5,6
20	-4,3	21	-3,8	293	4,1
21	-3,8	22	-3,8	261	3,7
22	-3,8	21	-3,8	261	3,7
23	-4,4	24	-5,0	333	4,7
24	-5,0	23	-4,4	333	4,7
25	-5,6	33	-5,2	297	4,2
26	-5,0	25	-5,6	392	5,5
27	-5,0	28	-4,0	283	4,0
28	-4,0	29	-5,1	252	3,6
29	-5,1	28	-4,0	252	3,6
30	-5,0	31	-5,0	314	4,4
31	-5,0	30	-5,0	314	4,4
32	-6,0	34	-5,1	282	4,0
33	-5,2	25	-5,6	297	4,2
34	-5,1	32	-6,0	282	4,0
35	0,0	36	0,0	324	3,2
36	0,0	37	0,0	324	3,2
37	0,0	36	0,0	324	3,2
38	0,0	39	0,0	324	3,2
39	0,0	38	0,0	324	3,2
40	0,0	39	0,0	324	3,2
41	0,0	42	0,0	324	3,2
42	0,0	41	0,0	324	3,2
43	0,0	44	0,0	324	3,2
44	0,0	43	0,0	324	3,2
45	0,0	46	0,0	324	3,2
46	0,0	45	0,0	324	3,2
47	0,0	48	0,0	324	3,2
48	0,0	47	0,0	324	3,2
49	1,0	52	-1,7	321	3,2
50	0,0	51	1,8	321	3,2
51	1,8	50	0,0	321	3,2
52	-1,7	49	1,0	321	3,2
53	-0,5	52	-1,7	321	3,2
54	-5,2	55	-4,6	170	4,0
55	-4,6	54	-5,2	170	4,0
56	-3,0	57	-3,8	579	4,2
57	-3,8	3	-3,3	551	7,8
58	-2,1	4	-4,0	520	7,3
59	-3,3	6	-4,8	491	6,9
60	-3,0	7	-4,1	479	6,7
61	-3,6	73	-2,6	548	4,0
62	-3,0	61	-3,6	562	4,1
63	-2,5	62	-3,0	751	5,5



Scale 1:100.000
▲ New WTG
✱ Existing WTG

To be continued on next page...

Project:

714041

Licensed user:

Pondera Consult B.V.

Welbergweg 49

NL-7556 PE Hengelo

0031742489940

Andrew Beltau / a.beltau@ponderaconsult.com

Calculated:

27-10-2016 16:00/3.1.582

PARK - WTG distances

Calculation: Scenario 3-VKA, LT

...continued from previous page

Z	Nearest WTG	Z	Horizontal distance	Distance in rotor diameters (max)	Distance in rotor diameters (min)	
[m]		[m]	[m]			
64	-3,2	67	-5,6	559	4,1	4,1
65	-3,5	66	-2,0	597	4,4	4,4
66	-2,0	65	-3,5	597	4,4	4,4
67	-5,6	64	-3,2	559	4,1	4,1
68	-1,5	43	0,0	618	6,2	4,5
69	-0,8	45	0,0	520	5,2	3,8
70	-1,7	53	-0,5	546	5,5	4,0
71	-3,0	53	-0,5	518	5,2	3,8
72	-3,1	73	-2,6	572	4,2	4,2
73	-2,6	61	-3,6	548	4,0	4,0
Min	-6,0		-6,0	170	3,2	3,2
Max	1,8		1,8	751	7,8	5,6

Project:

714041

Licensed user:

Pondera Consult B.V.

Welbergweg 49

NL-7556 PE Hengelo

0031742489940

Andrew Beltau / a.beltau@ponderaconsult.com

Calculated:

27-10-2016 16:00/3.1.582

PARK - Wind statistics info

Calculation: Scenario 3-VKA, LT

Main data for wind statistic

File \\sbs2011\consult\Extern Offertes en projecten\714041 Deelonderzoeken windenergie Oosterhorn\PS\WP\NL Meteo data Delfzijl 7-11-6-12 - Delfzijl 70,00 m.wws-Corr83.wws
Name Meteo data Delfzijl 7-11/6-12 - Delfzijl 70,00 m
Country Netherlands
Source USER
Mast coordinates Dutch Stereo-RD/NAP 2000 East: 262.867 North: 592.202
Created 29-6-2015
Edited 30-6-2015
Sectors 12
WASP version WASP 10.2 RVEA0164.dll 3.0.1.100
Displacement height None

Additional info for wind statistic

Source data Meteo data Delfzijl 7-11/6-12
Data from 7-7-2011
Data to 30-6-2012
Measurement length 11,8 Months
Recovery rate 100,0 %
Effective measurement length 11,8 Months

Note

To get the most correct calculation results, wind statistics shall be calculated with the SAME model and model parameters, as currently chosen in calculation. For WASP versions before 10.0, the model is unchanged, but thereafter more model changes affecting the wind statistic is seen. Likewise WASP CFD should always use WASP CFD calculated wind statistics.

Project:
714041

Licensed user:
Pondera Consult B.V.
Welbergweg 49
NL-7556 PE Hengelo
0031742489940
Andrew Beltau / a.beltau@ponderaconsult.com
Calculated:
27-10-2016 16:00/3.1.582

PARK - Wind statistics info

Calculation: Scenario 3-VKA, LT

Main data for wind statistic

File	\\sbs2011\consult\Extern Offertes en projecten\714041 Deelonderzoeken windenergie Oosterhorn\PS\WP\NL Meteo data Delfzijl 7-11-6-12 - Delfzijl 70,00 m.wws-Corr83.wws
Name	Meteo data Delfzijl 7-11/6-12 - Delfzijl 70,00 m
Country	Netherlands
Source	USER
Mast coordinates	Dutch Stereo-RD/NAP 2000 East: 262.867 North: 592.202
Created	29-6-2015
Edited	30-6-2015
Sectors	12
WASP version	WASP 10.2 RVEA0164.dll 3.0.1.100
Displacement height	None

Additional info for wind statistic

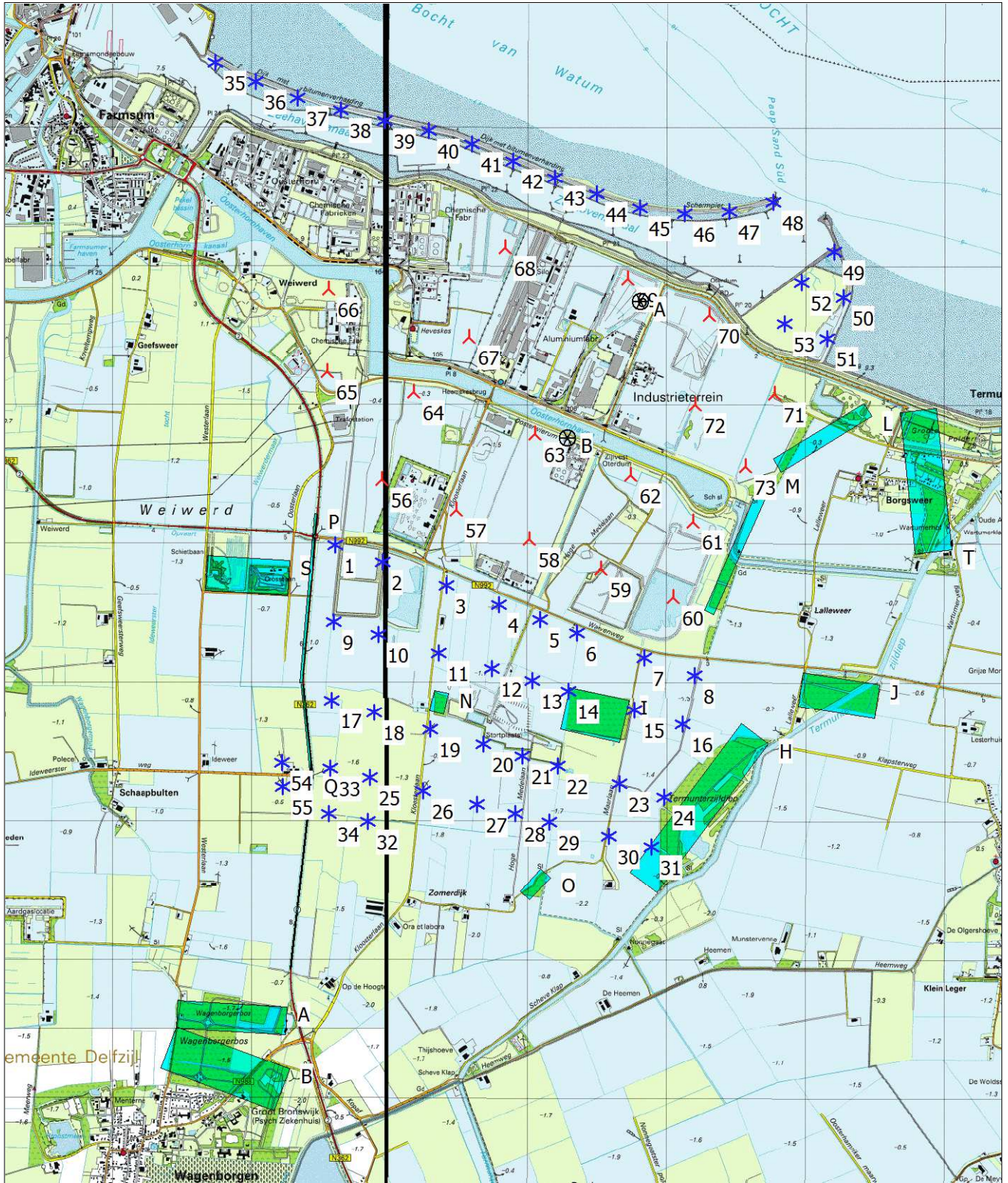
Source data	Meteo data Delfzijl 7-11/6-12
Data from	7-7-2011
Data to	30-6-2012
Measurement length	11,8 Months
Recovery rate	100,0 %
Effective measurement length	11,8 Months

Note

To get the most correct calculation results, wind statistics shall be calculated with the SAME model and model parameters, as currently chosen in calculation. For WASP versions before 10.0, the model is unchanged, but thereafter more model changes affecting the wind statistic is seen. Likewise WASP CFD should always use WASP CFD calculated wind statistics.

PARK - Map

Calculation: Scenario 3-VKA, LT



0 500 1000 1500 2000 m

Map: Delfzijl, Print scale 1:40.000, Map center Dutch Stereo-RD/NAP 2000 East: 261.018 North: 590.830

- ▲ New WTG
- ★ Existing WTG
- Site Data
- Obstacle

Loss&Uncertainty - Flicker

Calculation: Scenario 3-VKA, LT

Calculated losses due to shadow (flicker) loss.

Used SHADOW calculation: 3.1.582: ss scenario 3-VKA, L136-4.0 MW

Assumptions:

Advanced stop (light sensors etc. included). Reduced to: 78 % AEP reduction relative to worst case.

Result

WTG	Calculated AEP GROSS [MWh]	Loss [MWh]	Percent of AEP [%]
LAGERWEY L136-4.0 MW 4000 136.6 !O! hub: 145,0 m (TOT: 213,3 m) (209)	18.009,1	0,0	0,00
LAGERWEY L136-4.0 MW 4000 136.6 !O! hub: 145,0 m (TOT: 213,3 m) (210)	17.976,8	0,0	0,00
LAGERWEY L136-4.0 MW 4000 136.6 !O! hub: 145,0 m (TOT: 213,3 m) (211)	18.130,8	0,0	0,00
LAGERWEY L136-4.0 MW 4000 136.6 !O! hub: 145,0 m (TOT: 213,3 m) (212)	18.309,2	14,2	0,08
LAGERWEY L136-4.0 MW 4000 136.6 !O! hub: 145,0 m (TOT: 213,3 m) (213)	18.409,2	77,0	0,42
LAGERWEY L136-4.0 MW 4000 136.6 !O! hub: 145,0 m (TOT: 213,3 m) (214)	18.382,5	95,5	0,52
LAGERWEY L136-4.0 MW 4000 136.6 !O! hub: 145,0 m (TOT: 213,3 m) (215)	18.206,9	25,4	0,14
LAGERWEY L136-4.0 MW 4000 136.6 !O! hub: 145,0 m (TOT: 213,3 m) (216)	17.908,0	0,0	0,00
LAGERWEY L136-4.0 MW 4000 136.6 !O! hub: 145,0 m (TOT: 213,3 m) (217)	17.972,4	0,0	0,00
LAGERWEY L136-4.0 MW 4000 136.6 !O! hub: 145,0 m (TOT: 213,3 m) (218)	18.136,0	44,3	0,24
LAGERWEY L136-4.0 MW 4000 136.6 !O! hub: 145,0 m (TOT: 213,3 m) (219)	17.879,5	82,7	0,46
LAGERWEY L136-4.0 MW 4000 136.6 !O! hub: 145,0 m (TOT: 213,3 m) (220)	17.727,4	0,0	0,00
LAGERWEY L136-4.0 MW 4000 136.6 !O! hub: 145,0 m (TOT: 213,3 m) (221)	17.858,9	0,0	0,00
LAGERWEY L136-4.0 MW 4000 136.6 !O! hub: 145,0 m (TOT: 213,3 m) (222)	17.963,0	0,0	0,00
LAGERWEY L136-4.0 MW 4000 136.6 !O! hub: 145,0 m (TOT: 213,3 m) (223)	18.095,2	0,0	0,00
LAGERWEY L136-4.0 MW 4000 136.6 !O! hub: 145,0 m (TOT: 213,3 m) (224)	18.373,5	81,6	0,44
LAGERWEY L136-4.0 MW 4000 136.6 !O! hub: 145,0 m (TOT: 213,3 m) (225)	18.110,9	70,5	0,39
LAGERWEY L136-4.0 MW 4000 136.6 !O! hub: 145,0 m (TOT: 213,3 m) (226)	18.366,3	166,6	0,91
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (35)	5.447,4	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (36)	5.436,0	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (37)	5.442,2	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (38)	5.456,4	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (39)	5.442,3	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (40)	5.424,3	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (41)	5.349,6	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (42)	5.336,8	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (43)	5.447,1	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (44)	5.480,0	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (45)	5.455,5	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (46)	5.456,8	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (47)	5.488,9	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (48)	5.439,8	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (49)	5.299,9	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (50)	5.347,4	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (51)	5.349,3	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (52)	5.306,2	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (53)	5.285,8	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (54)	5.430,4	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (55)	5.359,6	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (56)	5.482,2	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (57)	5.463,3	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (58)	5.442,8	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (59)	5.294,5	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (60)	5.300,5	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (61)	5.335,7	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (62)	5.345,4	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (63)	5.303,8	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (64)	5.431,5	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (65)	5.455,8	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2000 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (66)	5.258,0	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (67)	5.436,2	0,0	0,00
ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0 !O! hub: 85,0 m (TOT: 120,5 m) (68)	5.393,6	0,0	0,00
NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (71)	9.525,0	0,0	0,00
NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (72)	9.531,5	0,0	0,00
NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (73)	9.639,6	0,0	0,00
NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (74)	9.711,5	0,0	0,00
NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (75)	9.769,2	0,0	0,00
NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (76)	9.817,8	0,0	0,00

To be continued on next page...

Loss&Uncertainty - Flicker

Calculation: Scenario 3-VKA, LT

...continued from previous page

WTG

NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (77)
 NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (78)
 NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (79)
 NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (80)
 NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (81)
 NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (82)
 NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (83)
 NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (84)
 NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (85)
 NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (86)
 NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (87)
 NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (88)
 NORDEX N100/3300 3300 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (89)
 NORDEX N43 600-125 43.0 !O! hub: 40,0 m (TOT: 61,5 m) (90)
 NORDEX N43 600-125 43.0 !O! hub: 40,0 m (TOT: 61,5 m) (91)
TOTAL

Calculated AEP GROSS [MWh]	Loss [MWh]	Percent of AEP [%]
9.862,6	0,0	0,00
9.882,4	0,0	0,00
9.882,9	0,0	0,00
9.907,9	0,0	0,00
9.915,2	0,0	0,00
9.955,6	0,0	0,00
10.042,4	0,0	0,00
10.145,3	0,0	0,00
10.164,8	0,0	0,00
10.127,4	0,0	0,00
10.218,8	0,0	0,00
9.972,6	0,0	0,00
10.000,5	0,0	0,00
1.081,6	0,0	0,00
1.079,1	0,0	0,00
699.473,8	657,9	0,09

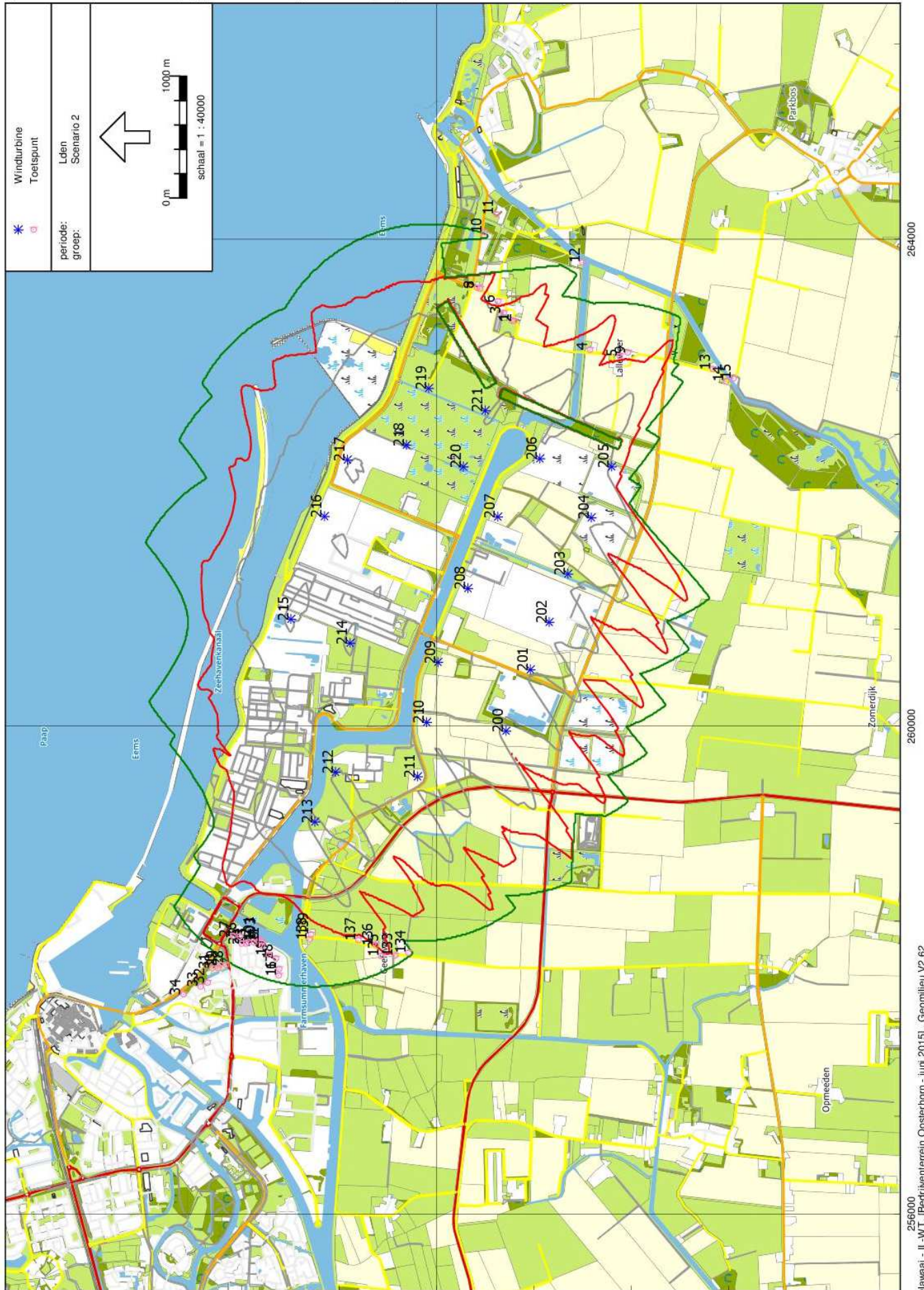
groen=0 uur, rood=5 uur, grijs=15 uur slagschaduw per jaar.

Pondera Consult



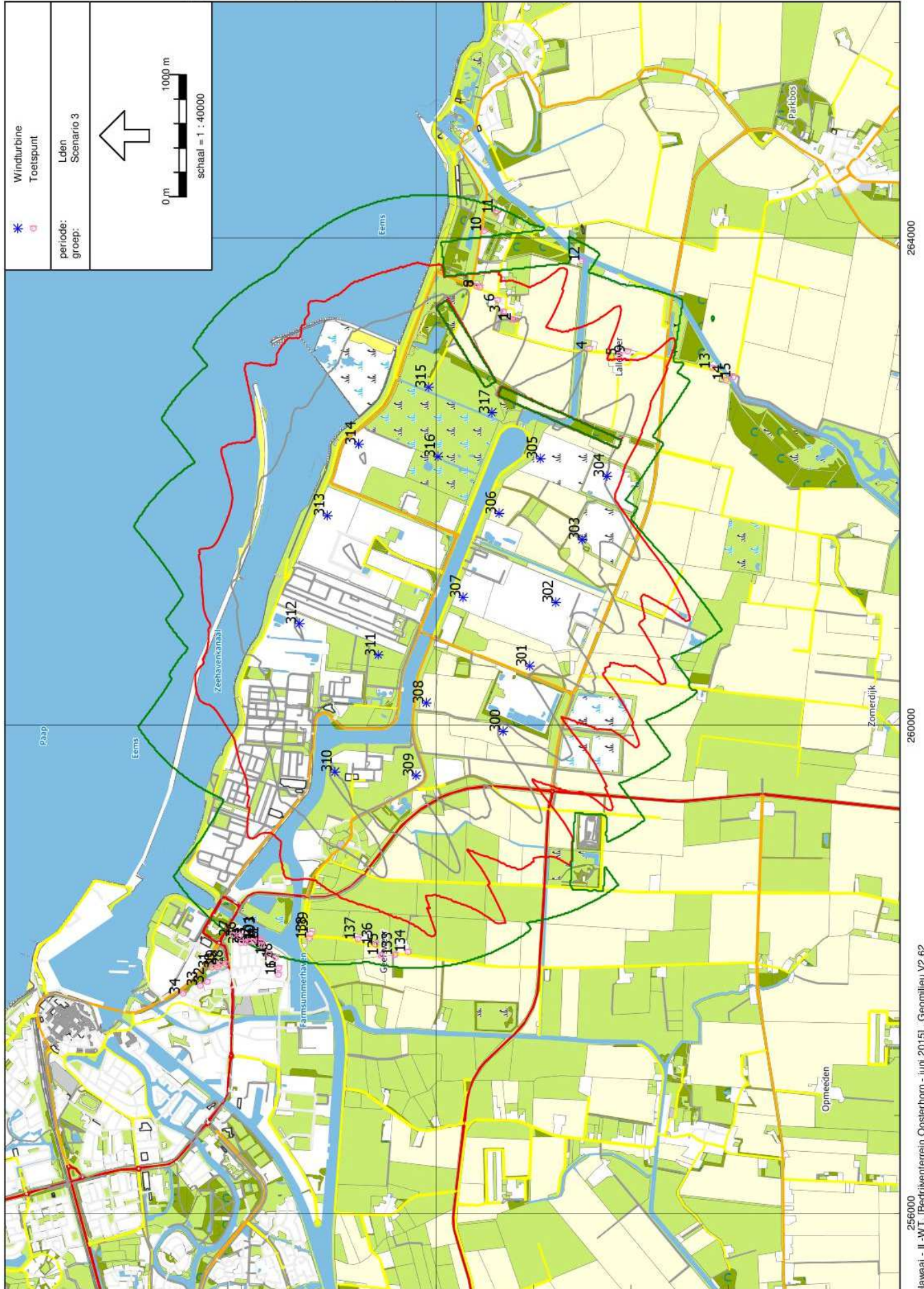
groen=0 uur, rood=5 uur, grijs=15 uur slagschaduw per jaar.

Pondera Consult



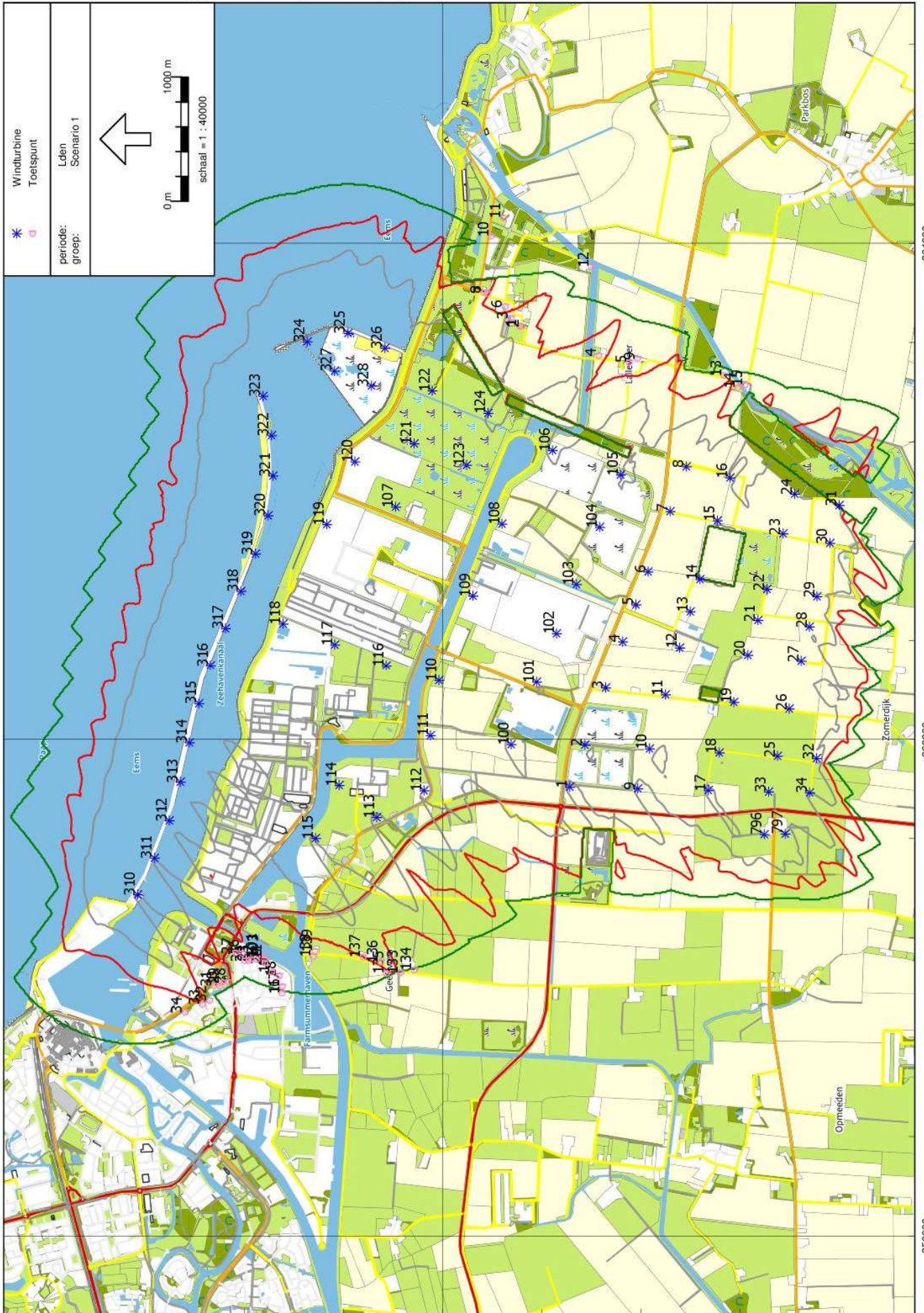
groen=0 uur, rood=5 uur, grijs=15 uur slagschaduw per jaar.

Pondera Consult



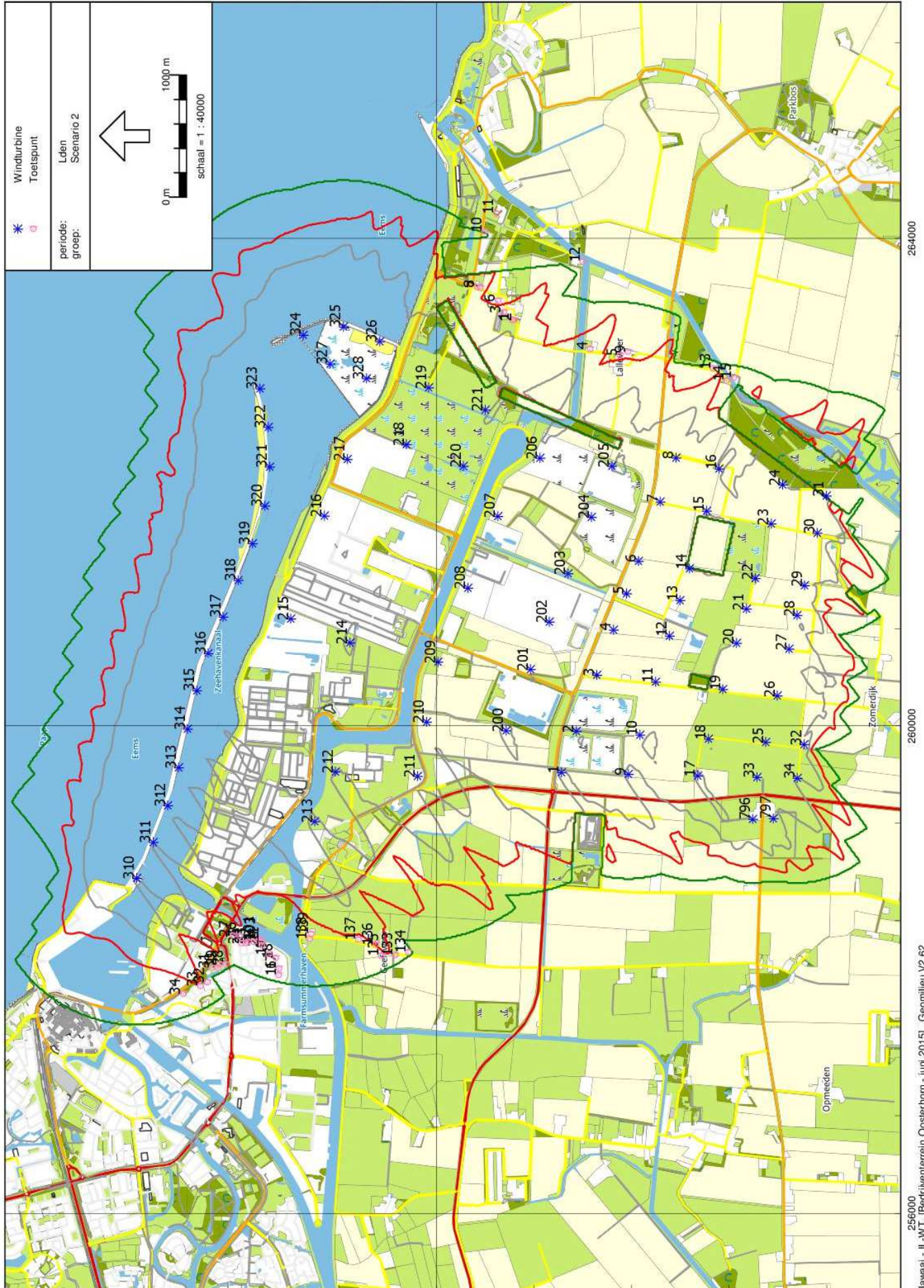
groen=0 uur, rood=5 uur, grijs=15 uur slagschaduw per jaar.

Pondera Consult



groen=0 uur, rood=5 uur, grijs=15 uur slagschaduw per jaar.

Pondera Consult



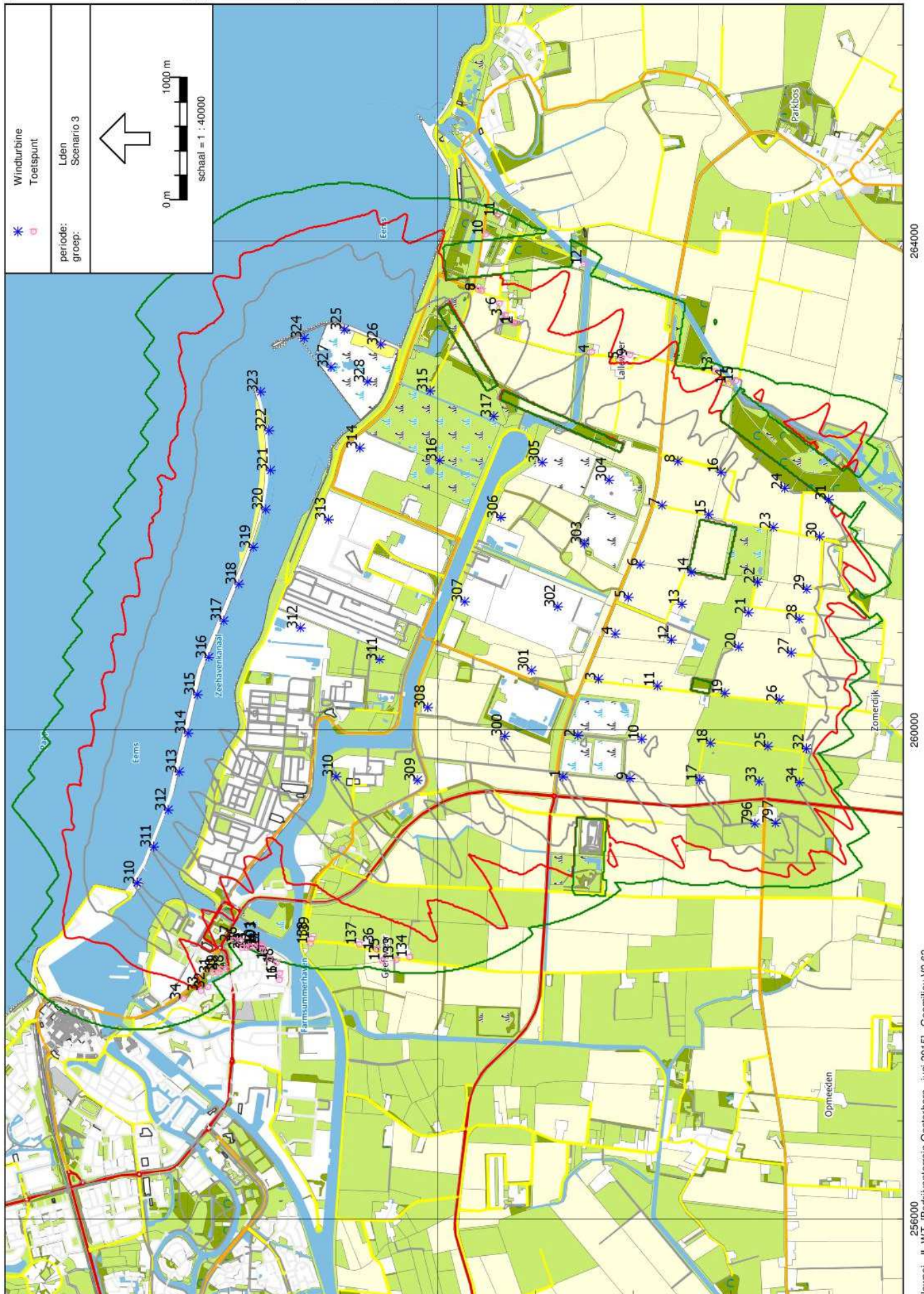
592000

264000

260000

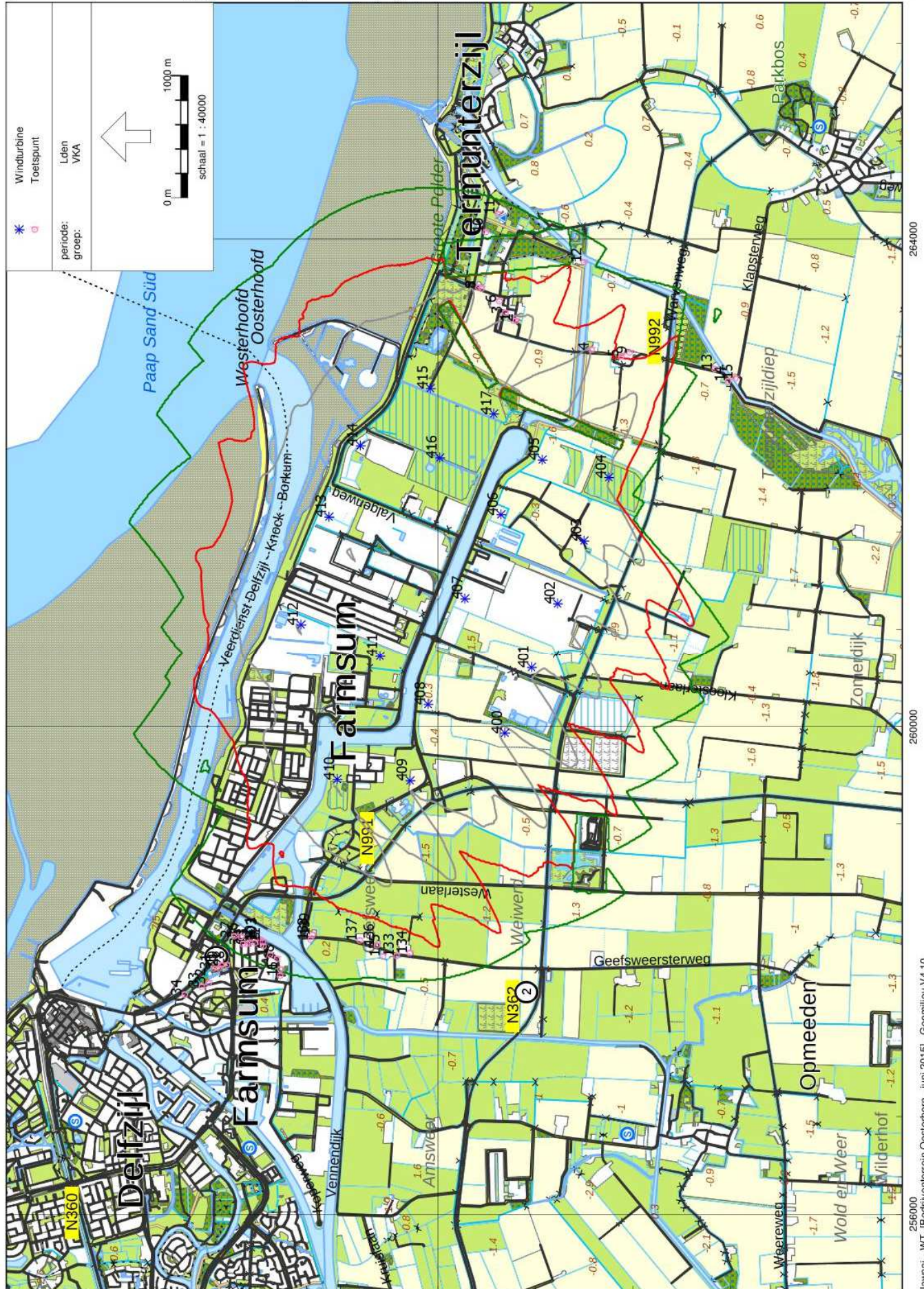
groen=0 uur, rood=5 uur, grijs=15 uur slagschaduw per jaar.

Pondera Consult



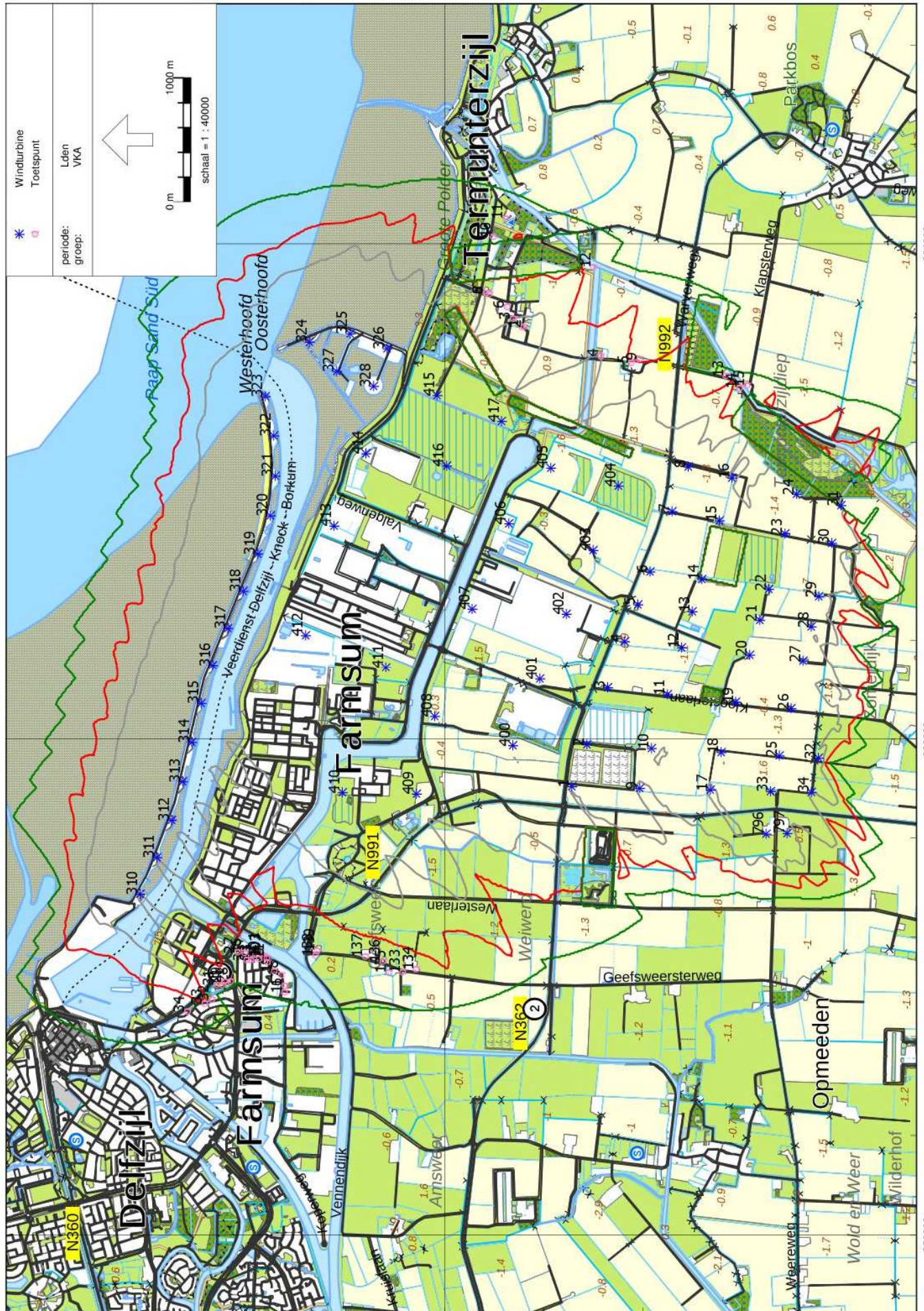
groen=0 uur, rood=5 uur, grijs=15 uur slagschaduw per jaar.

Pondera Consult



groen=0 uur, rood=5 uur, grijs=15 uur slagschaduw per jaar.

Pondera Consult



264000

260000

256000
Industrielaawai - WT, Bedrijventerrein Oosterhorn - juni 2015 | Geomilieu V4.10

592000

