

DOWEC CONCEPT STUDY TASK 7

Standards and criteria for offshore wind turbines

Sub: Aspects related to concept choices

H.B. Hendriks, P.P. Soullié

Dit rapport is eerder gepubliceerd onder rapportnummer ECN-CX--00-039

Abstract

An inventory of applicable standards related to offshore wind energy has been made within the "DOWEC concept study" project. Conflicts in the standards and missing information are identified. Some text proposals for an offshore standard have been drafted, e.g. the proposed design load cases.

This project has been carried out on request of Novem (contract 224.650-9951; ECN project number 7.4300).

Acknowledgement/Preface

Compiled by task group 7:

Albert Winnemuller	(NEG-Micon Holland)
Laurens Drost	(NEG-Micon Holland)
René van den Berg	(LM Holland)
Jaap de Boer	Aerpac
Wouter Sint Nicolaas	(Van Oord ACZ)
Wim Bierbooms	(TU Delft)
Ben Hendriks	ECN
Paul Soullié	ECN

With the contribution of
Servaas G.M. Ramakers ECN

Version overview

Version no.	Dated	Modifications	Description
0	14-Dec-1999		New report
1		Pg 1 Pg 2 Annex C, pg.1 Annex C, pg.3 Annex E, pg.3 Annex E, pg.5 Annex E, pg.10 Annex F	Front-page, report number Version overview DLC1.0 combined with GL N1.0 Abbreviations IEC wind conditions Table 1, textual clarifications Table 4, textual clarifications Formula corrected New

CONTENTS

1.	INTRODUCTION	7
2.	INVENTORY OF EXISTING STANDARDS	9
3.	OVERVIEW OF DESIGN ASPECTS	11
3.1	External conditions	11
3.2	Structural loading	12
3.3	Control and protection system	12
3.4	Mechanical systems	12
3.5	Electrical system	12
3.6	Assessment of external conditions	13
3.7	Assembly, installation and erection	13
3.8	Commissioning, operation and maintenance	13
4.	CONCLUSIONS & RECOMMENDATIONS	15
5.	REFERENCES	17

ANNEXES	19
----------------	-----------

Annex A	Overview of contents of relevant standards for offshore structures
Annex B	Standards, certification rules and building recommendations applicable for the design of offshore wind turbines. (in Dutch)
Annex C	Table with load cases
Annex D	Lightning. (in Dutch)
Annex E	Sea state of the North Sea for the Dutch coast
Annex F	Experts from Opti-OWECS

1. INTRODUCTION

The target of the task "standards and criteria" within the DOWEC study is to make an inventory of the applicable standards for offshore wind energy. Conflicts in existing applicable standards have to be laid bare. Gaps in the standardisation have to be identified and preferably be filled with existing knowledge.

The present report describes the result of this task within the DOWEC-concept study. The scope of the task within the concept study is limited to those topics that are significant in relation to the concept choice. In a later stage, the DOWEC project as contracted by the EET-commission, the more detailed criteria have to be drawn up.

Within the task no new knowledge will be developed. The following information is used:

- existing wind energy standards;
- existing offshore standards;
- existing studies on offshore wind energy.

2. INVENTORY OF EXISTING STANDARDS

Starting point of the inventory of existing standards is the wind turbine standard IEC 61400-1, edition 2, 1999 [1].

Offshore standards

Annex A gives an overview of contents of relevant guidelines for offshore structures. The mentioned guidelines from GL [2], HMSO [3], API [4] and DNV [5] are no standards normative for offshore structures. However these guidelines are used for building, certification, insurance and others. It is strongly recommended to make a study to what extend the mentioned chapters of these guidelines are mandatory for offshore wind turbines.

Onshore standards

Annex B (in Dutch) mentions standards and certification rules concerning the electrical and personnel safety aspects of (offshore) wind turbines.

3. OVERVIEW OF DESIGN ASPECTS

An inventory of existing standards revealed no significant conflicts.

Gaps in the existing standards do exist. The need for additional standardisation is present. However, one has to realise that on the topics wind and wave conditions and on the topic structural loading no validated data is available.

In the following the different area's of offshore wind energy are highlighted. The point of views on the topics is the existing IEC 61400-1 ed. 2 [1] document.

3.1 External conditions

The IEC 61400-1 ed. 2 is not covering the offshore conditions. Wind conditions are no longer the only primary consideration for structural integrity. The sea conditions have to be taken into account in the same as wind conditions. The wind conditions themselves also have to be adapted to the offshore situation. The extreme gust specifications in the present IEC document are not appropriate for the large size of turbines.

Items of concern are:

- Section 6.2 "WTGS classes": offshore WTGS classes should be added to the table 1.
- Wave conditions
- Sea current
- Tidal influences
- Soil conditions: prediction, erosion and spread within wind farm
- Marine growths on the foundation
- Extreme gust specifications for large turbines
- Turbulence intensity not just as function of wind speed but also coupled with wave conditions.
- Wind shear coupled with wave conditions
- Wind direction coupled with wave direction.
- Section 6.5 "Electrical power network conditions" has to be adapted to cover a large offshore wind farm
- Section 6.2.2.1 "Temperature": adapt to cover both the ambient air as the water temperature`
- Ice conditions
- Description of wind at high heights: the upper part of the rotor may be in the mixing layer, out of the logarithmic boundary layer.

3.2 Structural loading

The IEC 61400-1 ed. 2 is not covering the offshore conditions. Wind conditions are no longer the only primary consideration for structural integrity. The sea conditions have to be taken into account in the same as wind conditions.

- Loading:
 - More attention has to be paid to load cases for
 - i) Parked cases: because of low accessibility and because of possible increase of loading in stand still case
 - ii) Transport, assembly, maintenance and repair
 - iii) Park effects
 - The grid failure conditions
 - Tower frequency: change in time, poorly predictable, spread within wind farm and dependency on tidal water height
 - Wave and current loading
 - Tidal water height
 - Ice loads
 - Partial safety factors: have to be adapted
 - Boat landing
- Machine components:
 - Marine growths
 - Corrosion

Annex C gives a table with proposed load cases for offshore wind turbines. This table is drawn up from the IEC 61400-1[1] and the GL-offshore rules [2]. It has to be mentioned that the table can be simplified by combining load cases and skipping less severe load cases.

3.3 Control and protection system

Additional remarks should be made on remote sensing and remote control of the offshore wind farm.

3.4 Mechanical systems

The requirements for mechanical systems given in IEC 61400-1 do not need additions.

3.5 Electrical system

Concerning the electrical systems no standards have been found (yet) that are specifically applicable for offshore installations. However, besides corrosion protection and more reliability the requirements for electrical systems do not alter for offshore wind turbines. However more attention should be paid on lightning protection. According to IEC 61400-1 the lightning protection shall be designed according to IEC 61024-1 Section 10.6 "Lightning protection". Note that this standard excludes offshore conditions in the scope! A suitable protection level (protection efficiency is product of interception efficiency and the sizing efficiency) has to be chosen for the different parts. Additionally IEC 61312-1 is applicable dealing with protection against lightning electromagnetic pulse. A suitable lightning protection zone has to be chosen for different parts. Special attention has to be paid to the protection level and the protection zone for the "control and protection system" of the WTGS.

Annex D gives a survey of the aspects of lightning because lightning is an important item for large offshore wind turbines. The annex is mainly drawn up from IEC report IEC TC88 PT 61400-24 of IEC working group 24 [6].

3.6 Assessment of external conditions

The assessment of the conditions offshore is of even more importance than onshore. Therefore the requirements of IEC 61400-1 have to be extended:

- The assessment of wave, current and tidal conditions has to be added. Special attention has to be paid to the coupling of wind and wave characteristics.
- The assessment of soil conditions has to be adapted. Special attention has to be paid to erosion.

In the IEC 61400-1 chapter 11.2 the characteristic value of the turbulence intensity is calculated by adding the measured standard deviation to the measured or estimated mean value. A similar approach may be applied assessing the characteristic sea conditions.

The applicable external conditions will be defined by the outcome of DOWEC tasks 5 and 6.

Annex E gives environmental data for North Sea location 10 à 20 km in front of IJmuiden to get an impression about the sea state of the North Sea for the Dutch coast. The data have been derived from HMSO publication on offshore 'Offshore installations: Guidance on design, construction and certification', 4th Edition, 1990 [3] .

3.7 Assembly, installation and erection

The requirements of IEC 61400-1 have to be extended:

- The section 12.4 "site access" and the section 12.5 "environmental conditions" have to be adapted.
- A remark on evacuation of personnel has to be added.

3.8 Commissioning, operation and maintenance

The requirements of IEC 61400-1 have to be extended:

- Section 13.3.6 "The emergency procedures plan" has to be adapted to the offshore situation.
- Section 13.4.3 "Maintenance manual": Soil erosion and marine growths on the foundation part have to be added to the list of subjects.

4. CONCLUSIONS & RECOMMENDATIONS

A number of standards, guidelines, rules and recommendations are available for offshore structures. These publications together with the International wind turbine standard IEC 61400-1 define the design criteria for offshore wind turbines.

For the continuation of the DOWEC-project in the EET-project it is recommended:

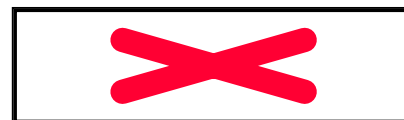
- to integrate the results of tasks 5 and 6 with the results of task 7;
- generally to apply probabilistic design methods;
- to define the required safety levels and safety factors concerning empirical data both for external conditions and material characteristics;
- to define what standards, guidelines, rules and recommendations are normative and what are informative.

5. REFERENCES

- [1] International standard IEC 61400-1 2nd edition 1999-02, 'Wind turbine generator systems – Part 1: Safety requirements'
- [2] GL, Germanischer Lloyd, 'Rules for Regulations, IV – Non-Marine Technology, Part 2 – Offshore Wind Energy', edition 1995
- [3] HMSO publication, 'Offshore installations: Guidance on design, construction and certification'
4th Edition, 1990, and addendum June 1992, Department of Energy, London, UK
- [4] API, American Petroleum Industry, 'Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms – Load and Resistance Factor Design', RP 2A*LRFD, 1993, Dallas, USA.
- [5] DNV, Det Norske Veritas, 'Rules for classification of Fixed Offshore Installations', July 1995, Høvic, Norway
- [6] IEC report IEC TC88 PT 61400-24 of IEC working group 24, 3rd draft edition, 24-09-1999.

Annex A: Overview of contents of relevant standards for offshore structures

OVERVIEW OF CONTENTS OF RELEVANT STANDARDS FOR OFFSHORE STRUCTURES



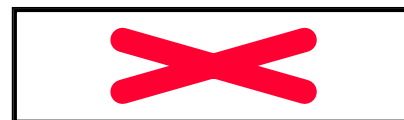
Germanischer Lloyd Part 2: Offshore wind energy	GL
Det Norske Veritas - Fixed Offshore Installations	DNV
American Petroleum Industry - Fixed offshore platforms	API
HMSO- Offshore Installations	HMSO

	ENVIRONMENTAL CONDITIONS			
	GL 4	DNV 3.1.3	API A	HMSO 11
general	4.2A/B/C	3.1.3A	A4.1	11.1/11.2
wind		3.1.3B	A4.2	11.3
waves	4.2.E	3.1.3C	A4.3	11.4
water level	4.2.F			11.5
current	4.2.D	3.1.3D	A4.5	11.6
tide		3.1.3E	A4.4	
Snow and ice	4.2.G	3.1.3F	A4.7	11.8
temperature		3.1.3G		11.7
sea bed	4.2.H			
marine growths		3.1.3H	A4.6	11.9
earthquake	4.2.J	3.1.3I		

	DESIGN LOADS			
	GL 4.4	DNV 3.1.4/5	API C	HMSO 15
general	4.4 A	3.1.4	C1	15.1
gravity loads	4.4 B / C / D	3.1.5	C2	15.2
environmental loads	4.4 B / C / D	3.1.5.C	C3/4	15.4/15.5
construction and installation loads	4.4 F		B3 / C5	
accidental loads	4.4 E	3.1.5.E	C6	15.7

	FOUNDATIONS			
	GL 9	DNV 3.1.9	API G	HMSO 20
general	9.1	3.1.9A	G1	20.1/2
pile foundations	9.2	3.1.9C	G2-G17	20.3
gravity type foundations	9.3	3.1.9D		20.4
anchor foundations		3.1.9E		
jack-up installations				20.5

OVERVIEW OF CONTENTS OF RELEVANT STANDARDS FOR OFFSHORE STRUCTURES



	STRUCTURAL DESIGN			
	GL 5 / 6 / 7 / 8	DNV 3.1	API B / D	HMSO 12 / 21 / 23
general	5.1	3.1.4	B	
design of steel structures	5.2 / 6	3.1.6	D	21
design of concrete structures	7	3.1.8		23
corrosion protection	8	3.1.10	B7	12

	TRANSPORT AND INSTALLATION			
	GL 10	DNV 3.3	API M	HMSO 46
general	10.1A	3.3.1	M.1	
Towing / transportation	10.2A	3.3.4/5	M.2/3	
Installation	10.2B	3.3.6	M.4/5/6	
Lifting operations	10.1	3.3.2	M.3	46

	MAINTENANCE / INSPECTION			
	GL 4.3	DNV 1.1	API N / O	HMSO 4
general	6.2		N.1/2	4
survey interval	1.2G	1.1	O.4	

	REMOVAL			
	GL	DNV	API G / P	HMSO 7
general			G17 / P.2.4.	7

Remarks:

- For each structure type DNV discusses the above mentioned subjects separately. This must be included !

Annex B Standards, certification rules and building recommendations applicable for the design of offshore wind turbines. (in Dutch)

DOWEC-normen

INHOUD

1. ELEKTRISCH	16
2. ARBO	19

6. ELEKTRISCH

- Indien de elektrotechnische eisen voor het offshore gebied met betrekking tot de Nederlandse wetgeving niet zijn vastgelegd zullen de *primaire elektrotechnische eisen* natuurlijk gesteld worden door de verzekeraars (classificeerders).
- De hierna genoemde *extra elektrotechnische eisen* zijn eisen uit de reeds bestaande normen voor elektrisch installaties en voor wind turbines die totnogtoe zelden aan de orde waren. Ze betreffen de aspecten 'hoogspanning' en 'water'.
- Mogelijk zijn de hierna genoemde eisen reeds onderdeel van de eisen die reeds gesteld worden aan offshore installaties.
- Als de eisen die voor offshore installaties gelden niet (internationaal) vastliggen en door de verschillende leveranciers zelf mogen worden ingevuld kan er een situatie ontstaan die de windindustrie geen goed doet.

1.1 NEN 1010, Veiligheidsbepalingen voor laagspanningsinstallaties (1996/1997)

- Bij de specificatie van de installatieonderdelen speciaal rekening houden met de omgeving.

Zie bijlage CA32:

- 321.2 Klimatologische omstandigheden (temperatuur):
AB3 + AB4
- 321.4 Aanwezigheid van water:
mast AD2, laagste delen soms AD7?, buitenlichten AD6
- 321.13 Bliksem, keraunisch niveau
AQ3, verwijst naar NVN-ENV 61024-1 (zie ook NEN 1014)
- 322.4 Mogelijkheden van ontruiming in noodsituaties:
BD3: moeilijk, lage bezettingsgraad, hoog gebouw

- Rubriek 709 - Jachthavens

- Van toepassing zijnde bepalingen met betrekking tot aanlegsteigers.
- Aanwezigheid van zoute lucht: eventueel gesloten koeling van de schakelkasten. Zoutafzettingen zijn agressief, trekken vocht aan en verminderen de kruipwegen aanmerkelijk.
- Bij installatie van apparatuur in de mast rekening houden met de allerhoogst mogelijke waterstand en de moeilijkheidsgraad bij onderhoud in mogelijk zeer vochtige omgeving:
 - Een lift die in een zoute omgeving zelden in gebruik is en toch betrouwbaar moet zijn vraagt zeer speciale zorg.

1.2 Ontw. NEN-EN 50179, Sterkstrooinstallaties van meer dan 1 kV wisselspanning (1997)

- Bij de specificatie van de installatieonderdelen speciaal rekening houden met environment.
 - 3.2 Mechanical requirements: 3.2.8 Vibration
 - 3.3 Climatic and environmental conditions:
 - 3.3.1 Temperature (indoor: average value), 3.3.3 Humidity (indoor: average value),
 - 3.3.4 Precipitation (indoor: condens), 3.3.5 Pollution (indoor: salt)
- Bij installatie van HV-apparatuur in de mast rekening houden met de plaats waar de apparatuur komt en de speciale eisen die vanuit de norm gesteld worden aan de HV-ruimten:
 - de allerhoogst mogelijke waterstand en de moeilijkheidsgraad bij onderhoud in mogelijk zeer vochtige omgeving.
 - 5.2.2.4 Water pollution, zie 7.7
 - 6.1.4 Aisles and access areas
 - 6.5.5 Doors
 - 6.5.7 Air conditioning and ventilation
 - 6.6.1 Metal enclosed switchgear and compact stations (outside electrical operating areas)
 - 7.6 Protection against fire (automatische beveiliging tegen overbelasting, brandveilige deuren (60 min.), bescherming tegen giftige rook van droge trafo's).
 - 7.7 Protection against leakage of insulating liquid (oliegevulde transformatoren verlangen speciale voorzieningen voor opvang en blussen van lekolie).
 - 7.7.2 SF₆-leakage (vereiste ventilatie van ruimten met SF₆ installaties). Zie ook 7.7.3
- Aanwezigheid van zoute lucht: eventueel gesloten koeling van de schakelkasten. Zoutafzettingen zijn agressief, trekken vocht aan en verminderen daardoor de kruipwegen aanmerkelijk met overslag als gevolg.

1.3 NEN 1014, Bliksembeveiliging (1992)

- Deze norm geeft in hoofdstuk '21 Vaartuigen' een aantal aspecten die van belang zijn. Vaartuigen bevinden zich in het water. Offshore turbines ook.
 - 21.4 Vaartuig met een metalen romp en kunststof mast (metalen turbine met kunststof wiek) moet vanaf het hoogste punt van de masten (wiek) voorzien zijn van een afgaande leiding (minimaal 25 mm²).
 - 21.10 Verwijzing naar bijlage E voor bliksembeveiliging van elektronische apparatuur (enigszins verouderde benadering).
- De norm geeft een verwijzing naar de vergrote kans dat een object van meer dan 50 m het beginpunt kan zijn van een opwaartse ontlading. Deze ontladingen bezitten vele malen meer energie dan een neerwaartse. De inslagkans neemt kwadratisch toe met de hoogte.

1.4 IEC 61024-1/Ed. 2.0, Protection of structures against lightning - Part 1: General principles. (1990)

- Outside the object of this standard: a.o. offshore installations.
- Ed. 02 bevat de toevoeging: Additional requirements for tall structures more than 60 m high. Ze gaat in op de 'interception efficiency', de 'sizing efficiency', de 'rolling sphere method' en het risico van en de maatregelen in verband met zijdelingse inslagen in objecten van meer dan 60 m hoog (turbine bladen steken meer dan 60 m hoog).

1.5 IEC TC88 PT 61400-24 Lightning protection of wind turbines (1999)

Het project team produceert eind 1999 een 'Technical report'. Het rapport is toegespitst op de huidige kennis in verband met de problematiek van (grote en dus offshore) turbines met bliksem. Fenomeen van neerwaartse en opwaartse ontladingen, consequenties voor de diverse turbinedelen, probleembenadering, methodieken voor de geleiding van de bliksemstroom en de bescherming van de turbinecomponenten en -delen tegen de gevolgen van de bliksemstroom. Het document maakt geen onderscheid tussen 'onshore' en offshore.

1.6 NVN 11400-0, Wind turbines - Part 0: Criteria for type-certification – Technical criteria (1999)

De norm geeft op elektrisch gebied geen aanvullende eisen in verband met offshore turbines.

1.7 GL Rules and Regulations - IV Non-Marine Technology - Part 1: Wind energy (1998)

- Chapter 7 Electrical installations:

- 7.5.3: verwijzing naar IEC 529 (IP-code) voor een minimum beschermingsgraad van 'switchgear, motors, generators or controls' in 'dry operation areas, moist operation areas, installation outside'.

1.8 GL Rules and Regulations - IV Non-Marine Technology - Part 2: Offshore wind energy (1995)

- Chapter 13 Electrical installations:

Section 1, General, B. Rules and Notes

- 2. VDE regulations: 2.1 The relevant VDE regulations or equivalent national codes shall be taken into account for electrical installations in OWECS.
Deze specifieke VDE regulations zijn (nog) onbekend.
- 4. Lightning protection: 4.2 voor Duitsland wordt verwezen naar de VDE 0815.

Section 2, Electrical machines

- A. Materials

- 1. ... particular attention shall be paid to the corrosive effect of marine atmosphere.
- 2. If plastics are used for casings, terminal boxes and fan wheels, materials suited for low temperature shall be given preference.

- B. Ventilation and cooling

- beschrijft de voorwaarden voor het gebruik van koellucht.

Section 3, Static converters

- B. Construction of static converters

- beschrijft de voorkeur voor natuurlijke ventilatie en geeft voorwaarden voor geforceerde koeling.

Section 4, Charging equipment and storage batteries

- D. Installation and operation of batteries

- 5. ... shall be so installed ... that they are effectively shielded against dripping water ...

Section 5, Switchgear and protection equipment

- F. Design and rating of the switchgear

- beschrijft in Table 13.5.1 Minimum clearance and creepage distance.
Het is op dit moment niet bekend of deze afstanden voor offshore afwijken van 'onshore'.

- G. Switchboards and cabinets

- 4. All lines and connections shall be safeguarded against vibratory stressing ...

Section 7, Power transformers

- A. General requirements

- 2. ... Open transformers with IP 00 type of enclosure shall be installed in locked service rooms.
- 3. High voltage transformers shall be housed in locked electrical spaces. The entrance door is to be interlocked with the power supply feeder switch.
- 5. Beneath oil filled transformers special precautions have to be taken ... (spilled/burning oil)

1.9 Risø-I-943(EN), Technical criteria for type approval and certification of wind turbines in Denmark (1995)

- Geen bijzondere offshore bepalingen dan:

- 3.7.1 ... Special precautions must be taken where the atmosphere contains salt.

7. ARBO

- De tot op dit moment voor wind turbines gehanteerde ARBO eisen komen uit NVN 11400-0. Indien deze eisen voor het offshore gebied met betrekking tot de Nederlandse wetgeving niet zijn vastgelegd zullen de *primaire ARBO eisen* natuurlijk gesteld worden door de verzekeraars (classificeerders).
- Speciale aandacht zal moeten bestaan voor opleiding, herhaalde training en de persoonlijke uitrusting voor het personeel dat over water een werkplek moet bereiken en in verschillende weersomstandigheden moet overstappen naar de turbine (en vice versa), met medeneming van alle middelen die voor het werk nodig zijn.
- De turbinebasis zal voorzien moeten zijn van aanlandfaciliteiten die het overstappen op een veilige manier mogelijk maken en tevens van verblijfsfaciliteiten die voor een langere wachtperiode uitgerust zijn. Hierbij hoort communicatieapparatuur en verplicht aanwezige (of noodzakelijk geachte) reddingsmiddelen i.v.m. te water raken.
- De hierna genoemde *extra ARBO eisen* zijn eisen uit de reeds bestaande normen voor wind turbines die totnogtoe zelden aan de orde waren. Ze betreffen de aspecten ‘hoogspanning’ en ‘water’.

Mogelijk zijn de hierna genoemde eisen reeds onderdeel van de eisen die reeds gesteld worden aan offshore installaties en die aangeleverd worden door Van Oord.

2.1 NEN 1010, Veiligheidsbepalingen voor laagspanningsinstallaties (1996/1997)

Geen extra ARBO eisen voor offshore.

2.2 NEN-EN 50110-1, Bedrijfsvoering van elektrische installaties – Algemene bepalingen (1998)

NEN 3140, Bedrijfsvoering van elektrische installaties – Aanvullende Nederlandse bepalingen voor laagspanningsinstallaties(1998)

Geen extra ARBO eisen voor offshore.

2.3 Ontw. NEN-EN 50179, Sterkstroombestemmingen van meer dan 1 kV wisselspanning (1997)

Geen extra ARBO eisen voor offshore.

2.4 NEN-EN 50110-1, Bedrijfsvoering van elektrische installaties – Algemene bepalingen (1998)

NEN 3180, Bedrijfsvoering van elektrische installaties – Aanvullende Nederlandse bepalingen voor hoogspanningsinstallaties(1998)

De aanvullende Nederlandse bepalingen voor hoogspanning zijn *niet* onderzocht (niet beschikbaar).

- Speciale aandacht moet er zijn voor de situaties waarbij onderhoud gepleegd wordt aan hoogspanningsdelen in de gondel terwijl de HV schakelapparatuur in de mastvoet staat. Bij afschakeling van de hoogspanning is de gehele turbine spanningsloos en is er geen voeding meer voor verlichting en hulpapparatuur. Hierbij zijn goede communicatie en de juiste hulpmiddelen en gereedschappen voor aarding en kortsluiting van het hoogste belang.

2.5 NVN 11400-0, Wind turbines - Part 0: Criteria for type-certification – criteria (1999)

Geen extra ARBO eisen voor offshore.

2.6 NEN 1014, Bliksembeveiliging (1992)

Geen extra ARBO eisen voor offshore.

2.7 IEC 61024-1, Protection of structures against lightning - Part 1: General principles (1990)

Geen extra ARBO eisen.

2.8 IEC TC88 PT 61400-24, Lightning protection of wind turbines (1999)

Dit (nog te publiceren) rapport beschrijft in hoofdstuk 8 de aspecten betreffende ‘personnel safety’ in verband met bliksemgevaar in en bij een turbine. Een speciaal onderscheid voor offshore en ‘onshore’ wordt niet gemaakt en is niet nodig. Bij hoge turbines ontstaan extra personele risico’s in de gondel door:

- de kans op zijdelingse inslagen
- wanneer de drive train geïsoleerd wordt opgesteld om lagerschade te voorkomen.

2.9 GL Rules and Regulations, IV Non-Marine Technology - Part 1: Wind energy (1998)

Geen extra ARBO eisen.

2.10 GL Rules and Regulations, IV Non-Marine Technology - Part 2: Offshore wind energy (1995)

De GL rules gaan in Chapter 10 Marine Operations diep in op de technische voorwaarden voor de uitvoering van werken op zee. Er zullen zeer zeker vele ARBO eisen zijn gekoppeld aan het uitvoeren van werken offshore.

2.11 Risø-I-943(EN), Technical criteria for type approval and certification of wind turbines in Denmark (1995)

Geen extra ARBO eisen.

Annex C Table with load cases

Table 1 – Offshore Design Load Cases (IEC design load cases extended with GL design load cases)

	Design situation	IEC *) DLC	Wind condition ***)	IEC ref.	GL **) DLC	GL ref.	Sea ****) condition	GL – reference	Other conditions	Type of analysis	Partial safety factors
1)	Power production	1.0	NTM $V_{hub} = V_r$ or V_{out}	6.3.1.3	N1.0	4,4, C.1	NWH	4, 4, A.9.1.2		U	N
		1.2	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	6.3.1.3	N1.0	4,4, C.1	NWH	4, 4, A.9.1.2		F	*
		1.3	ECD $V_{hub} = V_r$	6.3.2.5			RWH	4, 4, A.9.2.3		U	N
		1.4	NWP $V_{hub} = V_r$ or V_{out}	6.3.1.2	N1.3	4,4, C.1	RWH	4, 4, A.9.2.3	External electrical fault	U	N
		1.5	EOG ₁ $V_{hub} = V_r$ or V_{out}	6.3.2.2	N1.1	4,4, C.1	RWH	4, 4, A.9.2.3	Loss of electrical connection	U	N
		1.6	EOG ₅₀ $V_{hub} = V_r$ or V_{out}	6.3.2.2	---	---	RWH	4, 4, A.9.2.3		U	N
		1.7	EWS $V_{hub} = V_r$ or V_{out}	6.3.2.6	E1.2	4,4, D.1	RWH	4, 4, A.9.2.3		U	N
		1.8	EDC ₅₀ $V_{hub} = V_r$ or V_{out}	6.3.2.3	---	---	RWH	4, 4, A.9.2.3		U	N
		1.9	ECG $V_{hub} = V_r$	6.3.2.4	---	---	RWH	4, 4, A.9.2.3		U	N
			NTM + $\pm 30^\circ$ direction change	6.3.1.3	N1.2	4,4, C.1	RWH	4, 4, A.9.2.3		U	N
			EOG _{1R} $V_{hub} = V_r$ or V_{out}	6.3.2.2	N1.5	4,4, C.1	EWB	4, 4, A.9.2.1		U	N
			EOG ₁ + EDC ₁ $V_{hub} = V_r$ or V_{out}	6.3.2.2 6.3.2.3	E1.1	4,4, D.1 4,2, C.6 4,2, C.7	RWH	4, 4, A.9.2.3		U	N
			NTM $V_{hub} = V_r$ or V_{out}	6.3.1.3	E1.4	4,4, D.1	RWH	4, 4, A.9.2.3	Ice on B-1 blades	U	N
2)	Power production plus occurrence of fault		EOG _{1R} $V_{hub} = V_r$ or V_{out}	6.3.2.2	E1.5	4,4, D.1	EWB	4, 4, A.9.2.1		U	N
			NTM $V_{hub} = V_r$ or V_{out}	6.3.1.3	E1.6	4,4, D.1	NWH	4, 4, A.9.1.2	Extreme sea ice (GL 4,2, G)	U	N
		2.1	NWP $V_{hub} = V_r$ or V_{out}	6.3.1.2	S1.3	4,4, E.1	NWH	4, 4, A.9.1.2	Control system fault	U	N
		2.2	NWP $V_{hub} = V_r$ or V_{out}	6.3.1.2	S1.2 S1.4	4,4, E.1	NWH	4, 4, A.9.1.2	Protection system or preceding internal electrical fault	U	A
		2.3	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	6.3.1.3	S1.0	4,4, E.1	NWH	4, 4, A.9.1.2	Control or protection system fault	F	*
			NWP $V_{hub} = V_r$ or V_{out}	6.3.1.2	S1.5	4,4, E.1	NWH	4, 4, A.9.1.2	Earthquake (GL 4,2, J)	U	A
			NWP $V_{hub} = V_r$ or V_{out}	6.3.1.2	N2.0	4,4, C.2	NWH	4, 4, A.9.1.2		F	*
3)	Start up	3.1	NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	6.3.1.2	N2.0	4,4, C.2	NWH	4, 4, A.9.1.2		F	*
		3.2	EOG ₁ $V_{hub} = V_{in}, V_r$ or V_{out}	6.3.2.2	N2.1	4,4, C.2	RWH	4, 4, A.9.2.3		U	N
		3.3	EDC ₁ $V_{hub} = V_{in}, V_r$ or V_{out}	6.3.2.3	---	---	RWH	4, 4, A.9.2.3		U	N
4)	Normal shut down	4.1	NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	6.3.1.2	N3.0	4,4, C.3	NWH	4, 4, A.9.1.2		F	*
		4.2	EOG ₁ $V_{hub} = V_r$ or V_{out}	6.3.2.2	N3.1	4,4, C.2	RWH	4, 4, A.9.2.3		U	N
5)	Emergency	5.1	NWP $V_{hub} = V_r$ or V_{out}	6.3.1.2	S1.1	4,4, E.1	NWH	4, 4, A.9.1.2		U	N

	Design situation	IEC *) DLC	Wind condition ***)	IEC ref.	GL **) DLC	GL ref.	Sea ****) condition	GL – reference	Other conditions	Type of analysis	Partial safety factors
	shut down										
6)	Parked (standing still or idling)	6.1	EWM $V_{hub} = V_{e50}$	6.3.2.1	E2.0	4,4, D.2	EWH	4, 4, A.9.2.1	Possible loss of electrical power network	U	N
		6.2	NTM $V_{hub} < 0.7 V_{ref}$	6.3.1.3	N4.0	4,4, C.4	NWH	4, 4, A.9.1.2		F	*
			EWM $V_{hub} = V_{e1}$	6.3.2.1	N4.1	4,4, C.4	RWH	4, 4, A.9.2.3		U	N
			NTM $V_{hub} < 0.7 V_{ref}$	6.3.1.3	N4.2	4,4, C.4	RWH	4, 4, A.9.2.3		U	N
			EWM $V_{hub} = V_{e1R}$	6.3.2.1	N4.4	4,4, C.4	EWH ₁	4, 4, A.9.2.1		U	N
			NTM $V_{hub} < 0.7 V_{ref}$	6.3.1.3	E1.4	4,4, D.1	RWH	4, 4, A.9.2.3	Ice on all blades	U	N
			EOG ₅₀ + EDC ₅₀ $V_{hub} = < 0.7 V_{ref}$	6.3.2.2 6.3.2.3	E2.1	4,4, D.2 4,2, C.6 4,2, C.7	RWH	4, 4, A.9.2.3	possible grid failure	U	N
			EWM $V_{hub} = V_{e50R}$	6.3.2.1	E2.2	4,4, D.2	EWH ₅₀	4, 4, A.9.2.1			
			$V_{hub} = V_{ref} + EDC_{50}$	6.3.2.3	E2.3	4,4, D.2	RWH	4, 4, A.9.2.3	Ice loads (GL 4,2, C.13)	U	N
			$V_{hub} = V_{ref}$		E2.4	4,4, D.2	NWH	4, 4, A.9.1.2	Extreme sea ice (GL 4,2, G)	U	N
7)	Parked and fault conditions	7.1	EWM $V_{hub} = V_{e1}$	6.3.2.1	S2.1	4,4, E.2	RWH	4, 4, A.9.2.3		U	A
			NTM $V_{hub} < 0.7 V_{ref}$	6.3.1.3	S2.0	4,4, E.2	NWH	4, 4, A.9.1.2		F	*
			EWM $V_{hub} = V_{e1R}$	6.3.2.1	S2.2	4,4, E.2	EWH	4, 4, A.9.2.1		U	A
8)	Transport, assembly, maintenance and repair	8.1	To be stated by the manufacturer		M2	4,4, F.2	To be stated by the manufacturer	4,3, E.1	Different turbine configurations are possible	U	T
			To be stated by the manufacturer		M1.0		NWH	4, 4, A.9.1.2		F	*
			$V_{hub} = v_J = 0.96 V_{ref}$		M1.1	4,4 F.1	RWH	4, 4, A.9.2.3		U	T
			EWM $V_{hub} = V_{e1R}$	6.3.2.1	M1.3	4,4 F.1	EWH	4, 4, A.9.2.1		U	T
			NTM $V_{hub} < 0.7 V_{ref}$	6.3.1.3	M1.2	4,4 F.1	NWH	4, 4, A.9.1.2	Vortex oscillations	F	*
Other offshore load cases											
	Vessel mooring									F	
	Vessel collision									U	

*) Design Load Cases defined in chapters 6.3 and 7.4 of IEC 61400-1 Ed.2

**) Corresponding GL design load case closest to IEC design load case

***) IEC wind conditions

DLC = Design load case
 ECD = Extreme coherent gust with direction change
 ECG = Extreme coherent gust
 EDC = Extreme wind direction change
 EOG = Extreme operating gust
 EWM = Extreme wind speed model
 EWS = Extreme wind shear
 NWP = Normal wind profile model
 NTM = Normal turbulence model

****) GL sea conditions

NWH = Normal Wave Height corresponding to mean wind (see GL 4,4, A.9.1.2)
 EWH = Extreme Wave Height $1.86 * NWH$ (see GL 4,4, A.9.2.1)
 EWH_N = Extreme Wave Height $1.86 * NWH$ corresponding to $V_{hub} = V_{eN}$ (see GL 4,4, A.9.2.1)
 RWH = Reduced Wave Height $1.32 * NWH$ corresponding to V_{hub} (see GL 4,4, A.9.2.3)

Note: In GL 4,4, A.9.1.2 $U_{10} = V_{hub} * F_{10 \text{ min} \rightarrow 1 \text{ hour}} * (h/10)^{0.11}$
 $F_{10 \text{ min} \rightarrow 1 \text{ hour}} = 0.92$

References

- 1 IEC 61400-1 Ed.2, 1999, 'Wind Turbine Generator Systems – Part 1: Safety requirements', Chapter 6, External conditions
- 2 GL 'Rules for Regulations, IV – Non-Marine Technology, Part 2 - Offshore Wind Energy', Chapter 4, Environment and loads

Annex D Lightning. (in Dutch)

DOWEC - Bliksem en windturbines

INHOUD

1.	INTRODUCTIE	34
2.	BLIKSEM	34
2.1	Onweersfrequentie	34
2.2	Inslagfrequentie	34
2.3	Aantal inslagen	35
2.4	Grootte	35
3.	SCHADE	36
3.1	Kans	36
3.2	Risico	36
3.3	Inslagpunt en pad	37
3.4	Effect van de inslag	37
3.5	Beveiligingsgraad	37
4.	AFLEIDERINSTALLATIE: MAATREGEL PER TURBINEDEEL	38
4.1	Bladen	38
4.2	Naaf	38
4.3	Aandrijftrein	38
4.4	Gondel	39
4.4.1	Kap 33	
4.4.2	Frame	39
4.4.3	Kruimechanisme	39
4.5	Mast	39
4.6	Elektrische installaties	40
4.6.1	Naaf	41
4.6.2	Gondel	41
4.7	Personele veiligheid	41
5.	CONCEPTUELE AFWEGINGEN	41
5.1	Bladen	41
5.2	Naaf	42
5.3	Aandrijftrein	42
5.4	Gondel	43
5.5	Mast	43
5.6	Elektrische installaties	43

1. INTRODUCTIE

Bron: IEC TC88 PT 61400-24, Technical Report.

In Duitsland en in Denemarken is statistisch onderzoek verricht omtrent schade door bliksem aan windturbines. Het onderzoek besloeg de periode '91 tot '98 en bevat een groot aantal variabelen zoals lokale onweersactiviteit, terrein, turbinehoogte en turbinebescherming. De laatste generaties turbines die binnen die periode zijn gebouwd zijn tot 75 m hoog (600 kW) en meestal reeds voorzien van enige bescherming. Inslagen zonder schadegevolg komen vanzelfsprekend niet voor in de statistiek zodat het aantal inslagen daaruit niet is af te leiden. Voor Duitsland is de statistiek alleen uitgevoerd aan turbines binnen het z.g. 250 MW programma. Voor Denemarken omvat de statistiek ook veel oudere turbines zonder enige bescherming maar voor het onderzoek is hetzelfde tijdvenster gebruikt als voor Duitsland. In totaliteit zijn de meeste turbines en ook de grootste echter pas in de laatste jaren geïnstalleerd.

Uit het onderzoek blijkt dat bliksem nu reeds een grote schadepost is voor wind turbines terwijl de nieuwe turbines toch reeds voorzien zijn van een redelijke vorm van bescherming. Grofweg kan gezegd worden dat er bij alle meldingen van bliksemschade schade was aan de sensoren (periferie) of aan het controle systeem, bij ongeveer vijf en twintig tot vijf en zeventig procent schade aan het elektrisch systeem, bij ongeveer tien procent schade aan de generator en bij ongeveer twintig tot zestig procent van de meldingen was er schade aan de bladen. Verder wordt schade gemeld aan mechanische delen zoals naaf, tandwielkast, lagers, remsysteem kruisysteem en hydrauliek. Schaden aan tandwielkast en lagers zijn slecht zichtbaar en komen pas later aan het licht. Van de totaliteit van alle storingen is in ca. vijf procent van de gevallen blikseminslag de oorzaak. De totale schade hierdoor is echter verhoudingsgewijs een veelvoud ervan. Dit en het bovenstaande laten zien dat een bliksembeveiliging renderend is maar dat ze integraal moet werken.

- Door de grotere hoogte van de turbines en door de slechtere bereikbaarheid is in het geval van DOWEC een goede bescherming nog veel belangrijker.

2. BLIKSEM

2.1 Onweerfrequentie

Onweerfrequentie wordt aangeduid als het keraunisch niveau: het aantal onweersdagen per jaar in een bepaald gebied. Het niveau wordt aangegeven met T_d , aantal onweersdagen per jaar.

Keraunisch niveau in het offshore gebied van de Noordzee.

Bronnen:

- NEN1014, fig. 46, aantal onweersdagen NL, KNMI (1951-1980): kustgebied tot 25 km: T_d is ca. 25 dagen / jaar; hoofdstuk 4.5: N_g is 2.5 inslagen/km²/jaar.
- KNMI Dienstverlening, 030-2206850, Hr. Kleintank, site www.knmi.nl, voorlichting, zoek: onweersdagen, publicatie van H.R.A. Wessels: fig. 5, T_d is ca. 25 dagen / jaar (1960-1999), gemeten N_g is ca. 1.3 inslagen/km²/jaar (1974-1999, variatie van 0.7 in 1989 tot 2.2 in 1994)

NEN1014 en KNMI schatten het aantal onweersdagen in Nederland even hoog maar NEN1014 hanteert een berekend aantal inslagen dat bijna een factor twee hoger is dan het door KNMI sinds 1974 gemeten aantal inslagen.

De waarden van T_d zijn gebaseerd op zichtbare en hoorbare waarnemingen en daarom niet erg betrouwbaar. Het hieruit berekende getal voor N_g kan een grote spreiding hebben. Betrouwbaar zijn de gemeten waarden van N_g . Hiervoor bestaat sinds 1974 een meetnet bij KEMA.

2.2 Inslagfrequentie

Uit: IEC TC88 PT 61400-24, Technical Report, 3.1 Lightning strike frequency.

$$N_g = 0.04 \cdot T_d^{1.25} \quad (\text{per km}^2 \text{ per jaar})$$

N_g inslagfrequentie per km^2 per jaar
 T_d aantal onweersdagen per jaar (van isokeraunische kaart)
 $N_d = N_g \cdot 9\pi h^2 \cdot 10^{-6}$ (per jaar)
 N_d aantal inslagen per jaar op een object in vlak terrein
 h objecthoogte in m
 $9\pi h^2$ gebied waarbinnen de inslagen zich op het object verzamelen (collection area)

Het is duidelijk dat de inslagkans kwadratisch toeneemt met de objecthoogte.

Voor de navolgende berekening wordt uitgegaan van een naafhoogte van 100m en een diameter van 120m. Deze afmeting betreft een turbine van ca. 5 MW.

- Berekening volgens IEC (met gegevens van NEN1014):
 $T_d = 25$ dagen/jaar (van isokeraunische kaart)
 $N_g = 0.04 \cdot 25^{1.25} = 2.2360$ inslagen/ km^2 /jaar
 objecthoogte $h = 160\text{m}$ (bladtip) $\rightarrow$ objectgebied $= 9\pi \cdot 160^2 = 0.7238\text{km}^2$
 $\rightarrow N_d = 2.2360 \cdot 0.7238 = 1.6185$ inslagen per object per jaar
- Berekening volgens NEN1014:
 $N_g = 2.5$ inslagen/ km^2 /jaar (komt goed overeen met berekening volgens IEC)
 $h = 160\text{m}$ (bladtip) $\rightarrow$ objectgebied $= 0.7238\text{km}^2$
 $N_d = 2.5 \cdot 0.7238 = 1.8095$ inslagen per object per jaar
- Berekening volgens KNMI:
 $N_g = 1.3$ inslagen/ km^2 /jaar (gemeten over 25 jaar, ligt bijna op de helft van IEC en NEN1014)
 $h = 160\text{m}$ (bladtip) $\rightarrow$ objectgebied $= 0.7238 \text{ km}^2$
 $\rightarrow N_d = 1.3 \cdot 0.7238 = 0.9409$ inslagen per object per jaar
 (gemeten variatie van 0.5066 (1989) tot 1.5924 (1994)).

De door KNMI gemeten inslagfrequentie is minder dan berekend volgens IEC op basis van aantal onweersdagen uit NEN1014. Hieruit blijkt dat niet elke onweersdag overal ter wereld evenveel inslagen tot gevolg heeft.

2.3 Aantal inslagen

Indien de levensduur van turbines gepland is op 20 jaar zal een driebladsturbine met een tiphoogte van 160 meter in die periode tussen 19 (KNMI) en 36 (NEN1014) inslagen moeten verwerken, die waarschijnlijk bijna altijd via de bladen binnenkomen.

Een tweebladsturbine met een even hoge mast zal, indien de bladen bij elk naderend onweer horizontaal kunnen worden geparkeerd, in die periode tussen 11 (KNMI) en 20 (NEN1014) inslagen moeten verwerken, terwijl niet vaststaat of de inslagen via de bladen of via de gondel zullen binnenkomen.

Dit zijn echter geen significante verschillen.

Navraag bij KEMA (026-3563485, Hr. Mart Jansen) toont aan dat meerdere objecten binnen een gebied de inslagkans in het gebied verhogen (vergelijking met masten rond een hoogspanningstation), maar de verhoogde kans is kleiner dan $n \times$ de inslagkans van 1 object. Controle van de meetresultaten op de specifieke kans van inslag boven zee ten opzichte van land en de verdeling van de grootte binnen al de inslagen kan slechts na verstrekking van een opdracht. De vraag die gesteld dient te worden is: wil men maatregelen treffen, ja of nee.

2.4 Grootte

Uit: IEC TC88 PT 61400-24, Technical Report, 1 Lightning and wind turbines en NEN1014.

Niet alle inslagen zijn even groot. Gebouwen en bomen in een overwegend vlak gebied worden meestal getroffen door neerwaartse negatieve of positieve ontladingen.

De negatieve neerwaartse ontladingen bestaan uit een aantal zeer hoge, steile, smalle stroompieken, soms met een tussenliggende continue stroom. Voor 95% is de stroomwaarde van de eerste piek minder dan 15 kA, de volgende zijn kleiner. Voor enkele procenten kan de waarde 100kA of meer bedragen.

De positieve neerwaartse ontladingen zijn altijd minder steil en bestaan meestal uit minder hoge pieken. De tussenliggende continue stroom is echter hoger en duurt langer. Voor 95% is de

stroomwaarde van de eerste piek minder dan 5 kA, de volgende zijn kleiner. Voor enkele procenten kan de waarde echter 250kA of meer bedragen. Door de veel langere tussenstroom kan de energie-inhoud wel 30 keer hoger zijn.

Vanuit erg hoge punten zoals torens (grote windturbines), gebouwen of bomen op een heuvel, of een berg, kunnen opwaartse ontladingen ontstaan.

De opwaartse ontlading mist de eerste, zeer grote piek en is minder steil. De stroomwaarden en de energie-inhoud van de opwaartse ontladingen zijn gemiddeld iets hoger dan van de negatieve neerwaartse ontladingen.

3. SCHADE

3.1 Kans

Uit: IEC TC88 PT 61400-24, Technical Report.

De kans op schade aan het object is afhankelijk van de constructie ervan, van de maatregelen die genomen zijn om de inslag af te leiden en de maatregelen die genomen zijn om gevoelige delen te beschermen tijdens de afleiding van de inslag. De gevoelige delen kunnen turbinedelen zijn, maar ook personen. Omdat er een grote spreiding is in de grootte van de inslagen zal er eveneens een grote spreiding zijn in eventuele schade en het bedrijfsrisico dat men loopt ingeval van schade. In Denemarken en Duitsland is statistisch onderzoek verricht omtrent schade door bliksem aan windturbines. Het onderzoek besloeg de periode '91 tot '98 en bevat een groot aantal variabelen zoals lokale onweersactiviteit, terrein, turbinehoogte en turbinebescherming. De laatste generaties turbines die binnen die periode zijn gebouwd gaan niet hoger dan 75 m (600 kW) en zijn meestal reeds voorzien van een vorm van bescherming. Inslagen zonder schadegevolg komen natuurlijk niet voor in de statistiek. De statistiek omvat voor Denemarken ook veel oudere turbines zonder enige bescherming. In totaliteit zijn echter de meeste turbines pas in de laatste jaren geïnstalleerd. Voor Duitsland is de statistiek alleen uitgevoerd aan turbines die in die periode zijn gebouwd.

Grofweg kan gezegd worden dat er bij alle meldingen van bliksemschade schade was aan de sensoren (periferie) of aan het controle systeem, bij ongeveer vijf en twintig tot vijf en zeventig procent schade aan het elektrisch systeem, bij ongeveer tien procent schade aan de generator en bij ongeveer twintig tot zestig procent van de meldingen was er schade aan de bladen. Verder wordt schade gemeld aan mechanische delen als naaf, tandwielkast, lagers, remsysteem kruisysteem en hydrauliek. Schaden aan tandwielkast en lagers zijn slecht zichtbaar en komen pas later aan het licht.

Het bovenstaande laat zien dat een bliksembeveiliging renderend is maar dat ze integraal moet werken. Van de totaliteit van alle storingen is in ca. vijf procent van de gevallen blikseminslag de oorzaak. De totale schade hierdoor is echter verhoudingsgewijs een veelvoud ervan.

3.2 Risico

Het risico dat men wenst te accepteren voor schade aan materiaal of personen bepaalt de gewenste of te kiezen beveiligingsgraad (efficiëntie) van de beveiligingsinstallatie.

De noodzaak van een bliksembeveiliging is aangetoond (NEN1014 4.4) als de kosten van de beveiligingsinstallatie kleiner zijn dan de som van de verwachte schades vermenigvuldigd met de beveiligingsgraad.

IEC61024-1-1 stelt dat het product van de efficiëntie (E) en N_d niet groter mag zijn dan het toegestane jaarlijkse aantal kritische situaties (N_c).

$N_d \times E < N_c$ of, als E een getal moet zijn tussen 0 en 1 $E > (1 - N_c : N_d)$

Indien, gerekend met het aantal inslagen/km²/jaar van NEN1014 voor het kustgebied, slechts 1 uit 1000 inslagen mag leiden tot een kritische situatie, dan moet de efficiëntie een waarde hebben van $E = (1 - 0.001 : 1.8095) = 0.9994$

3.3 Inslagpunt en pad

De laatste afstand van het bliksemkanaal tot het inslagpunt op het object wordt door de ontleding in een stap overbrugd. De sterkte van de ontleding bepaalt de lengte van deze laatste stap. Men rekent in IEC61024-1 bij een protection level I (hoogste) met een lengte van 20 m (II is 30 m) en bij protection level IV met 60 m.

Hoge objecten worden om bovengenoemde reden niet altijd op het hoogste punt geraakt: boven ca. 60 m kan de inslag het object zelfs zijdelings raken. Op het dak van een gebouw legt men bij I de opvangleidingen in een dicht raster van 5 x 5 m op een bepaalde hoogte boven het dak met veel afgaande leidingen rondom. Bij II is het raster 10 x 10 m. Om te bepalen waar de inslag kan komen hanteert men de "rollende bol" methode. Men rolt een bol met een diameter van 20 of 30 m over het object en de raakpunten van de bol met het object kunnen de inslagpunten van de bliksem zijn. Turbinebladen en gondels kunnen hierdoor inslagen krijgen op andere plaatsen dan de tip of de rechtopstaande afleider zodat aanvullende voorzieningen gewenst zijn.

IEC61024-1/Ed. 2.0 (voor gebouwen) veronderstelt echter de kans op een zijdelingse inslag bij "tall structures" op enkele procenten van het totale aantal inslagen op de constructie waarbij de parameters ook nog aanmerkelijk lager zijn. Hierdoor zou de toegevoegde schade (voor gebouwen) accepteerbaar zijn als normaal.

Door de hoogte en de steilheid van de van de stroomstoot heeft deze een voorkeur voor laagohmige en laaginductieve paden. Dit betekent een korte rechte routes met veel doorsnede en liefst aan de buitenzijde.

3.4 Effect van de inslag

Zijn de weerstand en/of de inductie in de (ontworpen) route naar aarde hoog dan kan de spanning op dat punt zo ver oplopen dat de stroom een andere weg neemt: overslag of doorslag door de lucht of door isolatiemateriaal naar andere metalen delen. Deze andere metalen delen kunnen dienen als alternatief pad of als tussenstap.

- De hoogte (piekwaarde) van de inslagstroom veroorzaakt een potentiaalverhoging van het aardingsysteem die de elektrische isolatiewaarden te boven kan gaan, waardoor doorslag kan ontstaan in het elektrische systeem, de elektronica of de kabels. Als het aardingsysteem slecht is uitgevoerd kan de potentiaalverhoging ervan oplopen tot enige honderden kV.
- De steilheid (di/dt) van de inslagstroom veroorzaakt inductieve effecten. Ook hierdoor ontstaan in de geleiders van het aardingsysteem spanningen die te hoog kunnen worden ten opzichte van de isolatiewaarden.
- De energie en de verplaatste lading veroorzaken smeltverschijnselen op het punt van inslag en op de punten van doorslag in lagers. Tevens kunnen door boogvonken op het punt van overslag luchtverhitting en druk ontstaan. Als dit in het blad gebeurt, heeft dit bladschade tot gevolg.
- De (secundaire) elektromagnetische effecten tijdens de piekstromen kunnen spanningen opwekken in een bedradinglus of in een circuitlus op een elektronicaprint waardoor elektronicadelen kunnen beschadigen

3.5 Beveiligingsgraad

Voor te installeren beveiligingsinstallaties zijn in NEN1014 (de uitvoeringsklassen) en in IEC61024-1 (de protection levels) de parameters vastgelegd van de inslagstromen die verwerkt moeten kunnen worden zonder dat er schade ontstaat aan de beveiligingsinstallatie. Bij de uitvoeringsklassen c.q. protection levels behoren de afmetingen, de materialen, de bevestigingsafstanden van de geleiders, etc. De beveiligingsgraad (NEN1014 C.1) of efficiëntie van de installatie geeft aan hoe effectief ze is en brengt met een getal tussen 0 en 1 tot uitdrukking dat, ondanks de aanwezigheid van een volgens de norm ontworpen en uitgevoerde installatie, toch schade aan het object kan ontstaan.

De beveiligingsgraad wordt bepaald door:

1. De opvangefficiëntie (NEN1014 C.2): de kans dat een inslag op het object de afleiderinstallatie treft.
(is bepaald door de uitvoering en de omvang van de opvanginstallatie)
(interception efficiency x sizing efficiency (IEC61024-1))

2. De afslagefficiëntie (NEN1014 C.3): de kans dat geen afslag plaats vindt van de beveiligingsinstallatie naar andere metalen delen van het object.
(is bepaald door de kans dat zich een te hoge spanning voordoet tussen een deel van de afleiderinstallatie en andere metalen delen in of aan het object.)

NEN1014 hoofdstuk 5: de gewenste beveiligingsgraad bepaalt de uitvoeringsklasse

Beveiligingsgraad	0.50	0.80	0.90	0.99
Uitvoeringsklasse	LP1	LP2	LP3	LP4

De uitvoeringsklasse is de maat voor de zwaarte en de uitgebreidheid van de beveiligingsinstallatie.

De beveiligingsgraad is enigszins vergelijkbaar met de efficiency in IEC61024-1 Ed.2:

Efficiency (%)	80	90	95	99
Protection level	IV	III	II	I

De klassen LP1 t/m 4 van NEN1014 zijn (omgekeerd) vergelijkbaar met de levels IV t/m I van IEC61024-1.

4. AFLEIDERINSTALLATIE: MAATREGEL PER TURBINEDEEL

4.1 Bladen

De bladen zullen het eerst en het meest getroffen worden. Daarom moet het blad voorzien zijn van receptoren (inslagpunten) en afleiders in of rondom de bladen. Gezien de hoge reparatie- c.q. vervangingskosten van een blad dient het systeem te zijn van een uitvoeringsklasse LP4 (NEN1014) of een protection level I (IEC61024-1).

Bij lange bladen, meer dan 20 m, receptoren niet slechts bij de tip, maar op verschillende afstanden omdat zij-inslag mogelijk is. Tijdens een grote inslag is bij lange bladen, als gevolg van de inductiviteit en de lengte van de afvoerleiding, de potentiaalverhoging aan de tip enorm, waardoor een deel van de bliksem alsnog op een tweede blad kan inslaan. De kans hierop kan verminderd worden door meerdere paden aan te bieden: de afleider rondom het blad te leggen of door in het blad een parallel pad te maken, onderlinge afstand minstens 50 cm, goed bevestigen, tenminste elke 20 m een dwarsverbinding. Geleiders zo recht, strak en kort mogelijk want bij een hoek of een lus ontstaat door de inductie een forse potentiaalverhoging met afslag als gevolg: een ontlaadstroom ‘vliegt gemakkelijk uit de bocht’. Alle geleidende (onder)delen in het blad, zowel in- als uitwendige, dienen daarom galvanisch met de afleider verbonden te zijn, ook koolstof tip-assen waar een groot deel van de stroom doorheen kan gaan. Koolstof delen van de bladschaal moeten zo zijn gedimensioneerd dat een lokale beschadiging niet schadelijk is of er moet een galvanische bescherm laag overheen zijn aangebracht die de inslag kan afvoeren naar de naaf. Elke vonkboog in het blad moet worden voorkomen omdat hierop drukverhoging en bladbeschadiging volgt.

Sensorleidingen in een blad moeten in een tweezijdig geaarde metalen buis zijn ondergebracht.

4.2 Naaf

Indien elektrische of elektronische apparatuur in de naaf is ondergebracht, bv. bij onderling onafhankelijke bladverstelling, behoort de afleiding vanaf het blad via vonkbruggen of sleepcontacten naar de naafring van het bladlager of naar de naaf zelf te gaan. Stalen tipkabels zodanig aarden en isoleren dat de ontlading niet via een hydraulische cilinder kan gaan.

4.3 Aandrijftrein

In de huidige turbineontwerpen gaat de bliksemontlading altijd voor het allergrootste deel door de hoofdas omdat deze een zeer laaginductief pad vormt. Als gevolg hiervan raken de lagers en de tanden beschadigd. Om dit te voorkomen dient men een nog aantrekkelijker pad aan te bieden, hetgeen bijna

niet mogelijk is, of het stroompad door de lagers moet onmogelijk gemaakt worden. Totnogtoe installeert men vonkbruggen of sleepcontacten over de hoofdaslagers en over het kruilager ter bescherming van de lagers en van de aandrijvingen.

Om de stroomdoorgang onmogelijk te maken dient de aandrijftrein geïsoleerd te worden opgesteld en moet vanaf de naaf of de hoofdasflens, buiten de lagers om, een ‘aantrekkelijk’ pad aangeboden worden naar het gondelframe, bv. via een grote borstelpartij, bronzen glijstukken of via een extra ‘sacrificial bearing’. Dit pad moet zo kort en zo recht en zo ruim mogelijk zijn, zonder hoeken en met ruime bochten. Het ‘sacrificial bearing’ bevindt zich dan vóór het eerste lager en is niet geïsoleerd van het frame.

Bij het geïsoleerd opstellen van de aandrijftrein is extra aandacht nodig voor de elektrische isolatiewaarde van alle apparatuur en sensoren die verbonden blijven met de lagers en de tandwielkast. Het moet dan voor de personele veiligheid tevens mogelijkheid zijn om voldoende aarding van de aandrijftrein tot stand te brengen bij het binnengaan van de gondel.

4.4 Gondel

4.4.1 Kap

Bij objecten hoger dan 60m is er kans op zij-inslagen. Indien een hoog geplaatste gondel voorzien is van een kunststof kap zijn ter bescherming van de apparatuur en personen in de gondel afleiders noodzakelijk aan de buitenzijde van de kapconstructie of verwerkt in de kapconstructie en verbonden met het gondelframe. Aanhaakrails op het dak van de gondel kunnen gaan fungeren als afleider. Windmeet sensoren kunnen van opzij geraakt worden ondanks een afleiderpiek, ze dienen rondom beschermd te zijn. Alle geleidende (onder)delen in de kap, zowel inwendige als uitwendige, die door de ‘rollende bol’ geraakt worden dienen galvanisch verbonden te zijn met de afleider(s). Binnen de gondel is de veilige afstand van personen en apparatuur tot de buitenwand gelijk aan ten minste de onderlinge afstand tussen de geleiders die in of op de kap zijn aangebracht.

4.4.2 Frame

Indien de hele gondel geïsoleerd is opgesteld behoort de afleiding vanaf het gondelframe via vonkbruggen of liefst via sleepcontacten naar de mast te gaan. Tevens moet voor de veiligheid van personen de mogelijkheid aanwezig zijn om voldoende aarding tot stand te brengen bij het bereiken van de geïsoleerde gondel.

Geen enkele afleider mag deel uitmaken van een verbinding die bij uitwisseling van apparatuur of onderhoud moet worden verwijderd of losgemaakt!

4.4.3 Kruimechanisme

Het langzaam roterende kruilager is voorgespannen en heeft mede daardoor erg veel contactpunten waarover een inslagstroom zich zal verdelen. De lagerbeschadigingen zullen daardoor klein zijn en vanwege de lage rotatiesnelheid van het lager en de zware aandrijving ervan niet bezwaarlijk zijn. Een deelstroom loopt vanaf het gondelframe door het lager van de kruiaandrijving naar de vertanding. Beschadiging van dit lager kan worden voorkomen door de kruiaandrijving elektrisch te isoleren van het frame.

4.5 Mast

Het moet zeker gesteld zijn dat de mastdelen die het stroompad vormen galvanisch voldoende (meervoudig) zijn doorverbonden, zo kort en zo recht mogelijk. De andere metalen mastdelen, zeker die nabij het stroompad dienen minstens elke 20 m galvanisch verbonden te zijn met de het hoofdpad. Niet geschilderde thermisch verzinkte delen worden geacht direct contact te hebben.

De mastvoet dient te zijn doorverbonden met geleiders die zich permanent tenminste tot twee meter onder het waterniveau uitstrekken. Alle metalen delen op betonnen aanlegsteigers dienen doorverbonden en geaard te zijn.

4.6 Elektrische installaties

Uit: IEC TC88 PT 61400-24, Technical Report.

Overeenkomstig IEC1312 kan de turbine verdeeld worden in een aantal zones afhankelijk van de aard van de invloed van een inslag op de componenten in die zone. Het verdelen van de turbine in zones is een methode om verzekerd te zijn van systematische en voldoende bescherming van alle componenten van de turbine. Het benodigde aantal onderdelen voor de bescherming tegen overspanningen kan en dient te worden beperkt door de juiste zone-indeling, juiste positionering van kabels, gebruik van afgeschermd kabels en gebruik van optische signaal en dataverbindingen.

Zone	Effect	Beschermingseisen
LPZ 0A	Directe inslag Volledige stroom Onverzwakt elektromagnetisch veld	Componenten moeten directe inslag verdragen Inslagstroom overeenkomstig gekozen 'protection level'. Onverzwakt bijbehorend elektromagnetisch veld.
LPZ 0B	Geen inslag Volledige stroom Onverzwakt elektromagnetisch veld	Als LPZ 0A behalve dat de componenten niet de directe inslag hoeven te verwerken, wel de volledige stroom.
LPZ 1	Geen inslag Gereduceerde stroom Verzwakt elektromagnetisch veld	Het veld van de stroom is verzwakt met 25-50 dB, stroom en spanning in aders zijn verminderd (overspanning beveiliging) tot bv. 3 kA (8/20µs) en 6 kV (1.2/50µs).
LPZ 2	Geen inslag Verder gereduceerde stroom Verder verzwakt elektromagnetisch veld	Het elektromagnetisch veld is verder verzwakt door metalen kasten en stroom en spanning in aders zijn verder verminderd met overspanningbeveiligingen.

Een directe inslag, waarbij de bliksem de installatie rechtstreeks raakt, veroorzaakt veel vernielingen.

Schade voorkomen door correcte positionering en juiste klasse overspanningbeveiliging (IEC 664).

Als door de impedantie in de bliksemstroombaan een lokale potentiaalverhoging ontstaat die hoger is dan de isolatiewaarde van de installatie aankan loopt een deel van de stroom door de installatie naar aarde.

Schade voorkomen door potentiaalvereffening en juiste klasse overspanningbeveiliging (IEC 664).

Door het elektromagnetisch veld kan in de installatie een spanning wordt geïnduceerd die hoger is dan de isolatiewaarde of de sperspanning, waardoor installatieapparatuur defect raakt.

Schade voorkomen door de juiste overspanningafleiders, afscherming, correcte positionering, voorkomen van lussen in circuits.

Hoogohmige signalen (volts) vervangen door laagohmige signalen (4-20 mA). Indien mogelijk de verbindingen voor signalen tussen de zones vervangen door optische verbindingen.

Waar geleiders een spanningspiek van de ene zone naar de volgende kunnen brengen behoort een afleider dit te beperken. Dus overspanningafleiders bij alle zoneovergangen. Sensoren en sensoringangen voorzien van overspanningafleiders. De aanspreekspanning van overspanningafleiders moet zijn afgestemd op de eigenschappen van het te beschermen object. De capaciteit voor de afleidstroom moet zijn afgestemd op de te verwachten stromen, locatie afhankelijk. Overspanningafleiders op de verschillende spanningsniveaus (690 Vac, 230 Vac, 24 Vdc) van de voedingen in mast(voet), gondel en naaf waarmee deelapparatuur gevoed wordt want voedingslijnen geven spanningspieken heel gemakkelijk door en alle apparatuur heeft altijd voeding nodig.

Potentiaalvereffeningen in de mast en in de gondel. Ruime vereffeningssleidingen gebruiken, anders gaan er stromen door aardschermen lopen.

In een elektromagnetische omgeving wordt spanning opgewekt in een circuitlus. Van een circuit moeten de heen en retourdraad samen in dezelfde kabel lopen anders vormt het circuit een lus waarin tijdens een inslag een niet-bedoelde spanning wordt opgewekt.

Op gevoelige plaatsen, in de nabijheid van afleiders, kabels tegen inductie beschermen door het leggen in gesloten metalen kabelgoot of pijp, aan twee zijden geaard. Ladderbanen ook tweezijdig aarden. In de naaf en in de gondel geaarde metalen kasten gebruiken voor de apparatuur.

Geen aardlekschakelaars in apparatuurvoedingen anders dan voor servicewandcontactdozen (verplichting NEN1010) want aardlekschakelaars zijn niet zelfherstellend.

Obstakelverlichting aan de buitenzijde van de turbine kan rechtstreeks getroffen worden, het is wijs om hiervoor een aparte voeding te reserveren die op de plaats waar ze naar buiten gaat tegen overspanning is beveiligd.

In principe loopt er geen stroom binnen de ‘kooi van Faraday’ die door de mast gevormd wordt. Echter als er een potentiaalverschil is tussen bv. het gondelframe en de mastvoet zal door elke galvanische verbinding hiertussen een deel van de stroom gaan lopen, de gemakkelijkste verbinding neemt echter het meeste.

4.6.1 Naaf

Overspanningafleiders op de sensoren en op de sensoringangen. Overspanningafleiding op de voeding van de apparatuur. Signaalinformatie niet via een galvanische sleepring, maar optisch uitvoeren. Bekabeling in en naar de bladen in metalen geaarde pijp.

4.6.2 Gondel

Overspanningafleiders op de sensoren en de ingangen. Overspanningafleiders op de elektrische voedingen naar de apparatuur. Elektrische en elektronische delen in een metalen geaarde behuizing. Breng overspanningafleiders aan op alle voedingen naar de subpanelen en naar de naaf. Bij de hoogspanningstrafo in de gondel en bij de generator. Potentiaalvereffeningen. Geen kabels tegen de binnenkant van de gondelkap. Is dit toch noodzakelijk, dan in een tweezijdig geaarde metalen pijp of goot.

Indien de hoogspanningstransformator in de gondel is ondergebracht zijn er maar weinig elektrische verbindingen met mast en mastvoet die de extra aandacht behoeven die nodig is in verband met het potentiaalverschil tussen gondel en de ‘rest van de wereld’.

4.7 Personele veiligheid

Bij onweerskans weggaan uit de gondel en niet werken nabij open schakelkasten.

Bij onweerskans is er gevaar bij het overstappen van het platform op de boot en andersom.

Aanraakspanning (NEN1014, B.2)

Spanning tussen hand en voet waarbij tussen beide een afstand van 1 m aanwezig is.

Stapspanning (NEN1014, B.2)

Spanning tussen beide voeten waarbij tussen beide een (horizontale) afstand van 1 m aanwezig is.

Gevaarlijke aanraakspanning en stapspanning kunnen beide aanwezig zijn tijdens een inslag of misschien alleen bij een zware inslag indien onvoldoende potentiaalvereffeningen zijn toegepast.

5. CONCEPTUELE AFWEGINGEN

Uit o.a.:

- IEC TC88 PT 61400-24, Technical Report.
- GL Rules & Regulations, IV–Non Marine Technology, Part 1–Wind Energy, Supplement No.2 to the 1993 Edition, March 1998, Chapter 7, Section 7 Lightning Protection Measures

5.1 Bladen

De megawatt turbines hebben bladen met een lengte van 30 tot 60 meter. De volgende overwegingen dienen de uitvoering van een bladconcept mede te bepalen:

- het is zeker dat de bladen zich bijna altijd in de baan van de bliksem bevinden;

- het schaderisico van een tweeblads rotor is, indien horizontaal geparkeerd, niet significant lager;
- interne vonkvorming vernielt het blad;
- op grond van de ‘rollende bol’ theorie zal de inslag:
 - niet worden voorkomen door een hoge afleider op de gondel (horizontaal staande rotor);
 - niet slechts de tip van het blad treffen, maar rondom kunnen inslaan.
- koolstofmateriaal is een geleider en dient:
 - galvanisch te zijn doorverbonden en
 - een voldoende grote doorsnede te hebben of
 - surplus materiaal te hebben voorgeval van beschadiging of
 - uitwendig beschermd te zijn met goed geleidend materiaal.
- het schaderisico verlangt een hoge beveiligingsgraad (uitvoeringsklasse LP4 of protection level I);
- bij lange afleiders zonder parallelverbindingen wordt de spanning op het inslagpunt erg hoog.

Op grond van het bovenstaande is een bescherming rondom te prefereren met minimaal elke 20m een uitwendige potentiaalvereffening tussen de geleiders aan neus- en staartzijde. Een tweede mogelijkheid is misschien een centrale afleider met op elke 5 meter een uit het blad stekende receptor aan voor- en achterzijde of aan neus- en staartzijde.

Bij bladen met een vaste bladhoek is de overgang van de afleider naar de naaf eenvoudig.

Bij bladen met vaste bladhoek en een verstelbaar tipstuk moet de afleiding van het beweegbare naar het vaste deel de tiplagering passeren. Een koolstof tipas van een megawatt turbine heeft genoeg doorsnede om de inslagstroom door te laten zonder beschadiging.

Bij verstelbare bladen met een bescherming rondom of met meerdere inwendige afleiders is minimaal een tweevoudige overbrugging van het bladlager gewenst.

5.2 Naaf

Bij een turbine zonder bladverstelling of tipverstelling is de naaf leeg en is doorverbinding van de afleiders uit het blad naar de naaf eenvoudig. Tipverstelling of bladverstelling is altijd de primaire turbinebeveiliging. Het mag niet zo zijn dat een inslag de betrouwbaarheid van de bediening van deze beveiliging beïnvloedt.

Bij tipverstelling bevat de naaf het centrale (hydraulische) controle mechanisme of de individuele (hydraulische) tip controle mechanismen. De tipkabel zal als afleider dienst doen en de inslagstroom naar de naaf brengen. Een tweevoudige flexibele afleiding vanaf de tipkabel naar het naafhuis bij de bladvoet, een gearde metalen inductiering direct om de kabel ter plaatse van de bladvoet en een isolator (voor hoge spanning) in de kabel na de inductiering zullen binnentreden van de stroom in de naaf en beschadiging van het centrale of de individuele (hydraulische) controle mechanisme tegenhouden.

Bij bladverstelling bevat de naaf de centrale mechanische of hydraulische aandrijving of de individuele computergestuurde elektromechanische aandrijvingen. In deze laatste situatie is het zeker gewenst om passage van de inslagstroom binnendoor de naaf te verhinderen. Inducties of deelstromen kunnen daar gemakkelijk systeembeschadiging veroorzaken. Een tweevoudige uitwendige overbrugging van de bladlagers is gewenst.

Een opsomming van de gevoeligheid van de aandrijving van een bladverstelling voor beschadiging door de invloed van bliksem (in toenemende volgorde): mechanisch (centraal), hydraulisch (in naaf), elektrisch (computer gestuurd, in naaf).

5.3 Aandrijftrein

In 4.1 zijn de afwegingen beschreven die gemaakt kunnen worden voor de conceptuele keuze van de opstelling en de uitvoering van de (klassieke) aandrijftrein.

Bij een direct drive is het niet goed mogelijk om het roterende deel geïsoleerd op te stellen. Tevens zullen de bladen hoogstwaarschijnlijk een computergestuurde individuele aandrijving hebben. Er dient naar gestreefd te worden om de inslagstroom buiten langs of door het naafmateriaal te leiden en van daarop op meerdere punten over te brengen op het vaste deel van de gondel.

5.4 Gondel

In paragraaf 4.4 staan de afwegingen die kunnen horen bij de uitvoering en de opstelling van de gondel.

Bij een direct drive vormt de generator door zijn afmeting mede de buitenzijde van de gondel en is dus op grond van de ‘rollende bol’ direct bereikbaar voor een inslag. De kap van dit onderdeel dient metalen geleiders te bevatten op een raster dat voldoende smal is om de generatorwikkelingen te beschermen. De geleiders moeten als afleider kunnen fungeren en rechtstreeks en ruim met het frame zijn verbonden.

5.5 Mast

In paragraaf 4.5 staan de afwegingen die kunnen horen bij de uitvoering van de mast.

5.6 Elektrische installaties

In paragraaf 4.6 staan de afwegingen die kunnen horen bij de uitvoering van de elektrische installatie. Elektrische installaties, ook regelingen en vermogenslektronica, zijn te beschermen mits de uitwendige en de inwendige beveiliging correct zijn geanalyseerd en uitgevoerd. Er zijn specialistische bedrijven die garantie verlenen op het functioneren van hun beveiligingsmateriaal mits de beveiliging is toegepast volgens hun concept en een volledig projectdossier aanwezig is.

Het best te beveiligen concept lijkt tot op dit moment een turbine met vaste bladen en een toerengeregelde direct drive generator die is overbemeten om in noodsituaties door middel van hardware geschakelde dumploads en zelfopwekking zelf elektrisch te kunnen remmen. Dit levert een eenvoudig uitgevoerde rotor op zonder kwetsbare beveiligingsdelen. De gehele conversie, regeling en beveiliging zijn dan ondergebracht binnen de goed uitvoerbare bescherming van de gondelkap en de mast.

Annex E Sea state of the North Sea for the Dutch coast

HMSO Environmental North Sea Data

(HMSO section 11)

Location 10 à 20 km in front of IJmuiden

CONTENTS

ABBREVIATIONS	46
1. INTRODUCTION	47
2. WIND	48
3. EXTREME SEA STATE	49
3.1 Extreme waves	49
3.2 Extreme still water levels	50
3.3 Extreme currents	51
3.4 Temperatures	52
3.5 Snow and ice	52
3.6 Marine growths	53
4. NORMAL SEA STATE	54
4.1 Normal waves	54
4.2 Normal current	54
5. VESSELS	55
5.1 Vessel mooring	55
5.2 Vessel collision	55
6. REFERENCES	55

Table 1: Normal and extreme wind speeds.....	48
Table 2: Extreme 50-year return waves.....	49
Table 3: Extreme 1-year return waves.....	49
Table 4: Extreme 1- and 50-year return still water level	50
Table 5: Extreme 1- and 50-year return currents.....	51
Table 6: Extreme temperatures at sea surface.....	52
Table 7: Extreme snow and ice conditions	52
Table 8: Marine growths.....	53

ABBREVIATIONS

Abbreviations used by HMSO

HMSO	Her Majesty's Stationery Office, division of the Cabinet Office in UK. (likes to some extent the Dutch 'Staatsdrukkerij')
C_N	crest elevation above still water level with return period N in years
H_N	individual wave height with return period N in years
H_{sN}	significant wave height with return period N in years
HAT	highest astronomical tide
LAT	lowest astronomical tide
MSL	mean sea level
N	return period of occurrence in years
SWL	still water level
STA	spring tidal amplitude due to typical spring tide
T^+	factor for calculation of HAT
T^-	factor for calculation of LAT
T _{ass}	individual wave period associated to H_N
T _z	mean wave period associated to H_{sN}

Additional abbreviations

maxTSWL _N	maximum total Still Water Level with return period N in years
minTSWL _N	minimum total Still Water Level with return period N in years
V _{ave}	10-minutes average wind speed
V _{ref}	10-minutes reference wind speed

1. INTRODUCTION

DOWEC working group 7 has the task to draw up the loads on offshore wind turbines derived from standards. Starting points for the loads are the IEC 61400-01 wind turbine standard [1] and the Germanischer Lloyd rules for offshore wind turbines [2]. However the GL-rules do not give sea state data of the North Sea.

Therefore the HMSO publication on offshore installations [3] has been used. The HMSO publication describes the environmental data of the UK sea waters including the North Sea in front of The Netherlands.

This report gives environmental data for North Sea location 10 à 20 km in front of IJmuiden. The data have been derived from chapter 11 and 15 of the HMSO publication on offshore [3]. Only the most relevant environmental data such as wind and sea state have been given.

The wind and wave data will be replaced by the outcome of task 5 and 6, when available.

2. WIND

The data for the location 10 à 20 km in front of IJmuiden are derived from HMSO data for North Sea. If necessary the data from locations 4, 5 and 6 from HMSO figure 11.2 have been used.

The extreme wind speed is specified in the HMSO publication. From the extreme wind speeds the average wind speeds in accordance with IEC can be derived taking into account the Rayleigh distribution of the wind speed from IEC 61400-1.

From the average and the mean wind speeds the best fitted IEC wind class can be established. However the turbulence intensity will be lower at this sea location.

Table 1: Normal and extreme wind speeds

WIND chapter 11.3	3 sec. (10 min.) wind speed			
height above still water	10 m	60 m	100 m	140 m
Reference	Chapter 11.3.3 (table 11.2, 11.4)	table 11.5 (note 2)	table 11.5	table 11.5
Extreme 1-year return value (note 1)	33 (24) m/s	37 (30) m/s	38 (31) m/s	39 (33) m/s
Extreme 50-year return value	46 (34) m/s	52 (42) m/s	54 (44) m/s	55 (46) m/s
IEC average wind speed, V_{ave} (note 3)	(6.6)	(7.4)	(7.6)	(7.8)
IEC Reference wind speed, V_{ref}	(33)	(37)	(38)	(39)
IEC wind class (best fit)	III	III	III	II

Table 1 note 1: Wind speed for N-year return period: $V_N = 0.71(1+0.106 \ln N) V_{50}$

Table 1 note 2: 50-Year return wind speed at different heights

	table 11.4	table 11.5		
height in [m]	10 m	60 m	100 m	140 m
1-hr wind speed	33 m/s	40.5 m/s	42.5 m/s	44.5 m/s
10-min wind speed	34 m/s	42 m/s	44 m/s	46 m/s
1-min wind speed	39 m/s	46 m/s	48 m/s	49 m/s
3-sec wind speed	46 m/s	52 m/s	54 m/s	55 m/s

Table 1 note 3: HMSO does not specify the distribution of the wind speed

3. EXTREME SEA STATE

3.1 Extreme waves

Table 2: Extreme 50-year return waves

WAVES Chapter 11.4	Reference	Significant wave height H_{s50}	Extreme 50-year return value	
			Wave amplitude crest to still water C_{50} (note 1)	Wave Height crest to trough H_{50} (note 2)
Wave height or amplitude	Chapt. 11.4.3 a), b) Figure 11.3	8 m	8.2 m	14.9 m
Wave period mean value T_z	Chapt. 11.4.2 c) (see note 3)	$9 \text{ s} < T_z < 10.2 \text{ s}$		
Wave period max. value T_{ass}	Chapt. 11.4.2 c) (see note 4)			$9.5 \text{ s} < T_{ass} < 14.3 \text{ s}$

Table 2 note 1: $C_{50} = 1.03 H_{s50}$ (Chapter 11.4.2)Table 2 note 2: $H_{50} = 1.86 H_{s50}$ (Chapter 11.4.2)Table 2 note 3: $3.2(H_{s50})^{1/2} < T_z < 3.6(H_{s50})^{1/2}$, (H in [m], T in [sec])Table 2 note 4: $1.05T_z < T_{ass} < 1.4T_z$

Table 3: Extreme 1-year return waves

WAVES Chapter 11.4 Table 11.8 (see note 1)	Reference	Significant wave height H_{s1}	Extreme 1-year return value	
			Wave amplitude crest to still water C_1 (see note 1 and Table 2 note 1)	Wave height crest to trough H_1 (see note 1 and Table 2 note 2)
Wave height or amplitude	Chapt. 11.4.3 a), b) Figure 11.3 (see note 1)	5.7 m	5.85 m	10.6 m
Wave period mean value T_z	Chapt. 11.4.2 c) (see note 1 and Table 2 note 3)	$7.6 \text{ s} < T_z < 8.6 \text{ s}$		
Wave period max. value T_{ass}	Chapt. 11.4.2 c) (see note 1 and Table 2 note 4)			$8.0 \text{ s} < T_{ass} < 12.0 \text{ s}$

Table 3 note 1: From table 11.8: $H_{s1} = 0.71 H_{s50}$

3.2 Extreme still water levels

The extreme water levels are caused by tidal and storm surge. Chapter 11.5 gives sufficient data to calculate the extreme still water levels relative to Mean Sea Level, MSL. The MSL on a specific site has to be derived from measurements. A recommended analysis procedure has been given in chapter 11.5.2 of the HMSO publication.

Table 4: Extreme 1- and 50-year return still water level

STILL WATER LEVEL Chapter 11.5	Reference	Elevation above <u>Mean Sea Level</u> , MSL
<u>Spring Tidal Amplitude</u> , STA	Chapt. 11.5.3 b) Figure 11.4	0.75 m
Storm surge elevation	Chapt. 11.5.3 c) Figure 11.5	3.0 m
<u>Highest Astronomical Tide</u> HAT (Note 1)	Chapt. 11.5.3 b), c) Table 11.9	0.93 m
<u>Lowest Astronomical Tide</u> LAT (Note 2)	Chapt. 11.5.3 b), c) Table 11.9	-0.94 m
1-year return max. total Still Water Level, maxTSWL ₁ (Note 3 and 5)	Table 11.9 Table 11.10	2.85 m
1-year return min. total Still Water Level, minTSWL ₁ (Note 4 and 6)	Table 11.9 Table 11.10	-2.7 m
50-year return max. total Still Water Level, maxTSWL ₅₀ (Note 5)	Table 11.9	3.2 m
50-year return min. total Still Water Level, minTSWL ₅₀ (Note 6)	Table 11.9	-3.0 m

Table 4 note 1: Table 11.9: $HAT = T^+ * STA = 1.24 * 0.75$

Table 4 note 2: Table 11.9: $LAT = T^- * STA = 1.25 * 0.75$

Table 4 note 3 Table 11.10: $maxTSWL_1 = 0.89 * maxTSWL_{50}$

Table 4 note 4 Table 11.10: $minTSWL_1 = 0.89 * minTSWL_{50}$

Table 4 note 5: Table 11.9: $maxTSWL_{50} = E_{50} * (STA + SSE_{50}) = 0.85 * (0.75 + 3.0)$

Table 4 note 6: Table 11.9: $minTSWL_{50} = R * maxTSWL_{50} = -0.95 * 0.85 * (0.75 + 3.0)$

Remark:

To find the extreme water levels the extreme still water levels have to be combined with the extreme wave heights. (HMSO chapter 11.10.2)

3.3 Extreme currents

Table 5: Extreme 1- and 50-year return currents

CURRENTS Chapter 11.6	Reference	Maximum current speed	Characteristic period
maximum depth-averaged flow of average spring tidal current	Chapt. 11.6.3 a) and b) Figure 11.6	0.7 m/s	12 hours
maximum flow of 50-year return spring tidal current	Chapt. 11.6.3 a) and b) Figure 11.6, Table 11.13	$0.7 \cdot 1.3 \cdot 1.07 =$ 0.97 m/s	
50-year return depth-averaged hourly-mean storm surge current	Chapt. 11.6.3 c) and d) Figure 11.6, Figure 11.1	0.4 m/s	
maximum flow of 50-year return hourly-mean storm surge current	Chapt. 11.6.3 c) and d) Figure 11.6, Table 11.13	$0.03 \cdot 33 = 0.99$ m/s	
mean circulation flow	Chapt. 11.6.1 Chapt. 11.6.3 g) Table 11.12	< 0.05 m	> 10 days
maximum 1-year return flow (spring tidal current + storm surge current + circulation)	Chapt. 11.6.3 e), f) and g) Figure 11.6 Figure 11.9 Table 11.10	$0.89 \cdot (0.7 \cdot 1.3 \cdot 1.07$ $+ 0.03 \cdot 33 + 0.05) =$ 1.79 m/s	
maximum 50-year return flow (spring tidal current + storm surge current + circulation)	Chapt. 11.6.3 e), f) and g) Figure 11.6 Figure 11.9	$0.7 \cdot 1.3 \cdot 1.07 +$ $0.03 \cdot 33 + 0.05 =$ 2.01 m/s	

Remark:

To find the extreme water velocities the extreme water flows from Table 5 have to be combined with velocities of the extreme waves from Table 2 and Table 3.
(HMSO chapter 11.10.2)

3.4 Temperatures

Table 6: Extreme temperatures at sea surface

Temperatures Chapter 11.7	Reference	Air temperature	Water temperature
Maximum temperature	Chapt. 11.7.3 Figure 11.10 Figure 11.12	25°C	23°C
Minimum temperature	Chapt. 11.7.3 Figure 11.11 Figure 11.13	-12°C	-1°C

3.5 Snow and ice

Table 7: Extreme snow and ice conditions

Snow and ice Chapter 11.8	Reference	Vertical	Horizontal
Extreme 50-year return snow thickness	Chapt. 11.8.2 a) Table 11.15	0.040 m	0.150 m
Corresponding density	Table 11.15	500 kg/m ³	100 kg/m ³
Extreme 50-year return ice thickness from freezing sea spray in region 4 to 15 m above MSL	Chapt. 11.8.2 a) Table 11.15	0.005 m	0.005 m
Corresponding density	Table 11.15	850 kg/m ³	850 kg/m ³
Ice from frozen snow	--	--	--

There is no need to consider sea ice and icebergs.

3.6 Marine growths

The marine growths have been specified in HMSO table 11.16 mentioned below as Table 8. The marine growths extend from splash zone to the seabed with the greatest thicknesses between the spring tidal level (0.75 m above MSL, see Table 4) and – 40 m from MSL.

The marine growths influence the wave loading because of the extra diameter affected and because of the extra roughness of the member surfaces.

Table 8: Marine growths

Table 11.16

Growth characteristics of common marine fouling species

Type	Settlement season	Typical growth rates	Typical coverage (%)	Typical terminal thickness	Depth range (relative to MSL)	Comments
<i>Hard fouling</i>						
Mussels	July to October	25 mm in 1 year 50 mm in 3 years 75 mm in 7 years	100%	150 to 200 mm	0 to –30 m	But faster growth rates are found on installations in the southern North Sea
Solitary tubeworms	May to August	30 mm (in length) in 3 months	50–70%	About 10 mm (tubeworms lay flat on the steel surface)	0 to mudline	Coverage is often 100%, especially on new structures 1 to 2 years after installation. Tubeworms also remain as a hard, background layer when dead
<i>Soft fouling</i>						
Hydroids	April to October	50 mm in 3 months	100%	Summer: 30 to 70 mm Winter: 20 to 30 mm	0 to mudline	A permanent hydroid 'turf' may cover an installation and obscure the surface for many years
Plumose anemone	June to July	50 mm in 1 year	100%	300 mm	–30 m to –120 m (0 to –45 m on platforms in southern North Sea)	Usually settle 4 to 5 years after installation and can then cover surface very rapidly. Live for up to 50 years
Soft coral	January to March	50 mm in 1 year	100%	About 200 mm	–30 m to –120 m (0 to –45 m on platforms in southern North Sea)	Often found in association with anemones
<i>Seaweed fouling</i>						
Kelp	February to April	2 m in 3 years	60–80%	Variable, but up to 3 m	–3 m to –15 m	May be several years before colonisation begins but tenacious holdfast when established. Present on some installations in northern and central North Sea

4. NORMAL SEA STATE

4.1 Normal waves

The normal sea state data necessarily for the calculation of fatigue loads due to normal waves have been given in HMSO [3] chapter 11.11 and appendix A11.

The cumulative frequency distribution of the wave height described in HMSO chapter 11.11.2 has the form:

$$h = D(\ln N_y - \ln N_h)$$

where
h = wave height in [m]
D = the distribution parameter in [m] depending upon the location
N_h = number of waves exceeding wave height h in a year
N_y = total number of zero-up-crossing waves expected in a year

From HMSO figure 11.15 the values for the location 10 à 20 km in front of IJmuiden are:

$$D = 0.8 \text{ m}$$

$$N_y = 6.7 \cdot 10^6$$

This results in:

$$h = 0.8 \{ \ln (6.7 \cdot 10^6) - \ln N_h \} \quad \text{or} \quad N_h(h) = 6.7 \cdot 10^6 / e^{h/0.8}$$

The associated wave period is roughly assumed to be proportional with $\sqrt{h}$, the square root of the wave height. Conservatively HMSO assumes that the wave direction corresponds with the wind direction. For wind turbines this assumption is not always conservative.

More detailed wave spectrum descriptions are given in HMSO appendix A11.

4.2 Normal current

The normal sea state data necessarily for the calculation of fatigue loads due to normal water flows have been given in HMSO [3] chapters 11.11 and appendices A11 and A15.

The cumulative frequency distribution of the seawater flow described in HMSO chapter 11.11.3 is identical to the cumulative frequency distribution of the wave heights:

More detailed wave spectrum descriptions are given in HMSO appendix A15.

The working-out of the cumulative frequency distribution of the seawater flow will be done later on.

5. VESSELS

5.1 Vessel mooring

For erection and maintenance the mooring of vessels have to be taken into account. The loads on the wind turbine construction depend on the type of visiting vessels foreseen and the wind and sea conditions allowed for mooring. The total energy involved in the mooring of the vessel can be calculated in the same way as given in the chapter 12.2 under however with a reduced impact speed.

Proposed:

$$V = \frac{1}{2} H_s$$

where $H_{s, ave}$ = average permissible wave height in [m] for vessel operations near the wind turbine

5.2 Vessel collision

HMSO chapter 15.7.2 a) describes the accidental impact energy of a vessel collision to be absorbed by the wind turbine

$$E = \frac{1}{2} amV^2 \text{ [J]}$$

Where m = mass of vessel displacement in [kg]

a = vessel added mass coefficient

= 1.4 for sideways collision

= 1.1 for bow or stern collision

V = impact speed in [m/s]

$V = \frac{1}{2} H_s$

where H_s = maximum permissible significant wave height in [m] for vessel operations near the wind turbine

For vessel displacements < 5000 tonnes the minimum energy to be absorbed is:

$$E = 0.5 + m^2 (4.2 \cdot 10^{-7} - 5.6 \cdot 10^{-11} \text{ m}) \text{ [MJ]}$$

6. REFERENCES

- [1] International IEC standard: IEC 61400-1 Ed.2, 1999,
'Wind Turbine Generator Systems – Part 1: Safety requirements'
- [2] Germanischer Lloyd publication, Edition 1995,
'Rules for Regulations, IV – Non-Marine Technology, Part 2 - Offshore Wind Energy'
- [3] HMSO publication, 4th Edition, 1990,
'Offshore installations: Guidance on design, construction and certification'

Annex F Excerpts from Opti-OWECS

EXCERPTS FROM OPTI-OWECS

Below an excerpt (viz. Vol. 2: Part D chapter 2) is given from the Opti-OWECS project concerning codes and design criteria. Furthermore, part of an article in James & James is given which provides a short introduction of the wind energy and offshore technology.

For an example of the application of the design criteria, with respect to the fatigue analysis and extreme loading, and the importance of the dynamics of the total system, see Opti-OWECS Vol. 4 (sections 3.7, 4.6, 6.2, 9.3 and 9.4)

References

- [1] Bierbooms, W., Kühn, M., Offshore Wind Energy – A Symbiosis between Wind Energy and Offshore Technologies, The World Directory of Renewable Energy Suppliers and Services 1997, James & James, London, 1997.
- [2] Kühn, M.; Harland, L.A.; Bierbooms, W.A.A.M.; Cockerill, T.T.; Ferguson, M.C.; Göransson, B.; van Bussel, G.J.W.; Vugts, J.H. Opti-OWECS Final Report Vol. 1: Integrated Design Methodology for Offshore Wind Energy Conversion Systems. Institute for Wind Energy, Delft University of Technology, 1998.
- [3] Kühn, M. (editor), Cockerill, T.T.; Harland, Harrison, R.; L.A.; Schöntag, C.; van Bussel, G.J.W.; Vugts, J.H. Opti-OWECS Final Report Vol. 2: Methods Assisting the Design of Offshore Wind Energy Conversion Systems. Institute for Wind Energy, Delft University of Technology, 1998.
- [4] Ferguson, M.C. (editor); Kühn, M.; Bierbooms, W.A.A.M.; Cockerill, T.T.; Göransson, B.; Harland, L.A.; van Bussel, G.J.W.; Vugts, J.H.; Hes, R. Opti-OWECS Final Report Vol. 4: A Typical Design Solution for an Offshore Wind Energy Conversion System. Institute for Wind Energy, Delft University of Technology, 1998.
- [5] Kühn, M. Terminology, Reference Systems and Conventions to be used within the Opti-OWECS Project. Institute for Wind Energy IW96.097R, Delft University of Technology, 1996.

The World Directory of Renewable Energy Suppliers and Services 1997

Differences between wind energy and offshore technology

In the Opti-OWECS project a start has been made to come to the required integration between wind energy and offshore technology. The concept choices of the support structure and the wind turbine are based on the reduction of the installation, operation and maintenance costs. A full integration of the disciplines remains a challenge which will be further addressed in a number of important areas. Most disciplines not only differ in the topic but also in the technical terms and in 'culture'. Also the wind energy and offshore community have their own way of thinking. This difference should be recognized in case of cooperation on offshore wind energy, otherwise misunderstandings will easily occur. For example speaking about a 'wind turbine' for offshore application, can already lead to confusion; one person may consider it as the part which correspond with an onshore wind turbine; another will regard it as the total structure. The similar problem may occur with what is meant by the 'support structure'. In the EU project it is agreed upon that wind turbine stands for the rotor and nacelle and the support structure refers to everything below the nacelle; the combination is indicated by OWEC (Offshore Wind Energy Converter). Such a choice is a reflection of a more integrated approach. When the tower (dry as well as submerged part) and foundation are modelled and designed as one entity (namely, the support structure) the result will most probably be more optimal in both technical and economical sense.

The two disciplines have also a different design philosophy. Wind turbines are produced in series and are more or less suitable for any location. There is nowadays a tendency to make the blades and tower flexible in order to reduce the varying aerodynamic loads. In contrast, offshore structures are mainly uniquely designed. They are by preference stiff in order to limit the dynamic wave loading; of the 7000 fixed offshore installations worldwide, a few only have an eigenfrequency below 0.3 Hz. In addition the final eigenfrequency of the support structure is largely influenced by the soil properties, which are difficult to determine exactly. It is common practice to take an uncertainty of $\pm 20\%$ in the eigenfrequency into account.

In case of the design of the support structure for an OWEC, the eigenfrequency will play an important role. On one hand the eigenfrequency may not be too low in view of the hydrodynamic loading; on the other hand it may not be located near the rotor frequency, or multiples, in respect of the aerodynamic loads. An integrated design will satisfy such requirement. Offshore operations are very expensive, especially if large crane ships are required; the day rate of a crane ship can be as much as ECU 40,000. Furthermore, offshore operations are weather dependent; high wind speeds and/or waves will prohibit any operation. An important device in offshore technology is, not without reason, to 'touch and go' (i.e. limit the offshore operations as much as possible). In order to arrive at an economic offshore wind farm sufficient attention should be paid to the installation procedure. Furthermore a good maintenance strategy is essential. Visits to the wind farms should be restricted to a minimum. This can be illustrated by the use of a helicopter, for the transport of the O&M crew, which can easily be ECU 3000 per operation.

Up to now, these differences have been seen more as a challenge than an obstacle for the successful treatment of Offshore Wind Energy Converter Systems that combine all these aspects.

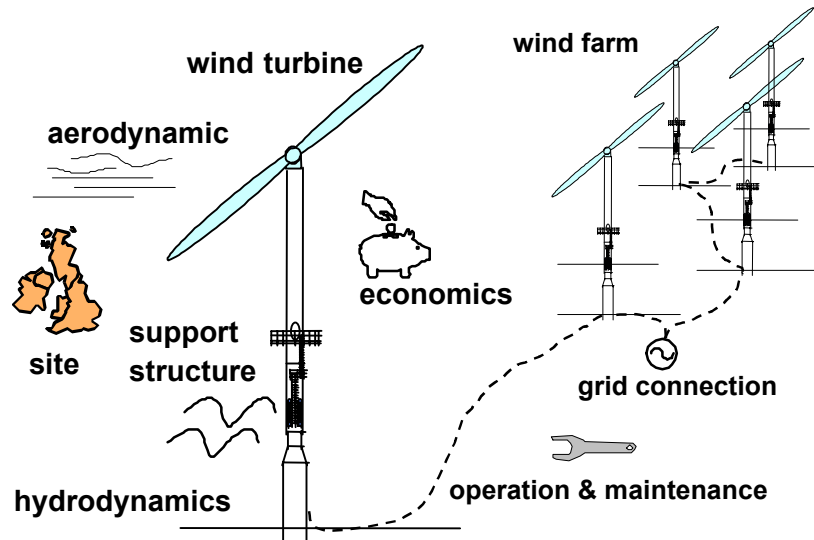


Figure : Components and aspects of an Offshore Wind Energy Conversion System (OWECS)

Vol. 2 Part D: Overall Dynamics of Offshore Wind Energy Converters

2. Qualitative analysis of relevant dynamic effects

2.1. Offshore wind loading and wind farm effects

Fatigue wind loading

The dynamic loading due to the offshore wind climate is considerably less than onshore since turbulence intensity and wind shear are reduced. This is only partly compensated by the more severe distribution of (higher) wind speeds offshore. Table 2.1-1 contains a comparison of some parameters relevant for design calculations. Figure 2.1-1 shows the difference in fatigue loading between onshore and offshore of the rotor blades of a 1 MW stall regulated wind turbine [2.1-1].

		onshore	offshore
turbulence intensity I_T	measurements	typically 14 % - 15 % (roughness $z = 0.01 - 0.03$ m) [2.1-2]	theory: 8 % neutral conditions ($z = 0.001$ m) Vindeby: 6 - 10 %, 8% for higher wind speeds [2.1-3] West Sole: 8 - 10%, 8% for higher wind speeds [2.1-4]
	GL design guidelines [2.1-5,6]	17 %	12 %
wind shear exponent α	GL design guidelines	0.16	0.11
Weibull shape factor k	Dutch site data (1 h mean) [2.1-7]	$k = 1.75$	$k = 2.2$
	GL design guidelines	Rayleigh $k = 2$ identical between standards	

Table 2.1-1: Comparison of the onshore and offshore wind climate as relevant for a fatigue analysis

Within wind farms the dynamic loading increases significantly due to the wakes generated by turbines located upstream. Especially the partial wake operation, when the swept area of a turbine is only partly affected by a wake, results in high load fluctuations. Measurements at the first Danish offshore wind farm Vindeby [2.1-3] indicate that the relative increase in turbulence due to wind turbine wakes is considerably higher offshore and is more persistent downstream due to the lower ambient turbulence. Within a recent EU JOULE project design guidelines for dynamic loads in onshore wind farms have been developed [2.1-8]. Complex influences such as machine type (pitch or stall regulated), machine component and material considered, wind farm spacing,

etc. are implemented in an engineering method that models the wake effects with an equivalent increase of the ambient turbulence.

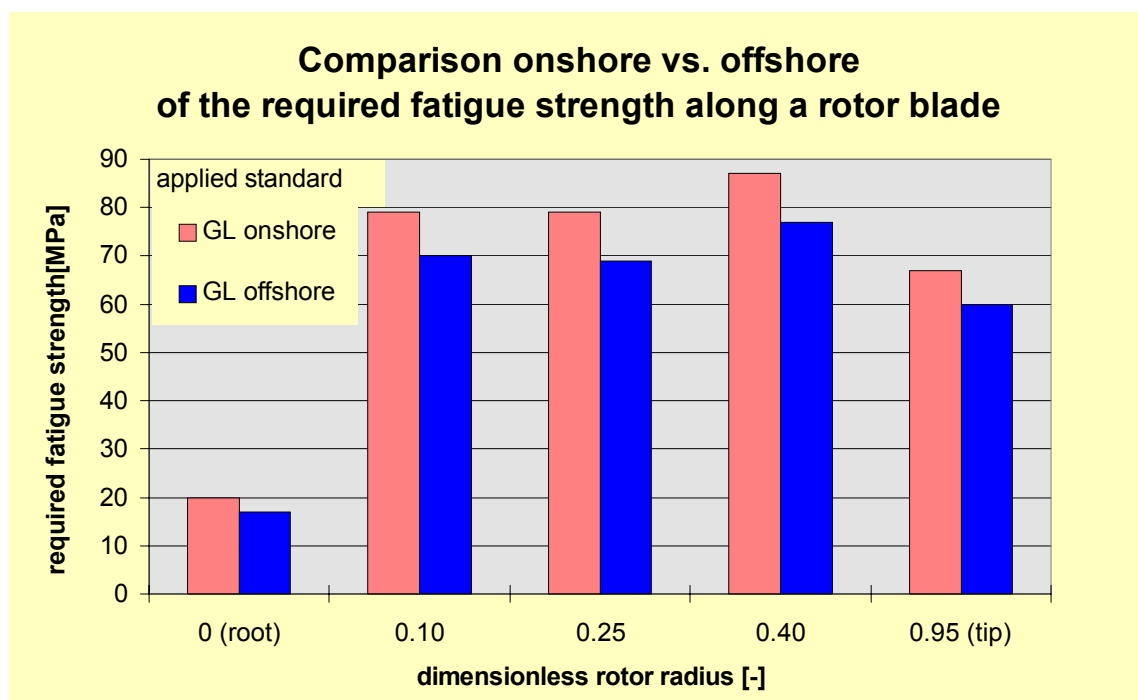


Figure 2.1-1: Comparison of fatigue loading of an 1 MW stall rotor blade between onshore and offshore

ambient turbulence I_T	design turbulence I_{DESIGN}	
	turbine spacing 5 D	turbine spacing 8 D
8 %	11.7 %	10. %
10 %	13.6 %	10.8 %
12 %	15.9 %	12.8 %

Table 2.1-2: Turbulence intensity for design calculations I_{Design} as function of ambient turbulence I_T and turbine spacing for a pitch regulated wind turbine (derived from [2.1-8])

From the measured turbulence levels offshore (table 2.1-1) and the investigation of wind farm effects (table 2.1-2) it can be concluded that the applied design turbulence for a pitch regulated offshore wind farm should be between 11 % and 14 % depending on the turbine spacing.

Extreme wind conditions

Although the extreme mean wind speed is higher offshore the extreme wind gust and the extreme change in wind direction are less severe (table 2.1-3.) due to the lower turbulence. The GL standards specify a gust increase of only 20 %

offshore while 40 % is used for land based systems. The resulting differences in the rotor blade extreme stresses are shown in figure 2.1-2 again for the mentioned 1 MW turbine.

extreme condition		onshore	offshore
extreme mean wind speed $\bar{V}_E$	typical Dutch site data [2.1-7]	.27.5 m/s	.38.5 m/s
	design guidelines [GL, 2.1-5, 6]	30 m/s (Class IV) - 50 m/s (Class I) identical between GL standards	
extreme 5 s gust v_E [GL]		$1.4 \bar{V}_E$	$1.2 \bar{V}_E$
extreme operating gust [GL]		identical between standards	
extreme change in wind direction at 15 m/s [GL]		115° (Class IV) - 145° (Class I)	35° (all classes)
partial safety factors for loads [GL]	aerodynamic force	$\gamma_F = 1.5$	$\gamma_F = 1.35$
	other forces	identical between standards	

Table 2.1-3: Comparison of the onshore and offshore wind climate as relevant for extreme conditions (strength analysis)

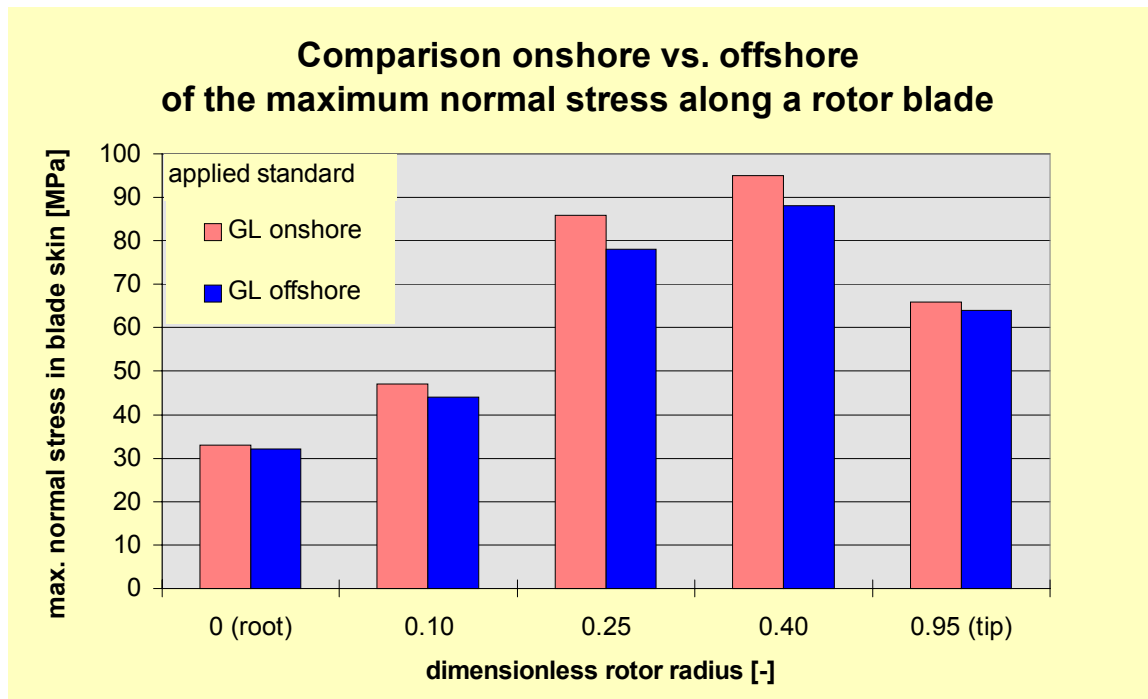


Figure 2.1-2: Comparison of extreme loading of a 1 MW stall rotor blade between onshore and offshore

2.2. Dynamic loads with origin in the wind turbine system

The wind turbine, i.e. the complete nacelle and rotor, transmits and in a certain sense generates a variety of dynamic loads that have to be considered in a dynamic analysis of any wind energy converter system.

- direct effects of the wind speed, i.e. mean thrust force and torque, increase in gust wind speed coherent over the swept area, etc.

- rotational sampling of wind speed variations

The spatial and temporal stochastic structure of the wind as well as deterministic inconformities in the wind field (i.e. wind shear, tower shadow as well as flow inclinations due to yaw misalignment and rotor axis tilt) are seen by the non-rotating part of the system as periodic excitations at multiples of the blade passing frequencies (figure 2.2-1).

- excitations due to non-linear and unsteady aerodynamic effects e.g. dynamic stall
- mechanical loads e.g. due to mass or aerodynamic unbalance, periodic with the rotor revolution, gyroscopic loads due to yawing
- transient loads due to consumer influence (e.g. grid failure), controller or control system action, e.g. start-up and shut-down procedure
- inertia loads due to oscillations of components, e.g. torsional vibrations of the drive train

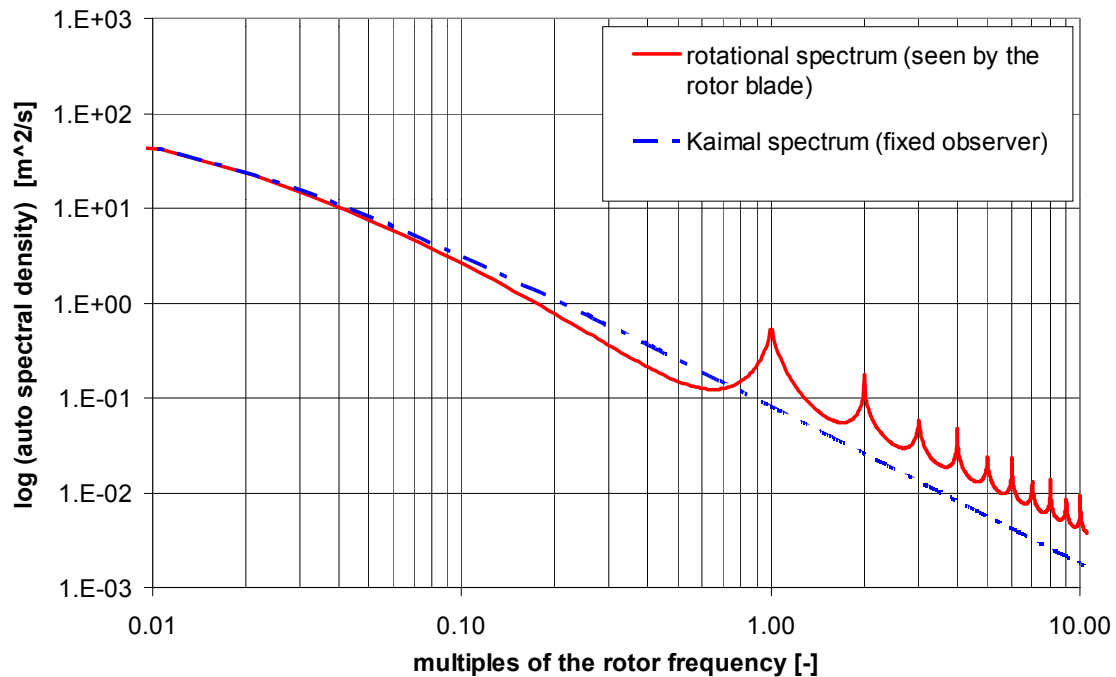


Figure 2.2-1: Turbulence spectra as seen from a fixed (dashed) and rotating (solid) observer, resp.

Most of these effects are present whether the turbine is located onshore or offshore since they depend more on the concept and size of the converter. Generally, systems with well-designed flexible elements (e.g. variable speed operation, flexible hub configurations, flexible rotor shaft coupling or soft tower, etc.) experience lower loads. Nonetheless the fine tuning of the dynamic interactions is a challenge for the designer; otherwise, the intended positive effects can even be reversed.

2.3. Dynamics of the support structure

The right choice of the design values of the dynamic properties of the support structure, especially the location of the fundamental eigenfrequency, are quite important for a cost-effective and reliable design solution. This choice mainly concerns the magnitude of dynamic stiffness, i.e. eigenfrequencies of the support structure.

Offshore structures are commonly designed ‘stiff’¹ since dynamic wave excitation is strongly reduced for fundamental frequencies above approx. 0.4 Hz and the costs of the overall support structure are not simply driven by weight but also by the efforts for transportation, installation, etc. The inherent uncertainty in eigenfrequency of certain concepts is up to at least $\pm 20\%$ due to uncertainties in determination of soil properties, spatial variation of the soil properties within

¹ Here ‘stiff’ refers to a fundamental eigenfrequency beyond the wave excitation range which is between $f = 0.04$ Hz and $f = 0.5$ to 1.0 Hz.

an area (wind farm) and non-linear and dynamic soil characteristics. Moreover the actual eigenfrequencies are often higher than those predicted because geotechnical assessments tend to determine only the lower limit for the foundation stiffness related to static conditions.

Onshore wind turbine towers are by definition slender structures often built as a single tubular tower. The larger the wind turbine and its tower, the more expensive a stiff structure becomes, in a more than proportional way. Consequently, at present common designs are soft-stiff or even soft-soft.² Moreover, increased tower flexibility decreases the loads on the tower but also on the rotor and other parts and provides higher aerodynamic damping compared with a stiff tower design. Fatigue is the design driver for a stiff concept; for a soft design the design driver will be more and more the static ultimate load cases.

The modelling of offshore support structures is generally done by Finite Element methods. For the overall behaviour often line elements (beam, spring, damper, mass, etc.) are used. In many textbooks a steel space frame structure is mentioned as a classical example for the application of this powerful method. However, the computational efforts for the transient dynamic analysis of a detailed model are still quite high. Therefore in simulation codes for OWEC based on time domain simulations the modal representation is applied [2.3-2, 3]. In this treatment attention has to be paid to the calculation of the internal stresses since a relatively large number of modes are required to obtain sufficient accuracy for the stresses [2.3-4].

2.4. Hydrodynamics

Especially relevant hydrodynamic effects are wind generated waves, variations of the mean sea level due to tides or swell (both are generally increasing for sites closer to shore) and sea ice. Significant current loading is expected only at locations with considerable tides.

The wave conditions relevant for a bottom-mounted offshore wind farm are influenced by two inherent properties, the limited distance to shore (approx. 5 - 50 km) and the reduced water depth (approx. 5 - 30 m). Note that both conditions are not normally applicable to most offshore structures for the oil and gas industry. Fetch limitations, i.e. the distance the wind is travelling over the sea before reaching the site, results in under developed sea states with lower energy content and smaller significant wave heights than far offshore. Due to

² Support structures of wind energy converters are characterised by the relation between the fundamental eigenfrequencies f_0 , the rotor frequency f_R and the blade (passing) frequency $f_B = N_b f_R$ respectively.

$f_0 < f_R$ or $f_0 < 1P$: soft-soft design
 $f_R < f_0 < f_B$ or $1P < f_0 < N_b P$: soft-stiff design
 $f_B < f_0$ or $N_b P < f_0$: stiff-stiff design

In case of a turbine with variable rotor frequency $f_{R,min} \neq f_R \neq f_{R,max}$ or with two constant rotational frequencies $f_{R,1} < f_{R,2}$ analogous definitions are valid [2.3.1].

the water depth limitation the generation of high waves is hindered or high waves propagating from an open sea towards the shore are lowered due to breaking.

Therefore suitable met-ocean design parameters for OWECS sites cannot be found in general marine charts or be derived from simple relations such as the fully developed Pierson-Moskowitz spectrum. Either measurements, application of wave generation models or hindcasting of met-ocean data are required. In all cases the correlation between mean wind speed and spectral wave parameters is needed since the OWECS is suffering simultaneously stochastic waves and turbulent wind.

According to [2.4-1] shallow water effects like wave refraction due to bottom topography, increase of wave steepness, loss of wave energy due to breaking, etc. have to be considered for water depths below $d_o = 2.5 H_{s50}'$ (with H_{s50}' the 50-year return period significant wave height corrected by refraction effects if necessary). This criterion is valid for the southern North Sea ($H_{s50} = 9$ m) for water depths below 22.5 m which are typical for near future OWECS. The commonly accepted rule for breaking of a wave in shallow water is that the breaking wave height H_B equals 78 % of the water depth d . As a consequence not only the hydrodynamic design parameters have to be adapted but also more sophisticated approaches in the load calculations might be required. These could be higher order wave theories, e.g. Stream function theory for near-breaking waves, or even models for breaking wave impact which include inherent uncertainties since the effect is not fully understood. Therefore, if breaking waves are considered in the design process one has to apply high safety margins and this criterion might become the overruling design condition.

In JOUR 0072 [2.4-2] it has been stressed that the higher eigenmodes of certain OWECS support structures can be excited by breaking wave effects.

It is common practice in offshore engineering to calculate wave forces on structures by one of the following approaches:

- Morison Equation
- Diffraction Theory

In the Morison equation, as implemented in nearly every offshore design tool, the total force is represented by an inertia term (linear in the accelerations involved, quadratic in the structure's diameter D) and a drag component (quadratic in the velocities involved, linear in D). This equation is valid for slender elements with a diameter smaller than approx. 0.2 times the wave length. This condition is satisfied for most bottom-fixed OWECS support structures loaded by higher waves. Exceptions are the caissons of gravity base support structures and tower structures with a large diameter in shallow waters. For such hydrodynamically compact designs the disturbance of the wave field by the structure and the reflection of energy becomes important and requires specific computational tools based on solution of the potential flow problem.

The magnitude of dynamic response due to the wave excitation depends strongly on the eigenfrequencies of the support structure (section 2.3). In addition, the design concept has some influence also. Generally single column

structures are suffering higher dynamic loads than multi column designs where partial cancellation effects occur.

Hydrodynamic damping of flexible, slender offshore structures is a well-known effect which is of lower importance for OWEC because of the relatively large ratio between dry and submerged structural height. Two to three times lower values are found in a comparison of an OWEC tripod structure with a jacket structure [2.4-3].