

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



**Wind energy generation systems –
Part 3-2: Design requirements for floating offshore wind turbines**

**Systèmes de génération d'énergie éolienne –
Partie 3-2: Exigences de conception des éoliennes en mer flottantes**

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-3-2:2025



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2025 IEC, Geneva, Switzerland

All rights reserved. Unless otherwise specified, no part of this publication may be reproduced or utilized in any form or by any means, electronic or mechanical, including photocopying and microfilm, without permission in writing from either IEC or IEC's member National Committee in the country of the requester. If you have any questions about IEC copyright or have an enquiry about obtaining additional rights to this publication, please contact the address below or your local IEC member National Committee for further information.

Droits de reproduction réservés. Sauf indication contraire, aucune partie de cette publication ne peut être reproduite ni utilisée sous quelque forme que ce soit et par aucun procédé, électronique ou mécanique, y compris la photocopie et les microfilms, sans l'accord écrit de l'IEC ou du Comité national de l'IEC du pays du demandeur. Si vous avez des questions sur le copyright de l'IEC ou si vous désirez obtenir des droits supplémentaires sur cette publication, utilisez les coordonnées ci-après ou contactez le Comité national de l'IEC de votre pays de résidence.

IEC Secretariat
3, rue de Varembe
CH-1211 Geneva 20
Switzerland

Tel.: +41 22 919 02 11
info@iec.ch
www.iec.ch

About the IEC

The International Electrotechnical Commission (IEC) is the leading global organization that prepares and publishes International Standards for all electrical, electronic and related technologies.

About IEC publications

The technical content of IEC publications is kept under constant review by the IEC. Please make sure that you have the latest edition, a corrigendum or an amendment might have been published.

IEC publications search - webstore.iec.ch/advsearchform

The advanced search enables to find IEC publications by a variety of criteria (reference number, text, technical committee, ...). It also gives information on projects, replaced and withdrawn publications.

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

Stay up to date on all new IEC publications. Just Published details all new publications released. Available online and once a month by email.

IEC Customer Service Centre - webstore.iec.ch/csc

If you wish to give us your feedback on this publication or need further assistance, please contact the Customer Service Centre: sales@iec.ch.

IEC Products & Services Portal - products.iec.ch

Discover our powerful search engine and read freely all the publications previews, graphical symbols and the glossary. With a subscription you will always have access to up to date content tailored to your needs.

Electropedia - www.electropedia.org

The world's leading online dictionary on electrotechnology, containing more than 22 500 terminological entries in English and French, with equivalent terms in 25 additional languages. Also known as the International Electrotechnical Vocabulary (IEV) online.

A propos de l'IEC

La Commission Electrotechnique Internationale (IEC) est la première organisation mondiale qui élabore et publie des Normes internationales pour tout ce qui a trait à l'électricité, à l'électronique et aux technologies apparentées.

A propos des publications IEC

Le contenu technique des publications IEC est constamment revu. Veuillez vous assurer que vous possédez l'édition la plus récente, un corrigendum ou amendement peut avoir été publié.

Recherche de publications IEC -

webstore.iec.ch/advsearchform

La recherche avancée permet de trouver des publications IEC en utilisant différents critères (numéro de référence, texte, comité d'études, ...). Elle donne aussi des informations sur les projets et les publications remplacées ou retirées.

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

Restez informé sur les nouvelles publications IEC. Just Published détaille les nouvelles publications parues. Disponible en ligne et une fois par mois par email.

Service Clients - webstore.iec.ch/csc

Si vous désirez nous donner des commentaires sur cette publication ou si vous avez des questions contactez-nous: sales@iec.ch.

IEC Products & Services Portal - products.iec.ch

Découvrez notre puissant moteur de recherche et consultez gratuitement tous les aperçus des publications, symboles graphiques et le glossaire. Avec un abonnement, vous aurez toujours accès à un contenu à jour adapté à vos besoins.

Electropedia - www.electropedia.org

Le premier dictionnaire d'électrotechnologie en ligne au monde, avec plus de 22 500 articles terminologiques en anglais et en français, ainsi que les termes équivalents dans 25 langues additionnelles. Egalement appelé Vocabulaire Electrotechnique International (IEV) en ligne.

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



**Wind energy generation systems –
Part 3-2: Design requirements for floating offshore wind turbines**

**Systèmes de génération d'énergie éolienne –
Partie 3-2: Exigences de conception des éoliennes en mer flottantes**

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

ICS 27.180

ISBN 978-2-8322-9825-1

**Warning! Make sure that you obtained this publication from an authorized distributor.
Attention! Veuillez vous assurer que vous avez obtenu cette publication via un distributeur agréé.**

CONTENTS

FOREWORD.....	8
INTRODUCTION.....	11
1 Scope.....	12
2 Normative references	13
3 Terms and definitions	14
4 Symbols, units and abbreviated terms	26
4.1 General.....	26
4.2 Symbols and units.....	26
4.3 Abbreviated terms.....	27
5 Principal elements	28
5.1 General.....	28
5.2 Design methods.....	28
5.3 Safety level for FOWT.....	30
5.4 Safety classes for RNA and tower.....	30
5.5 Quality assurance	30
5.6 Rotor–nacelle assembly markings.....	30
5.7 Support structure markings	31
6 External conditions – definition and assessment.....	31
6.1 General.....	31
6.2 Wind turbine classes.....	31
6.3 Definition of external conditions at a FOWT site.....	32
6.3.1 General	32
6.3.2 Wind conditions	32
6.3.3 Marine conditions	33
6.3.4 Electrical power network conditions	40
6.3.5 Other environmental conditions	40
6.4 Assessment of external conditions at a FOWT site.....	41
6.4.1 General	41
6.4.2 The metocean database	41
6.4.3 Assessment of wind conditions	42
6.4.4 Assessment of marine conditions.....	44
6.4.5 Assessment of other environmental conditions	48
6.4.6 Assessment of electrical network conditions	49
6.4.7 Assessment of soil conditions.....	49
7 Structural design	50
7.1 General.....	50
7.2 Design methodology	51
7.3 Loads.....	51
7.3.1 General	51
7.3.2 Gravitational and inertial loads	51
7.3.3 Aerodynamic loads	51
7.3.4 Actuation loads.....	51
7.3.5 Hydrodynamic loads	52
7.3.6 Sea/lake ice loads	52
7.3.7 Other loads.....	52
7.4 Design situations and load cases	53

7.4.1	General	53
7.4.2	Power production (DLC 1.1 to 1.6)	63
7.4.3	Power production plus occurrence of fault or loss of electrical network connection (DLC 2.1 – 2.6)	64
7.4.4	Start up (DLC 3.1 to 3.3)	66
7.4.5	Normal shutdown (DLC 4.1 to 4.3)	67
7.4.6	Emergency stop (DLC 5.1)	68
7.4.7	Parked (standstill or idling) (DLC 6.1 to 6.5)	68
7.4.8	Parked plus fault conditions (DLC 7.1 and 7.2)	69
7.4.9	Transport, assembly, maintenance and repair (DLC 8.1 to 8.4)	70
7.4.10	Redundancy check and damage stability (DLC F1.1 to F2.3)	74
7.5	Load and load effect calculations	75
7.5.1	General	75
7.5.2	Relevance of hydrodynamic loads	75
7.5.3	Calculation of hydrodynamic loads	76
7.5.4	Calculation of sea/lake ice loads	77
7.5.5	Overall damping assessment for support structure response evaluations	77
7.5.6	Simulation requirements	78
7.5.7	Other requirements	82
7.6	Limit state analysis	83
7.6.1	Method	83
7.6.2	Ultimate strength analysis	86
7.6.3	Fatigue analysis	87
7.6.4	Serviceability analysis	88
8	Control system	89
9	Mechanical systems	90
10	Electrical system	91
11	Anchor design	91
12	Assembly, transport and installation	91
12.1	General	91
12.2	Planning	92
12.3	Environmental conditions	92
12.4	Documentation	92
12.5	Transport, receiving, handling and storage	93
13	Commissioning, operation and maintenance	93
13.1	General	93
13.2	Design requirements for safe operation, inspection and maintenance	93
13.3	Commissioning	94
13.3.1	General	94
13.3.2	Energization	95
13.3.3	Commissioning tests	95
13.3.4	Records	95
13.3.5	Post commissioning activities	95
13.4	Operator's instruction manual	95
13.4.1	General	95
13.4.2	Instructions for operations and maintenance record	96
13.4.3	Instructions for unscheduled automatic shutdown	96
13.4.4	Instructions for diminished reliability	96

13.4.5	Work procedures plan	96
13.4.6	Emergency procedures plan	97
13.5	Maintenance manual	97
14	Stationkeeping systems	98
14.1	General	98
14.2	Catenary, semi-taut or taut stationkeeping systems	98
14.3	Tendon systems	99
14.4	Synthetic mooring	99
14.5	Stationkeeping system hardware	99
14.6	Dynamic power cable	99
15	Floating stability	100
15.1	General	100
15.2	Intact static stability criteria	101
15.3	Quasi static evaluation	101
15.4	Dynamic response evaluation	102
15.5	Damage stability criteria	102
16	Materials	103
17	Marine support systems	103
17.1	General	103
17.2	Bilge system	103
17.3	Ballast system	103
Annex A (informative)	Key design parameters for a floating offshore wind turbine (FOWT)	104
A.1	Floating offshore wind turbine (FOWT) identifiers	104
A.1.1	General	104
A.1.2	Rotor nacelle assembly (machine) parameters	104
A.1.3	Support structure parameters	105
A.1.4	Wind conditions (based on a 10-min reference period and including wind farm wake effects where relevant)	105
A.1.5	Marine conditions (based on a 3-hour reference period where relevant)	106
A.1.6	Electrical network conditions at turbine	107
A.2	Other environmental conditions	107
A.3	Limiting conditions for transport, installation and maintenance	108
Annex B (informative)	Guidance on calculation of hydrodynamic loads	109
B.1	General	109
B.2	Morison's equation	109
B.3	Diffraction and radiation theory	109
B.4	Slam loading	110
B.5	Vortex-induced vibrations and motions	110
B.6	Appurtenances and marine growth	111
B.7	Global analysis and fatigue analysis methods	111
B.8	Breaking wave loads	112
B.9	Air gap	112
Annex C (informative)	Floating offshore wind turbine (FOWT) anchor design	113
Annex D (informative)	Statistical extrapolation of operational metocean parameters for ultimate strength analysis	114
D.1	General	114
D.2	Use of IFORM to determine 50-yr significant wave height conditional on mean wind speed	114

D.3	Examples of joint distributions of V and H_S and approximations to the environmental contour	116
D.4	Choice of sea state duration	118
D.5	Determination of the extreme individual wave height to optionally be embedded in SSS	119
Annex E	(informative) Corrosion protection	120
E.1	General	120
E.2	The marine environment	120
E.3	Corrosion protection considerations	121
E.4	Corrosion protection systems – Support structures	121
E.5	Corrosion protection in the rotor-nacelle assembly	122
Annex F	(informative) Prediction of extreme wave heights during tropical cyclones	123
F.1	General	123
F.2	Wind field estimation for tropical cyclones	123
F.3	Wave estimation for tropical cyclones	124
Annex G	(informative) Recommendations for alignment of safety levels in tropical cyclone regions	125
G.1	General	125
G.2	Global robustness level criteria	125
G.3	Design load cases	125
Annex H	(informative) Earthquakes	127
Annex I	(informative) Model tests	128
Annex J	(informative) Tsunamis	131
J.1	General	131
J.2	Numerical model of tsunami [51], [52]	131
J.3	Evaluation of variance of water surface elevation and current velocity [5]	134
Annex K	(informative) Redundancy of stationkeeping system	135
Annex L	(informative) Differing limit state methods in IEC and ISO standards	136
Annex M	(informative) Application of load and load effect logic to floating substructure design	138
M.1	General	138
M.2	Typical load computation setups	138
M.3	Applied example	139
Annex N	(informative) Guidance on simulation length and associated parameters	140
N.1	General considerations	140
N.1.1	General	140
N.1.2	Initial transient time	140
N.1.3	Low-frequency dynamics sampling	140
N.1.4	Reference period	140
N.2	Simulations for fatigue limit state analysis	141
N.2.1	General	141
N.2.2	Response variance and reference period	141
N.2.3	Statistical convergence of damage	141
N.3	Simulations for extreme limit state analysis	141
N.3.1	General	141
N.3.2	Characteristic extreme consistency with the reference period	142
N.3.3	Characteristic value variability	142

Annex O (informative) Estimation of wave directional spreading by long wave method / single point measurement	143
O.1 Background.....	143
O.2 Linear free-wave extraction.....	144
O.3 Second-order calculation	144
Annex P (informative) Direction spreading function	146
Annex Q (informative) Concrete structures design	147
Q.1 General.....	147
Q.2 Design load cases.....	147
Q.2.1 Limit states in reinforced concrete design	147
Q.2.2 ULS, ALS and FLS load cases.....	148
Q.2.3 SLS load cases.....	148
Q.2.4 Load factors	148
Q.3 Design criteria	149
Q.3.1 Material factors.....	149
Q.3.2 ULS, ALS, FLS verifications.....	149
Q.3.3 SLS: Watertightness verification	150
Q.3.4 SLS: Crack-opening verification.....	150
Q.3.5 SLS: Limitation of stresses	150
Annex R (informative) Relationship between peak wave period and significant wave height in the sea areas affected by swell.....	151
R.1 General.....	151
R.2 Relationship between wave height and wave period in the sea areas affected by swell	151
Annex S (informative) Application of damage stability criteria	152
S.1 Objective	152
S.2 Scenario of loss of floating stability.....	152
S.3 Flow of application of new damage stability criteria	152
S.4 Definition of target probability of failure (PS).....	153
S.5 Definition of collision probability (P1)	154
S.6 Definition of total loss probability by ship collision (P2)	156
S.6.1 Concept of estimation of P2 and PT.....	156
S.6.2 Simplification of FEM analysis	156
S.6.3 Estimation of P2 by limit curve.....	158
S.7 Additional countermeasure to reduce P2.....	159
Bibliography.....	160
Figure 1 – Parts of a floating offshore wind turbine (FOWT).....	16
Figure 2 – Rigid-body motion degrees of freedom of a floating substructure; <i>illustration by Alfred Hicks, National Renewable Energy Laboratory</i>	17
Figure 3 – Design process for a floating offshore wind turbine (FOWT).....	29
Figure 4 – Definition of water levels	38
Figure 5 – Top-down view of nacelle yaw and nacelle yaw misalignment in a simulation	62
Figure 6 – The two approaches to calculate the design load effect.....	84
Figure D.1 – Example of the construction of the 50-year environmental contour for a 3-hour sea state duration	115
Figure J.1 – The calculated result of Equation (J.8)	133

Figure M.1 – Example of load and load effect workflow for a hybrid "beams" and "nodes" floating substructure model setup	139
Figure O.1 – A typical 60-min (full-scale) time history spectrum with $H_s = 6,18$ m and $T_p = 10,36$ s recorded at the Ocean Engineering Wide Tank, University of Ulsan, Korea (South)	143
Figure R.1 – The relationship between significant wave height and significant wave period based on the measurement at Fukushima offshore site [2]	151
Figure S.1 – Concept flow of application of new damage stability criteria	153
Figure S.2 – Concept image of the approaching frequency	155
Figure S.3 – Concept of estimation of P2 and PT in a strict way.....	156
Figure S.4 – Concept of a limit curve	158
Figure S.5 – Concept of the probability of total loss probability by ship collision.....	158
Table 1 – Conversion between extreme wind speeds of different averaging periods.....	42
Table 2 – Design load cases	56
Table 3 – Safety factor for yield stress	87
Table G.1 – Additional load cases for tropical cyclone affected regions	126
Table L.1 – Mapping of limit states in ISO 19904-1 Table 4 and load cases from IEC 61400-3-2	137
Table Q.1 – Partial factors γ_F for actions for different limit states	149
Table Q.2 – Material factors γ_m for different limit states and materials	149
Table Q.3 – Allowable crack-width for different exposure zones	150
Table S.1 – Annual reliability of offshore structures	154

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

WIND ENERGY GENERATION SYSTEMS –

Part 3-2: Design requirements for floating offshore wind turbines

FOREWORD

- 1) The International Electrotechnical Commission (IEC) is a worldwide organization for standardization comprising all national electrotechnical committees (IEC National Committees). The object of IEC is to promote international co-operation on all questions concerning standardization in the electrical and electronic fields. To this end and in addition to other activities, IEC publishes International Standards, Technical Specifications, Technical Reports, Publicly Available Specifications (PAS) and Guides (hereafter referred to as "IEC Publication(s)"). Their preparation is entrusted to technical committees; any IEC National Committee interested in the subject dealt with may participate in this preparatory work. International, governmental and non-governmental organizations liaising with the IEC also participate in this preparation. IEC collaborates closely with the International Organization for Standardization (ISO) in accordance with conditions determined by agreement between the two organizations.
- 2) The formal decisions or agreements of IEC on technical matters express, as nearly as possible, an international consensus of opinion on the relevant subjects since each technical committee has representation from all interested IEC National Committees.
- 3) IEC Publications have the form of recommendations for international use and are accepted by IEC National Committees in that sense. While all reasonable efforts are made to ensure that the technical content of IEC Publications is accurate, IEC cannot be held responsible for the way in which they are used or for any misinterpretation by any end user.
- 4) In order to promote international uniformity, IEC National Committees undertake to apply IEC Publications transparently to the maximum extent possible in their national and regional publications. Any divergence between any IEC Publication and the corresponding national or regional publication shall be clearly indicated in the latter.
- 5) IEC itself does not provide any attestation of conformity. Independent certification bodies provide conformity assessment services and, in some areas, access to IEC marks of conformity. IEC is not responsible for any services carried out by independent certification bodies.
- 6) All users should ensure that they have the latest edition of this publication.
- 7) No liability shall attach to IEC or its directors, employees, servants or agents including individual experts and members of its technical committees and IEC National Committees for any personal injury, property damage or other damage of any nature whatsoever, whether direct or indirect, or for costs (including legal fees) and expenses arising out of the publication, use of, or reliance upon, this IEC Publication or any other IEC Publications.
- 8) Attention is drawn to the Normative references cited in this publication. Use of the referenced publications is indispensable for the correct application of this publication.
- 9) IEC draws attention to the possibility that the implementation of this document may involve the use of (a) patent(s). IEC takes no position concerning the evidence, validity or applicability of any claimed patent rights in respect thereof. As of the date of publication of this document, IEC had not received notice of (a) patent(s), which may be required to implement this document. However, implementers are cautioned that this may not represent the latest information, which may be obtained from the patent database available at <https://patents.iec.ch>. IEC shall not be held responsible for identifying any or all such patent rights.

IEC 61400-3-2 has been prepared by IEC technical committee 88: Wind energy generation systems. It is an International Standard.

This first edition cancels and replaces IEC TS 61400-3-2, published in 2019. This edition constitutes a technical revision.

This edition includes the following significant technical changes with respect to IEC TS 61400-3-2:

- a) The relevant contents of IEC 61400-3-1 have been migrated into IEC 61400-3-2, making IEC 61400-3-2 a self-standing document that does not have to be read directly in conjunction with IEC 61400-3-1.

- b) Several modifications have been made regarding metocean conditions in Clause 6 considering the nature of FOWT and the offshore site where FOWT will be installed, including: (1) the importance of wave directional spreading has been highlighted as it may result in larger loads for FOWT, including the addition of the new informative Annex O and Annex P and (2) the characteristic of swell has been explained, which may be relevant for some FOWT projects, including the addition of new informative Annex R regarding the characteristic of swell.
- c) Subclauses 7.1, 7.2, 7.3, 7.4 and 7.5 have been changed to include a revised DLC table and its related descriptions, including amongst others updated requirements on directionality, wave conditions, redundancy check and damage stability cases, and a robustness check case; further updates are made related to guidance and necessities provided on load calculations and simulation requirements.
- d) Subclause 7.6 has been updated with guidance on fatigue assessment along with clarifications on serviceability analysis and the applicable material for WSD; related Annex L has been updated and a new Annex M has been added for clarification of the safety factors and load and load effect approach for floating substructures.
- e) The concept of floater control system that will interact with the wind turbine controller has been introduced in Clause 8.
- f) Clause 11 has been renamed from "Foundation and substructure design" to "Anchor design" and requirements for the transient conditions have been added.
- g) A more detailed clause regarding concrete design has been added to Clause 16 together with an informative Annex Q.
- h) Clause 15 has been updated with the aim to improve ease of use, using experience from oil and gas and considering unique wind turbine characteristics; updates included guidance for TLPs, damage stability, dynamic stability, testing and the addition for Annex S regarding how to analyse collision probability.

This International Standard is to be read in conjunction with IEC 61400-1, *Wind energy generation systems – Part 1: Design requirements*.

The text of this International Standard is based on the following documents:

Draft	Report on voting
88/1028/FDIS	88/1050/RVD

Full information on the voting for the approval of this International Standard can be found in the report on voting indicated in the above table.

The language used for the development of this International Standard is English.

This publication was drafted in accordance with the ISO/IEC Directives, Part 2, and developed in accordance with the ISO/IEC Directives, Part 1 and ISO/IEC Directives, IEC Supplement, available at www.iec.ch/members_experts/refdocs. The main document types developed by IEC are described in greater detail at www.iec.ch/publications.

A list of all parts of the IEC 61400 series, published under the general title *Wind energy generation systems*, can be found on the IEC website.

The committee has decided that the contents of this document will remain unchanged until the stability date indicated on the IEC website under webstore.iec.ch in the data related to the specific document. At this date, the document will be

- reconfirmed,
- withdrawn, or
- revised.

IMPORTANT – The "colour inside" logo on the cover page of this document indicates that it contains colours which are considered to be useful for the correct understanding of its contents. Users should therefore print this document using a colour printer.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-3-2:2025

INTRODUCTION

This part of IEC 61400 outlines the minimum design requirements for floating offshore wind turbines (FOWT) and is not intended for use as a complete design specification or instruction manual.

Several different parties may be responsible for undertaking the various elements of the design, manufacture, assembly, installation, erection, commissioning, operation and maintenance of a FOWT and for ensuring that the requirements of this document are met. The division of responsibility between these parties is a contractual matter and is outside the scope of this document.

Any of the requirements of this document may be altered if it can be suitably demonstrated that the safety of the system is not compromised. Compliance with this document does not relieve any person, organization, or corporation from the responsibility of observing other applicable regulations.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-3-2:2025

WIND ENERGY GENERATION SYSTEMS –

Part 3-2: Design requirements for floating offshore wind turbines

1 Scope

This part of IEC 61400 specifies requirements for assessment of the external conditions at a floating offshore wind turbine (FOWT) site and specifies essential design requirements to ensure the engineering integrity of FOWTs. Its purpose is to provide an appropriate level of protection against damage from all anticipated hazards during the planned lifetime.

This document focuses on the engineering integrity of the structural components of a FOWT but is also concerned with subsystems such as control and protection mechanisms, internal electrical systems and mechanical systems.

A wind turbine shall be considered as a FOWT if the floating substructure is subject to hydrodynamic loading and supported by buoyancy and a stationkeeping system. A FOWT encompasses five principal subsystems: the RNA, the tower, the floating substructure, the stationkeeping system and the onboard machinery, equipment and systems that are not part of the RNA.

The following types of floating substructures are explicitly considered within the context of this document:

- ship-shaped structures and barges,
- semi-submersibles (Semi),
- spar buoys (Spar),
- tension-leg platforms/buoys (TLP / TLB).

This document can be utilized for structural types other than listed above, but special consideration may be needed to support novel features to achieve the same target safety level. These other structures can have a great range of variability in geometry, materials and structural forms and, therefore, can be only partly covered by the requirements of this document. In other cases, specific requirements stated in this document can be found not to apply to all or part of a structure under design. In all the above cases, conformity with this document will require that the design is based upon its underpinning principles and achieves a level of safety equivalent, or superior, to the level implicit in it.

This document is applicable to unmanned floating structures with one single horizontal axis turbine. While generally applicable, additional considerations may be needed, e.g., for multi-turbine units on a single floating substructure, vertical-axis wind turbines, FOWTs with shared moorings, spinning spars, floating structures without a stationkeeping system, or combined wind/wave energy systems.

This document is to be used together with the appropriate IEC and ISO standards mentioned in Clause 2. In particular, this document is fully consistent with the requirements of IEC 61400-1. In the event of requirements that may conflict between this document and the normative references, the requirements stated in this document supersede those of the references.

2 Normative references

The following documents are referred to in the text in such a way that some or all of their content constitutes requirements of this document. For dated references, only the edition cited applies. For undated references, the latest edition of the referenced document (including any amendments) applies.

IEC 60721 (all parts), *Classification of environmental conditions*

IEC 61400-1:2019, *Wind energy generation systems – Part 1: Design requirements*

IEC 61400-3-1, *Wind energy generation systems – Part 3-1: Design requirements for fixed offshore wind turbines*

IEC 61400-13, *Wind turbines – Part 13: Measurements of mechanical loads*

IEC 61400-15-1, *Wind energy generation systems – Part 15-1: Site suitability input conditions for wind power plants*¹

IEC 61400-24, *Wind turbines – Part 24: Lighting protection*

IEC TS 61400-30:2023, *Wind energy generation systems – Part 30: Safety of wind turbine generators – General principles for design*

ISO 2394, *General principles on reliability for structures*

ISO 2533, *Standard Atmosphere*

ISO 18692-1, *Fibre ropes for offshore stationkeeping – Part 1: General specification*

ISO 18692-2, *Fibre ropes for offshore stationkeeping – Part 2: Polyester*

ISO 18692-3, *Fibre ropes for offshore stationkeeping – Part 3: High modulus polyethylene (HMPE)*

ISO 19900, *Petroleum and natural gas industries – General requirements for offshore structures*

ISO 19901-1, *Petroleum and natural gas industries – Specific requirements for offshore structures – Part 1: Metocean design and operating conditions*

ISO 19901-4, *Petroleum and natural gas industries – Specific requirements for offshore structures – Part 4: Geotechnical and foundation design considerations*

ISO 19901-6, *Petroleum and natural gas industries – Specific requirements for offshore structures – Part 6: Marine operations*

ISO 19901-7, *Petroleum and natural gas industries – Specific requirements for offshore structures – Part 7: Stationkeeping systems for floating offshore structures and mobile offshore units*

ISO 19902, *Petroleum and natural gas industries – Fixed steel offshore structures*

¹ Under consideration. Stage at the time of publication: IEC/AFDIS 61400-15-1:2023.

ISO 19903, *Petroleum and natural gas industries – Concrete offshore structures*

ISO 19904-1, *Petroleum and natural gas industries – Floating offshore structures – Part 1: Ship-shaped, semi-submersible, spar and shallow-draught cylindrical structures*

ISO 19906, *Petroleum and natural gas industries – Arctic offshore structures*

ISO 29400, *Ships and marine technology – Offshore wind energy – Port and marine operations*

API RP 2T, *Planning, Designing, and Constructing Tension Leg Platforms*

IMO *International Code on Intact Stability*, 2008 (2008 IS CODE), 2020 Edition

IMO *2009 MODU CODE*, 2020 Edition

3 Terms and definitions

For the purposes of this document, the terms and definitions given in IEC 61400-1 and the following apply.

ISO and IEC maintain terminological databases for use in standardization at the following addresses:

- IEC Electropedia: available at <https://www.electropedia.org/>
- ISO Online browsing platform: available at <https://www.iso.org/obp>

3.1

air gap

clearance between the highest water surface that occurs during the extreme environmental conditions and the lowest exposed part not designed to withstand wave impingement

3.2

anchor

device attached to the end of the mooring line or tendon and partially or fully buried in the seabed to limit the movement of the mooring line or tendon and to transfer loads to the seabed

Note 1 to entry: Available options for anchoring floating structures include drag anchors, anchor piles (driven, jetted, suction, torpedo/gravity-embedded and drilled and grouted), and other anchor types such as gravity anchors and plate anchors.

3.3

blade pitch

rotational motion of the blade relative to the hub to control the angle between the blade and the wind

3.4

co-directional

acting in the same direction

3.5

control system

system implementing the turbine and FOWT support structure control functions, including sensors, logic elements, actuators, communication networks, and power supplies

Note 1 to entry: The intent of the control system is to control operation of the turbine and FOWT support structure by active and passive means to optimize the power yielding and keep the operating parameters within the limits assumed in the structural design of the whole FOWT. The control system is likely to include control loops for normal operation as well as alarms and shutdown mechanisms to ensure that limits are not exceeded.

Note 2 to entry: There may be a separate control system for turbine operation and the FOWT support structure.

3.6

current

flow of water past a fixed location usually described in terms of a current speed and direction

3.7

diffraction

physical phenomenon describing the influence of a floating substructure on the incoming wave field

Note 1 to entry: Diffraction constitutes part of the wave excitation hydrodynamic load on the floating substructure.

3.8

design wave

deterministic wave with a defined height, period and direction, used for the design of an offshore structure

Note 1 to entry: A design wave may be accompanied by a requirement for the use of a particular periodic wave theory.

3.9

designer

party or parties responsible for the design of a FOWT

3.10

dynamic power cable

dynamic and submerged electrical cable feeding or collecting power from a floating substructure, the dynamic part being located from the hang-off of the floating substructure to either the touch-down point or to another floating substructure

3.11

environmental conditions

characteristics of the environment (wind, air and sea temperature, waves, sea currents, water level, sea/lake ice, marine growth, scour and overall seabed movement, etc.) which may affect the behaviour of a FOWT

3.12

external conditions

external factors affecting operation of a FOWT, including environmental conditions, electrical network conditions, and other climatic factors (temperature, snow, ice, etc.)

3.13

extreme significant wave height

significant wave height of the sea state over the reference period with an annual probability of exceedance of $1/N$ ("return period": N years), extrapolated from the extreme distribution of significant wave height at the site

3.14

extreme wave height

individual wave height (generally the zero up-crossing wave height) with an annual probability of exceedance of $1/N$ ("return period": N years)

3.15

fast ice cover

rigid continuous cover of ice not in motion

3.16

fetch

distance over which the wind blows over the sea with approximately constant wind speed and direction

3.17

fixed offshore wind turbine

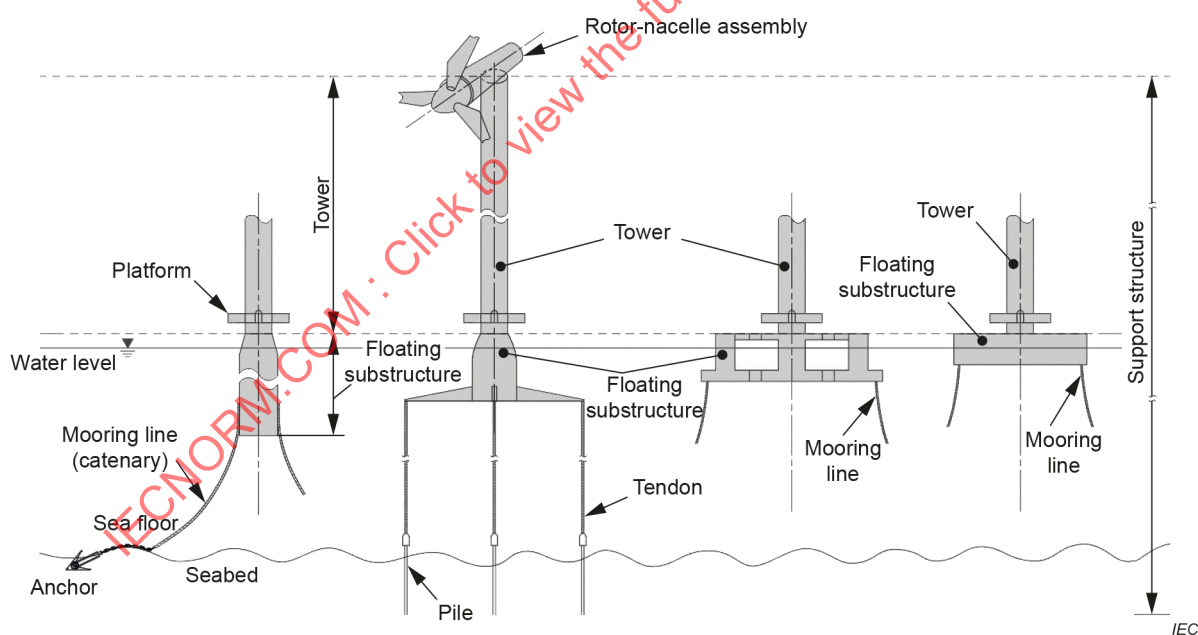
wind turbine with a substructure that is subject to hydrodynamic loading and is founded on the seabed

3.18

floating offshore wind turbine

wind turbine with a floating substructure that is subject to hydrodynamic loading and is supported by buoyancy and a station-keeping system

Note 1 to entry: Different FOWT support structure concepts are shown in Figure 1 together with the other parts of a FOWT support structure.



From left to right: Spar, TLP, Semisubmersible and Barge.

Figure 1 – Parts of a floating offshore wind turbine (FOWT)

3.19

floating offshore wind turbine site

location or intended location of an individual FOWT either alone or within a wind farm

3.20

floating stability

ability of a floating substructure to generate restoring moment after deviation from an equilibrium floating position

Note 1 to entry: Generally, verification of floating stability applies to both intact and damage conditions.

3.21

floating substructure

part of a FOWT support structure that floats above the sea floor, connects to the tower and stationkeeping system, and consists of a buoyant structure for supporting operational loads

Note 1 to entry: A floating substructure can also be referred to as a hull. Different floating substructure concepts are shown in Figure 1 together with the other parts of a FOWT.

3.22

heave

translational up or down motion of the floating substructure

Note 1 to entry: The six rigid-body motion degrees of freedom of a floating substructure – surge, sway, heave, roll, pitch and yaw – are illustrated in Figure 2.

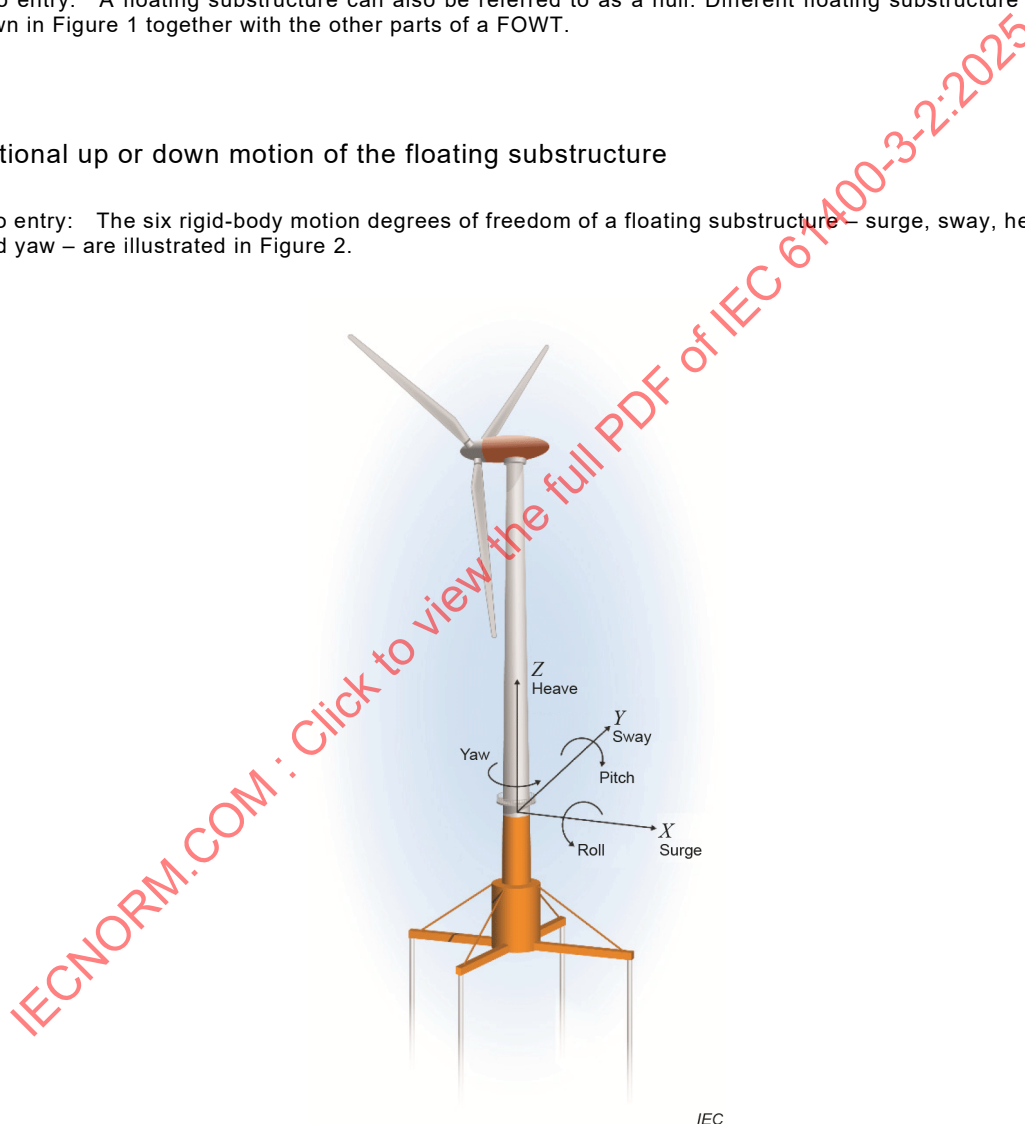


Figure 2 – Rigid-body motion degrees of freedom of a floating substructure; *illustration by Alfred Hicks, National Renewable Energy Laboratory*

Note 2 to entry: The coordinate system shown in Figure 2 is for reference only and may be defined by the designer.

3.23

highest astronomical tide

highest still water level that can be expected to occur under any combination of astronomical conditions and under average meteorological conditions

Note 1 to entry: Storm surges, which are meteorologically generated and essentially irregular, are superimposed on the tidal variations, so that a total still water level above highest astronomical tide may occur.

3.24

hindcasting

method of simulating historical (metocean) data for a region through numerical modelling

3.25

hub height

height of the centre of the swept area of the wind turbine rotor above the mean sea level

3.26

hummocked ice

crushed ice and ice floes piled up into ridges when large ice floes meet with each other or with a rigid obstacle, for example a floating substructure

3.27

ice floe

sheet of ice in size from metres to several kilometres, not rigidly frozen to a shore, still or in motion

3.28

icing

build-up of a cover of ice or frost on parts of a FOWT that can result in added loads and/or changed properties

3.29

land-locked waters

waters almost or entirely surrounded by land

3.30

load effect

effect of a single load or combination of loads on a structural component or system, for example internal force, stress, strain, motion, etc.

3.31

lowest astronomical tide

lowest still water level that can be expected to occur under any combination of astronomical conditions and under average meteorological conditions

Note 1 to entry: Storm surges, which are meteorologically generated and essentially irregular, are superimposed on the tidal variations, so that a total still water level below lowest astronomical tide may occur.

3.32

manufacturer

party or parties responsible for the manufacture and construction of a FOWT

3.33

marine conditions

characteristics of the marine environment (waves, sea currents, water level, sea/lake ice, marine growth, seabed movement and scour, etc.) which may affect the behaviour of a FOWT

3.34**marine growth**

surface coating on structural components caused by plants, animals and bacteria

3.35**mean sea level**

average level of the sea over a period of time long enough to remove variations due to waves, tides and storm surges

3.36**mean zero crossing period**

average period of the zero-crossing (up or down) waves in a sea state

Note 1 to entry: Relations exist between mean zero crossing period and peak period.

3.37**metocean**

abbreviation of meteorological and oceanographic

3.38**misaligned (for wind and waves)**

acting from different directions

3.39**mooring system**

passive type of stationkeeping system that typically comprises mooring lines, anchors, connectors and hardware and may include other components such as buoys, clamped weights, turrets, disconnecting system, etc.

3.40**moving ice**

portions of sea/lake ice that move under the action of wind and/or currents

3.41**multi-directional (for wind and waves)**

acting in multiple directions

3.42**nacelle yaw**

for turbines with an active or passive nacelle-yaw control mechanism, degree of freedom determining the orientation of the RNA with respect to the tower (and by extension the floating substructure)

3.43**operational draft**

draft of the floating substructure, measured from the bottom of the keel to the SWL without environmental excitation (no wind, no wave and no current), in operational conditions, meaning in-place with the wind turbine, stationkeeping system and dynamic power cable fully installed and ballasted for operation

Note 1 to entry: Operational draft is generally a fixed value for a given FOWT design. However, it may have a small range of values for specific FOWT designs, for example, depending on tide level ranges for a TLP or depending on variations in marine growth.

3.44

operational limit

value of a certain physical parameter defined in the design basis such as acceleration, inclination, heel, displacement, excursion, frequency, rpm, voltage, strain, pressure, wind speed, wave height, etc. that satisfies the most demanding of the prescribed operating criteria for a specified FOWT to ensure its operation within acceptable Reliability and Safety criteria

3.45

peak wave period

period of the peak energy in the wave spectrum

3.46

pitch

floating substructure rotational motion about an axis aligned with the sway direction

Note 1 to entry: The six rigid-body motion degrees of freedom of a floating substructure – surge, sway, heave, roll, pitch and yaw – are illustrated in Figure 2.

3.47

power collection system

electrical system that collects the power from one or more FOWTs

Note 1 to entry: The power collection system includes all electrical equipment connected between the wind turbine terminals and the network connection point. For offshore wind farms, the power collection system may include the connection to shore.

3.48

radiation (hydrodynamic)

physical phenomenon describing the wave field generated by the oscillation of a floating substructure in water

Note 1 to entry: Radiation depends on the floating substructure degree of freedom and oscillation frequency. The most common hydrodynamic load components of radiation are added mass and radiation damping.

3.49

recognized classification society

member of the International Association of Classification Societies (IACS), with recognized and relevant competence and experience in floating structures

3.50

redundancy (for stationkeeping system)

state of a FOWT stationkeeping system when following a loss of one mooring line or tendon, the FOWT will be kept within a confined area by the damaged stationkeeping system and will not interfere with other structures, such that no further consequences of the loss of the mooring line or tendon will take place

Note 1 to entry: Dynamic infield power cable rupture and power shutdown due to FOWT drift-off may be an accepted solution based on owner/developer approval.

3.51

reference period

period during which stationarity is assumed for a given stochastic process, for example wind speed, sea elevation or response

3.52

refraction

process by which wave energy is redistributed as a result of changes in the wave propagation velocity due to variations in water depth and/or current velocity

3.53**roll**

floating substructure rotational motion about an axis aligned with the surge direction

Note 1 to entry: The six rigid-body motion degrees of freedom of a floating substructure – surge, sway, heave, roll, pitch and yaw – are illustrated in Figure 2.

3.54**rotor–nacelle assembly**

part of a FOWT carried by the support structure

3.55**scantling**

sizing of plates, girders and stiffeners of floating substructures

3.56**sea floor**

interface between the sea and the seabed

3.57**sea floor slope**

local gradient of the sea floor, for example associated with a beach

3.58**sea/lake ice**

frozen seawater or lake freshwater

3.59**sea state**

condition of the sea in which its statistics remain stationary

3.60**seabed**

materials below the sea floor in which a support structure is founded

3.61**seabed movement**

movement of the seabed due to natural geological processes

3.62**scour**

removal of seabed soils by currents and waves or caused by structural elements interrupting the natural flow regime above the sea floor

3.63**semisubmersible**

floating substructure normally consisting of a top structure with a number of widely spaced, large cross-section, supporting columns connected to submerged pontoons or heave plates

Note 1 to entry: Pontoon/column geometry is usually chosen to minimize global motions in a broad range of wave frequencies.

3.64**shallow water**

depth in which the presence of the seabed has a pronounced effect on the wave hydrodynamics

3.65

significant wave height

statistical measure of the height of waves in a sea state, defined as either the average height of the highest one third of the zero up-crossing waves or as $4 \times \sigma_\eta$ where σ_η is the standard deviation of the sea surface elevation

Note 1 to entry: The former height is called the statistical significant wave height (usually denoted $H_{1/3}$ ², while the latter height is called the spectral significant wave height (denoted by H_s or H_{m0}).

3.66

significant wave period

statistical measure of the period of waves in a sea state, defined as the average period of the highest one third of the zero up-crossing waves, denoted $T_{1/3}$

Note 1 to entry: Relations exist between the peak period T_p and $T_{1/3}$.

3.67

spar

deep-draught, small water-plane area floating substructure

3.68

splash zone

external region of the FOWT support structure that is frequently wetted due to turbine operation, wave, tidal variations and floating substructure motions

Note 1 to entry: To define upper and lower limit of the splash zone, the following parameters shall be considered where applicable to the specific FOWT support structure type:

- the highest still water level with a return period of 1 year increased by the crest height of a wave with height equal to the significant wave height with a return period of 1 year,
- the lowest still water level with a return period of 1 year reduced by the trough depth of a wave with height equal to the significant wave height with a return period of 1 year,
- the shallowest and deepest operational draft, and
- the per direction average heel angle of the floating substructure during normal turbine operation.

Areas of the support structure that are only wetted during major storms (beyond a return period of 1 year) are not considered in the splash zone.

3.69

stationkeeping system

system capable of limiting the excursions and/or accelerations of the FOWT within prescribed limits and maintaining the intended orientation

Note 1 to entry: A stationkeeping system may differ from a mooring system in the case of active thrusters, tendons, etc.

3.70

still water level

abstract water level calculated by including the effects of tides and storm surge but excluding variations due to waves

Note 1 to entry: Still water level can be above, at, or below mean sea level.

3.71

storm surge

change in water level caused by atmospheric change and/or wind associated with a storm

² In deep water, $H_{1/3} \approx 0,956H_s$ regardless of wave spectral form (ISO 21650:2007).

3.72**structural dynamics model**

numerical model or sequence of models used to compute the physics-based response of the FOWT structure, including the environmental excitation (wind, waves, current), control actions and full-system structural response (rotor, drivetrain, nacelle, tower, floating substructure, and stationkeeping system)

3.73**support structure**

part of FOWT consisting of the tower, floating substructure, and stationkeeping system

SEE: Figure 1.

3.74**surge**

translational fore or aft motion of the floating substructure

Note 1 to entry: The six rigid-body motion degrees of freedom of a floating substructure – surge, sway, heave, roll, pitch and yaw – are illustrated in Figure 2.

3.75**sway**

translational side-to-side motion of the floating substructure

Note 1 to entry: The six rigid-body motion degrees of freedom of a floating substructure – surge, sway, heave, roll, pitch and yaw – are illustrated in Figure 2.

3.76**swell**

sea state in which waves generated by winds remote from the site have travelled to the site, rather than being locally generated

3.77**tendon**

collection of components of a stationkeeping system that forms a tensioned vertical or near-vertical link between the TLP-type floating substructure and the anchor on and beneath the sea floor for the purpose of providing stationkeeping and floating stability to FOWTs

3.78**tension leg platform**

vertically moored, buoyant, compliant structural system wherein excess buoyancy of the floating substructure (in excess of weight and tendon loads) maintains tension in the mooring system

3.79**tidal current**

current resulting from tides

3.80**tidal range**

vertical distance between the highest astronomical tide and the lowest astronomical tide

3.81**tides**

regular and predictable movements of the sea generated by astronomical forces

3.82**tower**

part of a FOWT support structure which connects the floating substructure to the rotor-nacelle assembly

3.83

tsunami

long period sea waves caused by rapid vertical movements of the sea floor

3.84

uni-directional (for wind and waves)

acting in a single direction

3.85

upwell

wave elevation relative to the floating substructure

3.86

water depth

vertical distance between the sea floor and the still water level

Note 1 to entry: As there are several definitions for the still water level (see 3.70) there can be several water depth values.

3.87

wave crest elevation

vertical distance between the crest of a wave and the still water level

3.88

wave direction

mean direction from which the wave is travelling

3.89

wave height

vertical distance between the highest and lowest points on the water surface of an individual zero up-crossing wave

3.90

wave period

time interval between the two zero up-crossings which bound a zero up-crossing wave

3.91

wave spectral peak frequency

frequency of the peak energy in the wave spectrum, the inverse of the wave peak period

3.92

wave spectrum

frequency domain description of the sea surface elevation in a sea state

3.93

wave steepness

ratio of the wave height to the wave length

3.94

weather downtime

one or more intervals of time during which the environmental conditions are too severe to allow for execution of a specified marine operation

3.95

weather window

interval of time during which the environmental conditions allow for execution of a specified marine operation

3.96**wind profile – wind shear law**

mathematical expression for assumed wind speed variation with height above still water level

Note 1 to entry: Commonly used profiles are the logarithmic profile (equation (1)) and the power law profile (equation (2)).

$$V(z) = V(z_r) \times \frac{\ln(z/z_0)}{\ln(z_r/z_0)} \quad (1)$$

$$V(z) = V(z_r) \times \left(\frac{z}{z_r} \right)^\alpha \quad (2)$$

where

$V(z)$ is the wind speed at height z ;

z is the height above the still water level;

z_r is a reference height above the still water level used for fitting the profile;

z_0 is the roughness length;

α is the wind shear (or power law) exponent.

3.97**wind sea**

sea state being generated by local winds

3.98**yaw**

floating substructure rotational motion about an axis aligned with the heave direction

Note 1 to entry: The six rigid-body motion degrees of freedom of a floating substructure – surge, sway, heave, roll, pitch and yaw – are illustrated in Figure 2.

3.99**zero up-crossing wave**

portion of a time history of wave elevation between zero up-crossings

Note 1 to entry: A zero up-crossing occurs when the sea surface rises (rather than falls) through the still water level.

4 Symbols, units and abbreviated terms

4.1 General

For the purposes of this document, the symbols and abbreviated terms given in IEC 61400-1 and the following apply:

4.2 Symbols and units

A_C	Charnock's constant	[-]
d	water depth	[m]
$f_{\text{low frequency}}$	upper end of low-frequency range	[Hz]
f_p	wave spectral peak frequency	[Hz]
g	acceleration due to gravity	[m/s ²]
H	individual wave height	[m]
H_B	breaking wave height	[m]
H_N	individual wave height with a return period of N years	[m]
H_s	spectral significant wave height	[m]
H_{sN}	spectral significant wave height with a return period of N years	[m]
$H_{1/3}$	statistical significant wave height	[m]
k	wave number	[-]
K_{max}	accumulated freezing degree-days	[°C]
L_k	velocity component integral scale parameter	[m]
$p(V_{\text{hub}})$	probability density function of hub height wind speed	[-]
R_d	design value for component resistance	[-]
R_k	characteristic value for component resistance	[-]
S_d	design value for load effect	[-]
$S.F.$	safety factor	[-]
S_k	characteristic value for load effect	[-]
S_η	single sided wave spectrum	[m ² /Hz]
t	time	[s]
T	wave period	[s]
T_p	peak spectral period	[s]
T_z	mean zero-crossing wave period	[s]
U_N	current velocity, with a return period of N years	[m/s]
U_{ss}	sub surface current velocity	[m/s]
U_w	wind-generated current velocity	[m/s]
V_N	expected extreme wind speed (averaged over 10 min), with a return period of N years	[m/s]
V_{eN}	expected extreme wind speed (averaged over 3 s), with a return period of N years	[m/s]
z	vertical distance above SWL	[m]

α	wind speed power law shear exponent	[-]
η	sea surface elevation relative to SWL	[m]
κ	von Karman's constant	[-]
λ	wave length	[m]
θ_c	current direction	[°]
θ_w	wave direction	[°]
θ_{wm}	mean wave direction	[°]
$\sigma_{\text{allowable}}$	allowable stress	[N/m ² or Pa]
σ_{buckling}	allowable buckling stress	[N/m ² or Pa]
σ_y	specified minimum yield strength	[N/m ² or Pa]
σ_{cr}	critical compressive buckling stress or shear buckling stress	[N/m ² or Pa]
σ_η	sea surface elevation standard deviation	[m]
τ	temperature	[°C]

4.3 Abbreviated terms

COD	co-directional
CPT	cone penetration test
DLC	design load case
ECD	extreme coherent gust with direction change
ECM	extreme current model
EDC	extreme direction change
EOG	extreme operating gust
ESS	extreme sea state
EWLR	extreme water level range
EWM	extreme wind speed model
EWS	extreme wind shear
FMEA	failure modes and effects analysis
FOWT	floating offshore wind turbine
HAT	highest astronomical tide
IACS	International Association of Classification Societies
IMO	International Maritime Organization
ITTC	International Towing Tank Conference
LAT	lowest astronomical tide
MIC	microbiologically influenced corrosion
MIS	misaligned
MODU	mobile offshore drilling unit
MSL	mean sea level
MUL	multi-directional
NCM	normal current model

NSS	normal sea state
NTM	normal turbulence model
NWLR	normal water level range
NWP	normal wind profile model
RCS	recognized classification society
RNA	rotor-nacelle assembly
SSS	severe sea state
SWL	still water level
TLB	tension-leg buoy
TLP	tension-leg platform
UNI	uni-directional
WSD	working stress design

5 Principal elements

5.1 General

The engineering and technical requirements to ensure the safety of the structural, mechanical, electrical and control systems of a FOWT are given in this document. This specification of requirements applies to the design, manufacture, transport (including towing), assembly, installation and manuals for operation and maintenance of a FOWT and the associated quality management process. In addition, safety procedures, which have been established in the various practices that are used in the transport, assembly, installation, operation and maintenance of a FOWT, are taken into account.

5.2 Design methods

This document requires the use of a structural dynamics model to predict design load effects. Such a model shall be used to determine the load effects for all relevant combinations of external conditions and design situations as defined in Clause 6 and Clause 7 respectively. A minimum set of such combinations has been defined as load cases in this document.

The design of the support structure of a FOWT shall be based on site-specific external conditions. These shall therefore be determined in accordance with the requirements stated in Clause 6. The conditions shall be summarized in the design basis.

The design of the FOWT support structure shall include the design of the stationkeeping system per Clause 14 and consider floating stability per Clause 15. The offset requirements, metocean conditions and corresponding loads on the floating substructure induced by the dynamic power cable system and the potential for clashing with the floating substructure and stationkeeping system shall be taken into account. Consideration shall be given to the submerged weight, mechanical response characteristics and hang-off location.

In the case of the rotor–nacelle assembly, which may have been designed initially on the basis of a standard wind turbine class as defined in IEC 61400-1:2019, 6.2, it shall be demonstrated that the FOWT support structure and the site-specific offshore conditions do not compromise the RNA structural integrity. The demonstration shall comprise a comparison of loads and deflections in the RNA calculated for the specific FOWT support-structure and the specific site conditions with those calculated during initial design.

The design of the control and protection system (see Clause 8), mechanical systems (see Clause 9) and electrical system (Clause 10) shall be verified taking account of the dynamic response of the FOWT.

The design process for a FOWT is illustrated in Figure 3. The figure indicates the key elements of the design process and identifies the corresponding relevant clauses of this standard. The process is iterative and shall incorporate load and load effect calculations for the complete wind turbine comprising the integrated support structure and rotor–nacelle assembly. The structural design of a FOWT may be regarded as completed when its structural integrity has been verified based on the limit state analyses defined in 7.6.

Data from full-scale testing of the RNA shall be used to increase confidence in predicted design values and to validate structural dynamics models and design situations. Data from full-scale testing of the FOWT support structure may similarly be used, if available. Guidance relating to the measurement of mechanical loads for full-scale wind turbine testing is available in IEC 61400-13. Data from model-scale testing should be used to confirm the response of a particular floating substructure configuration, to validate structural dynamics models and design situations, and to confirm that no extraordinary or unexpected behaviour of the tested configuration occurs (see Annex I).

Verification of the adequacy of the design shall be made by calculation and should be supported by testing. For guidance regarding how model tests can be utilized in the design process, see Annex I.

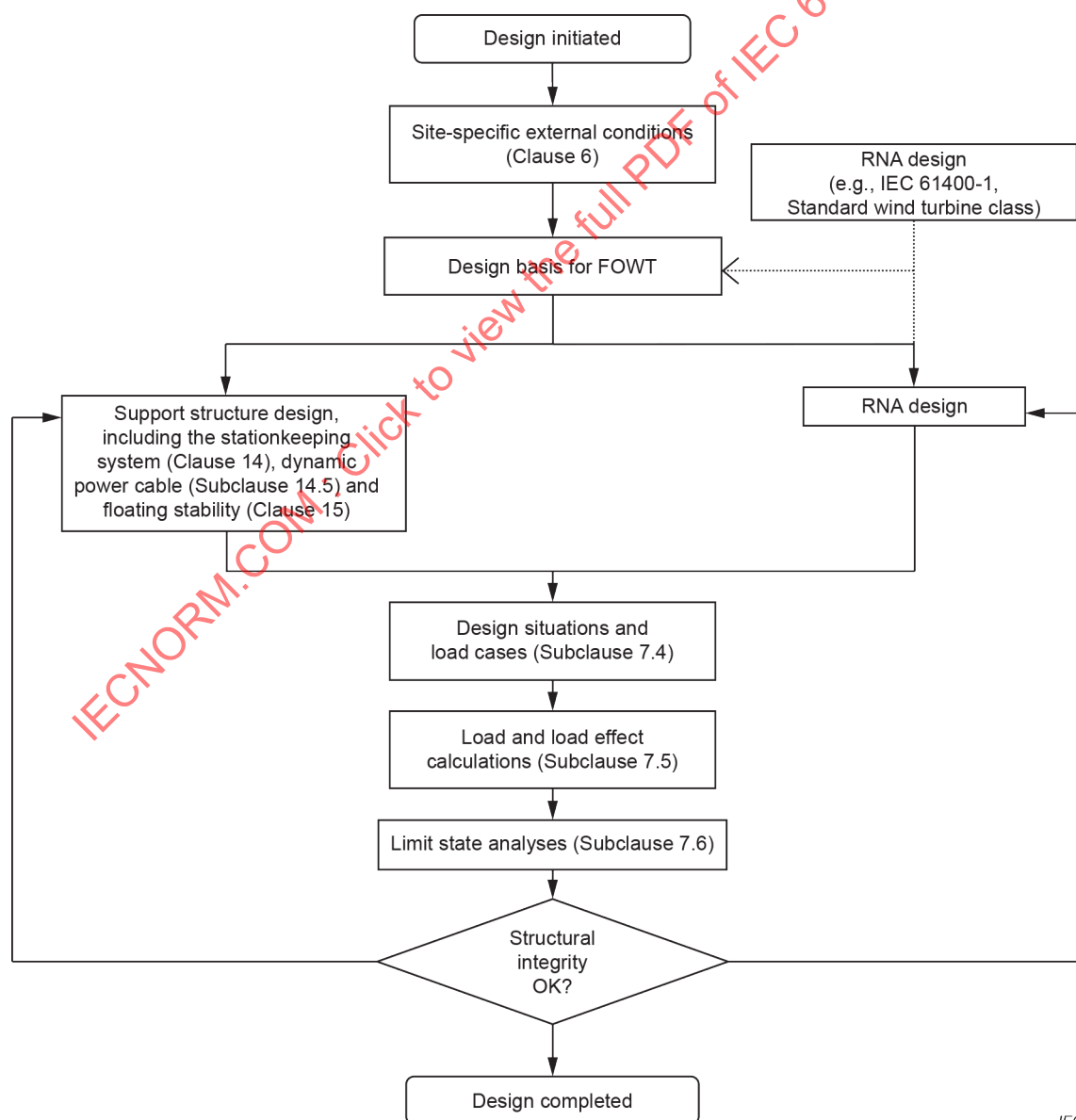


Figure 3 – Design process for a floating offshore wind turbine (FOWT)

5.3 Safety level for FOWT

The safety level of the FOWT designed according to this document shall be at or exceed the level inherent in IEC 61400-1.

The FOWT is unmanned-except for occasional inspection and maintenance visits-and the consequences of a potential failure of a FOWT are considered as moderate. This characterization corresponds to the medium (L2) exposure level as defined in ISO 19900 series. Care should be taken because ISO 19901-7 and ISO 19904-1 standards do not specify safety factors and return periods for medium (L2) exposure level. As a consequence, return periods, safety factors and methods provided in the present standard differ from those found in ISO 19900 series. Considering the FOWT as an L2 structure is equivalent to the safety level discussed in IEC 61400-1. Additional considerations for ISO 19900 series and IEC 61400 series approach for limit state analyses are provided in Annex L.

5.4 Safety classes for RNA and tower

An RNA shall be designed according to one of the following two safety classes:

- a normal safety class that applies when a failure results in risk of personal injury or other social or economic consequence;
- a special safety class that applies when the safety requirements are determined by local regulations and/or the safety requirements are agreed between the manufacturer and the customer.

Partial safety factors for normal safety class RNAs are specified in IEC 61400-1.

Partial safety factors for special safety class RNAs shall be agreed upon between the manufacturer and the customer. An RNA designed according to the special safety class shall be classified as a class S wind turbine as defined in IEC 61400-1.

IEC 61400-1 defines safety levels consistent with the safety level defined in clause 5.3 for the FOWT. Safety classes from IEC 61400-1 can be applied to the tower.

5.5 Quality assurance

Quality assurance shall be an integral part of the design, procurement, manufacture, installation, commissioning, operation and maintenance, and decommissioning of FOWTs and all their components.

5.6 Rotor–nacelle assembly markings

The following information, as a minimum, shall be prominently and legibly displayed on the indelibly marked rotor–nacelle assembly nameplate:

- RNA manufacturer and country;
- model and serial number;
- production year;
- rated power;
- reference wind speed, V_{ref} ;
- hub height operating wind speed range, $V_{in} - V_{out}$;
- operating ambient temperature range;
- IEC wind turbine class (see IEC 61400-1);
- rated voltage at the wind turbine terminals;
- frequency at the wind turbine terminals or frequency range in the case that the nominal variation is greater than 2 %.

5.7 Support structure markings

The following information, as a minimum, shall be prominently and legibly displayed on the indelibly marked FOWT support structure (including floating substructure) nameplate:

- draft marking (combined load line markings for operating in sea operation);
- unit identification;
- company and registered owner identification;
- markings required by local authorities.

6 External conditions – definition and assessment

6.1 General

FOWTs are subjected to environmental and electrical conditions, including the influence of nearby turbines, that may affect their loading, durability and operation. To ensure the appropriate level of safety and reliability, environmental, electrical and soil parameters shall be taken into account in the design and shall be explicitly stated in the design documentation.

The environmental conditions are divided into wind conditions, marine conditions (waves, sea currents, water level, sea/lake ice, marine growth, seabed movement and scour) and other environmental conditions. The electrical conditions refer to the electrical power network conditions. Soil properties are relevant to the design of the FOWT anchor and stationkeeping system.

The structural integrity shall be demonstrated taking proper account of the environmental conditions at each specific site at which the FOWT will be subsequently installed.

The design process for a FOWT is shown in Figure 3. The assessment of site-specific external conditions is the first step in the design process and forms the basis for the design. This clause therefore specifies both the definition and assessment of the external conditions.

The external conditions are subdivided into normal and extreme categories. The normal external conditions generally concern recurrent structural loading conditions, while the extreme external conditions represent rare external design conditions. The design load cases shall consist of critical combinations of these external conditions for specified joint return periods with wind turbine operational modes and other design situations.

The definition and assessment of the normal and extreme external conditions to be considered in design are specified in 6.2 to 6.4.

The abbreviations added in parentheses in the subclause headings in the remainder of this clause are used for describing the external conditions for the design load cases defined in 7.4.

6.2 Wind turbine classes

The external conditions to be considered in design are dependent on the intended site or site type for a FOWT installation. In IEC 61400-1 wind turbine classes are defined in terms of wind speed and turbulence parameters. The intention of the classes is to cover most onshore applications. IEC 61400-1 includes a specific class for tropical cyclone conditions ("T class"). Additional guidance on tropical cyclone conditions is available in Annex G of this document.

There are some principal differences between offshore and onshore wind conditions. However, for a FOWT the definition of classes in terms of wind speed and turbulence parameters remains appropriate as the basis of design of the rotor–nacelle assembly (RNA). As stated in 5.2 it shall be demonstrated subsequently that site-specific external conditions do not compromise the structural integrity of the rotor–nacelle assembly.

The manufacturer shall in the design documentation describe the models used and values of essential design parameters. Where the models described in Clause 6 are adopted, a statement of the values of the parameters will suffice. The design documentation should contain the information listed for guidance in Annex A.

6.3 Definition of external conditions at a FOWT site

6.3.1 General

A FOWT shall be designed to safely withstand the wind conditions and marine conditions adopted as the basis of design.

The wind regime and marine conditions for load and safety considerations are divided into the normal conditions which occur frequently during normal operation of a FOWT, and the extreme conditions which are defined as having a 1-year or 50-year return period. A 500-year return period is also used for a robustness check of the FOWT support structure.

NOTE The normal range of water levels is, however, defined in this document as the variation in water level with a return period of 1 year, refer to 6.3.3.4.2.

The extreme conditions are intended to produce N -year ($N = 1, 50$ or 500) return period load effects (cross-sectional loads, deformations, etc.). Combining marginal N -year events directly will in general produce load effects of longer return period than N years. The more environmental parameters that are combined in this way, the more conservative the design potentially becomes. For the assessment of the combined wind and marine environment, several parameters are relevant for the load effects of offshore turbines. Thus for FOWT design, the assessment of joint environmental conditions by specifying associated conditions instead of direct combinations of marginal conditions of equal return period is appropriate. The N -year response can alternatively be determined using a response based long-term analysis where all the actual metocean parameters are taken into account at each time step of a storm. Care should be taken however that rare combination of events may be difficult to extrapolate. API RP 2MET can be used for guidance.

To determine joint environmental conditions for design, the approach of environmental contours can be used. The joint environmental conditions to be designed for are then defined as those among all conditions on the environmental contour that cause the most extreme response for the given return period. The possible dynamic response shall be considered in the assessment. By this approach joint wind speeds, wave heights, wave periods, water levels, directional relations etc. may be established.

The application of the method of environmental contours, or other probabilistic methods, generally requires information defining the long-term joint probability distributions of wind and marine conditions. In practice not all environmental conditions are typically measured simultaneously. Environmental contours are instead developed for subsets of parameters – e.g. wave heights and water level, wave height and wave period, etc.

The following clauses define the predominant marginal extreme conditions to consider as a minimum, e.g., N -year return wind and marine conditions. Conditions to associate with these shall be established. In the absence of sufficient information to develop site-specific environmental contours, conservative alternatives are provided.

6.3.2 Wind conditions

The wind parameters defined in IEC 61400-1 are appropriate for the offshore environment. Site-specific conditions representative of the FOWT site shall be assessed in accordance with the requirements stated in 6.4.3.

It should be ensured that the representation of the power spectrum of the turbulence and the sampling of turbulence by the rotor in the low-frequency range are adequate to obtain suitable excitation of low-frequency modes of the FOWT.

6.3.3 Marine conditions

6.3.3.1 General

Care should be taken when the combined wind and wave input to the load simulations is defined so as not to disregard important sea states.

The effect of swell is not explicitly included in standard wave spectrum based on a single significant wave height and period, but may not be negligible in the area where swell exists and considered appropriately. The effect of swell may affect the response of FOWT in conjunction with low-frequency responses of FOWTs and multi directionality of the wave spectrum, i.e., the prevailing wave direction may be different for wind wave and swell. Wind-wave misalignment cases leading to bi-directional wave loading may require specific attention for FOWTs and shall be taken into account. This may be particularly important for load cases driving tower-base fatigue.

The marine conditions described in this subclause include waves, sea currents, water level, sea ice, marine growth, scour and seabed movement. Other external conditions relevant to the offshore environment are defined in 6.3.5.

6.3.3.2 Waves

6.3.3.2.1 General

Waves are irregular in shape, vary in height, length and speed of propagation, and may approach a FOWT from one or more directions simultaneously. The features of a real sea are best reflected by describing a sea state by means of a stochastic wave model.

The stochastic wave model represents the sea state as the superposition of many small individual frequency components, each of which is a periodic wave with its own amplitude, frequency and direction of propagation; the components have random phase relationships to each other. A design sea state shall be described by a wave spectrum, S_{η} , together with the significant wave height, H_s , a peak spectral period, T_p , and a mean wave direction, θ_{wm} , or a peak wave direction, θ_{wp} . Where appropriate, the wave spectrum may be supplemented with a directional spreading function. Standard wave spectrum formulations are provided in ISO 19901-1.

Periodic or regular waves can be used as an abstraction of a real sea for design purposes with appropriate justification. A deterministic design wave shall be specified by its height, period and direction.

The correlation of wind conditions and waves shall be taken into account for the design of a FOWT. This correlation shall be considered in terms of the long-term joint probability distribution of relevant parameters, e.g.:

- mean wind speed, V ;
- significant wave height, H_s ;
- peak spectral period, T_p ; and
- water depth, d .

The joint probability distribution of these parameters is affected by local site conditions such as fetch, water depth, bathymetry, etc. The distribution shall therefore be determined from suitable long-term measurements and/or by the use of numerical hindcasting techniques whichever is appropriate, refer to 6.4.4.

The correlation of normal wind conditions and waves shall also consider wind-wave misalignment, i.e. consideration of mean wind and wave directions (separation of wind sea and swell may also be considered). The multi-directional distributions of wind and wave directions can have an important influence on the loads acting on the support structure. The importance of this influence will depend on the nature of the wind and wave directionality and on properties of the support structure such as eigenfrequencies, modal damping, mode shapes and geometrical symmetry. The designer may, in some cases, demonstrate by appropriate analysis that it is conservative and therefore acceptable to assume that the wind and waves are aligned (co-directional) and acting from a single, worst case direction (uni-directional).

Alternatively, the designer may demonstrate by appropriate analysis that it is conservative and therefore acceptable to assume that the wind and waves are misaligned and acting from two, worst case directions (for example, 90° misalignment may be the worst case because of the consequential lack of aerodynamic damping). The assumptions regarding wind and wave directions are considered for each design load case in 7.4.

When taking account of the wind and wave misalignment, particular care shall be taken to ensure that the directional data and wind turbine modelling techniques are reliable, refer to 7.5.

The combined extreme event of wind, waves, water level, and other relevant parameters shall ensure that global extreme environmental actions with return periods of 1 year and 50 years are considered. The geometric and dynamic properties of the support structure may imply that several combined events shall be specified.

Wave models are defined in 6.3.3.2.2 to 6.3.3.2.5 in terms of sea state representations including stochastic linear wave models and regular non-linear design waves. The stochastic wave models shall be based on a wave spectrum appropriate to the site anticipated for the FOWT.

As long as the sea state is stationary, H_s and T_p are independent of reference period. To determine the joint probability distribution of V_{hub} , H_s , and T_p , a one hour averaging period shall be used to define the mean wind speed against which to correlate the significant wave height and peak spectral period.

In any cases, the spreading of the wave may be important for the load calculation of FOWT and should be considered. Neglect of the spreading may cause less conservative results, e.g., the underestimation of fluctuating yaw motion of the floating substructure, which is different from fixed wind turbines. See Annex O, Annex P and ISO19901-1 for more detailed information on wave spreading.

6.3.3.2.2 Normal sea state (NSS)

The significant wave height, peak spectral period and direction for each normal sea state shall be selected, together with the associated mean wind speed, based on the long-term joint probability distribution of metocean parameters appropriate to the anticipated site.

For fatigue load calculations, the designer shall ensure that the number and resolution of the normal sea states considered are sufficient to account for the fatigue damage associated with the full long-term distribution of metocean parameters.

For ultimate load calculations, the normal sea states considered shall be those sea states characterised by the expected value of the significant wave height, H_s , and peak spectral period, T_p , conditioned on a given value of mean wind speed. The designer shall take account of the range of peak spectral period, T_p , appropriate to each significant wave height. Design calculations shall be based on values of peak spectral period which result in the highest loads acting on the FOWT.

6.3.3.2.3 Severe sea state (SSS)

The severe sea state model shall be considered in combination with normal wind conditions for calculation of the ultimate loading of a FOWT during power production. The severe sea state model associates a severe sea state with each mean wind speed in the range corresponding to power production. The significant wave height, $H_{s,SSS}(V)$, for each severe sea state shall in general be determined by extrapolation of appropriate site-specific metocean data such that the combination of the significant wave height and the mean wind speed has a return period of 50 years. It is recommended that the extrapolation of metocean data be undertaken using the so-called Inverse First Order Reliability Method (IFORM). This method is described in Annex D which also gives guidance on how to determine $H_{s,SSS}(V)$ from site-specific environmental conditions. Alternative methods for environmental contours are also introduced in Annex D.

To improve convergence, the severe sea state may optionally include the extreme individual wave height that, in combination with the associated wave period and the mean wind speed, has a return of 50 years. In this case, the designer shall take account of the range of wave period, T , appropriate to each extreme wave height. In the absence of a more sophisticated probabilistic assessment, design calculations shall assume values of wave periods within this range that result in the highest loads acting on a FOWT.

For all mean wind speeds, the unconditional extreme significant wave height, H_{s50} , with a return period of 50 years may be used as a conservative value for $H_{s,SSS}(V)$. Similarly, it is conservative to adopt the extreme individual wave height H_{50} for the extreme individual wave height in the severe sea state. This approach may be used in the absence of information defining the long-term joint probability distribution of wind and waves.

6.3.3.2.4 Extreme sea state (ESS)

The extreme sea state model shall be considered for combined global environmental actions with return periods of 1 year, 50 years and 500 years. The designer may need to investigate a number of extreme sea states combined with, for example, different water levels to determine the appropriate extreme sea state(s) for design, refer 6.3.3.4.3 and 6.3.3.3.5. The extreme significant wave height (H_{s500} , H_{s50} or H_{s1}) shall be included in the sea state and the extreme individual wave height (H_{500} , H_{50} or H_1) may optionally be included to improve convergence. In this case, the designer shall take account of the range of wave period, T , appropriate to each extreme wave height. Design calculations shall assume values of wave periods within this range that result in the highest loads acting on a FOWT.

The extreme sea state(s) shall be determined from analysis of appropriate site-specific metocean data (i.e. measurements and/or hindcast data) for the FOWT site, refer to 6.4.4.

In the absence of information defining the long-term joint probability distribution of extreme wind and waves, it shall be assumed that the extreme 10-min mean wind speed with a 50-year return period occurs during the extreme 3-hour sea state with a 50-year return period. The same assumption shall apply with regard to the combination of the extreme 10-min wind speed and the extreme 3-hour sea state each with a 1-year return period. When used, the extreme individual wave height shall be assumed to occur at a random time during the simulation of the extreme sea state.

6.3.3.2.5 Breaking waves

The influence of breaking waves shall be assessed during the design of a FOWT. Breaking waves are classified as spilling, plunging or surging, the first two types being relevant to sites suitable for FOWTs. The water depth, sea floor slope and wave period determine whether the form of the breaking wave is expected to be spilling or plunging. In addition, wave breaking may be triggered by the presence of the structure itself.

Guidance is provided in Annex B relating to the calculation of the loading applied by a breaking wave to a FOWT support structure.

6.3.3.3 Sea currents

6.3.3.3.1 General

Although sea currents may, in principle, vary in space and time, they are generally considered as a horizontally uniform flow field of constant velocity and direction, varying only as a function of depth. The following components of sea current velocity shall be taken into account:

- sub-surface currents generated by tides, storm surge and atmospheric pressure variations, etc.;
- wind-generated, near-surface currents.

The total current velocity is the vector sum of these components. Wave induced water particle velocities and current velocities shall similarly be added vectorially. The influence of sea currents on the relationship between wave length and wave period is generally small and may be neglected, refer to ISO 19901-1, A.8.4.3 for further guidance. Other site-specific current components may exist, such as near shore, wave induced surf currents running parallel to the coast.

6.3.3.3.2 Sub-surface currents

The sub-surface current profile may be characterised by a simple power law over the water depth d , where the current velocity $U_{ss}(z)$ is defined as a function of height z above SWL:

$$U_{ss}(z) = U_{ss}(0) \left[(z + d)/d \right]^{1/7} \quad (3)$$

The 1-year and 50-year return period values of the sea surface velocity $U_{ss}(0)$ may be determined from analysis of appropriate measurements at the FOWT site, refer to 6.4.4.3.

In general, it is conservative to assume that the sub-surface currents are aligned with the wave direction.

6.3.3.3.3 Wind-generated, near-surface currents

The wind-generated current may be characterised as a linear distribution of velocity $U_w(z)$ reducing from the surface velocity $U_w(0)$ to zero at a depth of 20 m below SWL:

$$U_w(z) = U_w(0) (1 + z/20) \quad (4)$$

At sites where the water depth is less than 20 m, the wind-generated current velocity at the sea floor will be non-zero.

The wind-generated sea surface current velocity may be assumed to be aligned with the wind direction, and may be estimated from

$$U_w(0) = 0,01 V_{1\text{-hour}}(z = 10 \text{ m}) \quad (5)$$

where $V_{1\text{-hour}}(z = 10 \text{ m})$ is defined as the 1-hour mean value of wind speed at 10 m height above SWL.

The 1-year and 50-year return period values of $V_{1\text{-hour}}(z = 10 \text{ m})$ may be determined from analysis of appropriate measurements at the FOWT site. These wind speeds may then be used with equation (5) to estimate the 1-year and 50-year return values of wind-generated sea surface current velocity.

6.3.3.3.4 Normal current model (NCM)

The normal current model is defined as the appropriate site-specific combination of wind-generated currents and tidal currents. The normal current model excludes storm-generated sub-surface currents. Normal tidal currents shall be accounted for as the mean of tidal current speeds.

The normal current model shall be assumed for those load cases involving normal and severe wave conditions (NSS, SSS) and for each load case the velocity of the wind-generated currents may be estimated from the relevant mean wind speed, refer to 6.3.3.3.3.

6.3.3.3.5 Extreme current model (ECM)

The extreme current model shall be considered for those ultimate load cases associated with extreme wave conditions (ESS). Currents associated with ESS shall result in combined global environmental actions with return periods of 1 year, 50 years and 500 years and are denoted by U_1 , U_{50} and U_{500} , respectively. Load calculations shall be undertaken based on the currents which result in the highest loads acting on a FOWT.

These extreme values shall be determined from analysis of appropriate site-specific metocean data (i.e. measurements and/or hindcast data) for the FOWT site, refer to 6.4.4.

In the absence of information defining the long-term joint probability distribution of extremes it is conservative to apply currents with return period of 1 year and 50 years and to assume the current to be co-directional with the waves.

6.3.3.4 Water level

6.3.3.4.1 General

The water depth range shall be determined where relevant for FOWT design.

Different water levels are illustrated in Figure 4.

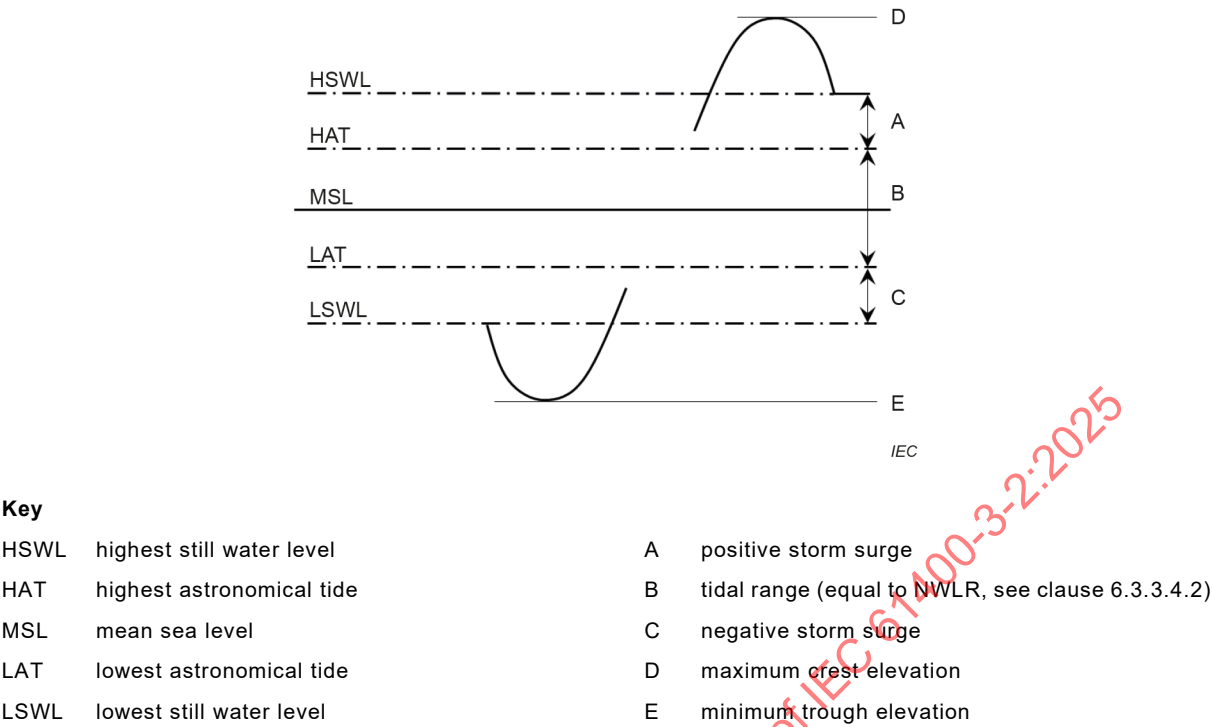


Figure 4 – Definition of water levels

6.3.3.4.2 Normal water level range (NWLR)

The normal water level range shall be assumed equal to the long-term difference between highest astronomical tide (HAT) and lowest astronomical tide (LAT).

The NWLR shall be assumed for those fatigue and ultimate load cases involving the normal sea state model (NSS) based on the joint probability distribution of sea state conditions and wind speed (H_s , T_p , V_{hub}). The NWLR range shall also be assumed for ultimate load cases associated with

- severe sea state (SSS);
- wave conditions with a return period of 1 year.

Ultimate load calculations shall be undertaken based on either the water level within the NWLR that results in the highest loads, or by appropriate consideration of the probability distribution of water levels within the NWLR.

For ultimate load cases associated with the severe stochastic sea state (SSS) model, the water levels corresponding to NWLR may cause the wave heights to be depth-limited. If this is the case, and in order to avoid the wave heights being depth-limited, a higher water level within the extreme water level range (EWLR) shall then be assumed.

For the calculation of the hydrodynamic fatigue loads the designer may in some cases demonstrate by means of an appropriate analysis that the influence of water level variation on fatigue loads is negligible or can be accounted for in a conservative manner by assuming a constant water level greater than or equal to the mean sea level.

6.3.3.4.3 Extreme water level range (EWLR)

The extreme water level range shall be assumed for ultimate load cases associated with wave conditions with a return period of 50 years (ESS). Combination with ESS shall result in combined global environmental actions with a return period of 50 years. The designer may need to investigate a number of representations of the ESS combined with different water levels. Load calculations shall be undertaken based on the water levels which result in the highest loads acting on a FOWT. The relevant design driving water levels shall be determined for calculation of the hydrodynamic loading, ice loading and the buoyancy of the floating substructure.

In the absence of the long-term joint probability distribution of metocean parameters including water level, the designer shall at least undertake calculations based on the following water levels:

- highest still water level with a return period of 50 years, based on an appropriate combination of highest astronomical tide and positive storm surge;
- lowest still water level with a return period of 50 years, based on an appropriate combination of lowest astronomical tide and negative storm surge;
- water level associated with the highest breaking wave load.

6.3.3.5 Sea/lake ice

At some locations, loading of the floating support structure of a FOWT due to sea/lake ice can be critical. The ice loads may be associated with static loading from a fast ice cover, or dynamic loading caused by wind and current induced motion of ice floes. Moving ice floes impacting the floating support structure over a considerable period of time may result in significant loading. A site-specific assessment of the occurrence and properties of the sea/lake ice shall be undertaken as stated in 6.4.4.5.

6.3.3.6 Marine growth

Marine growth influences the mass, the geometry, and the surface roughness of the floating substructure and the stationkeeping and dynamic cable systems of a FOWT. Consequently, marine growth may influence hydrodynamic loads, dynamic response, accessibility and the rate of corrosion of the structure.

Marine growth may be considerable at some locations and shall be taken into account in the design of the FOWT support structure.

Marine growth is broadly divided into "hard" (generally animal such as mussels and barnacles) and "soft" (seaweeds and kelps), where hard growth is generally thinner but rougher than soft growth. Marine organisms generally colonize a structure soon after installation but the growth rate tapers off after a few years.

The nature and thickness of marine growth depends on the structural member's position relative to the sea level, orientation relative to dominant current, age and maintenance strategy; but also on other site conditions such as salinity, oxygen content, pH value, current, and temperature.

The corrosion environment is normally modified by marine growth in the upper submerged zone and the lower part of the splash zone of the FOWT support structure. Depending on the type of marine growth and other local conditions, the net effect may be either to enhance or retard corrosion attack. Enhancement of corrosion processes by marine growth (e.g. through corrosive metabolites) is commonly referred to as Microbiologically Influenced Corrosion (MIC). Marine growth may further interfere with systems for corrosion control, including coatings/linings and cathodic protection.

Due to the uncertainties involved in assumptions regarding marine growth, a strategy for inspection and possible removal of marine growth should be planned as part of the FOWT design. The frequency, inspection method and growth removal criteria shall be based on the impact of marine growth on the structural reliability of a FOWT, and the extent of experience with marine growth under the specific conditions prevailing at the site.

6.3.3.7 Seabed movement and scour

The anchors of a FOWT shall be designed taking account of the influence of seabed movement and scour. The analysis of seabed movement and scour, and the design of appropriate protection shall conform to the requirements of ISO 19901-4 and ISO 19901-7. Requirements regarding the assessment of seabed conditions are stated in 6.4.4.7.

6.3.4 Electrical power network conditions

The conditions at the FOWT terminals are to be determined for the specific installation as described in 6.4.6.

6.3.5 Other environmental conditions

Environmental (climatic) conditions other than wind and marine conditions can affect the integrity and safety of a FOWT, by thermal, photochemical, corrosive, mechanical, electrical or other physical action. Moreover, combinations of the climatic parameters may increase their effects.

The following other environmental conditions shall at least be taken into account and the action taken stated in the design documentation:

- air temperature;
- humidity;
- air density;
- solar radiation;
- rain, hail, snow and ice;
- ice and snow accumulation;
- chemically active substances;
- mechanically active particles;
- salinity causing corrosion;
- lightning;
- seismicity causing earthquakes and/or tsunamis;
- water density;
- water temperature.

The climatic conditions taken into account shall be defined in terms of either representative values or limits of the variable conditions. The probability of simultaneous occurrence of climatic conditions shall be taken into account when the design values are selected.

Variations in the climatic conditions within the normal limits which correspond to a 1-year return period, or more often, shall not interfere with the designed normal operation of a FOWT.

Unless correlation exists, other extreme environmental conditions according to 6.4.5.3 shall be combined with the normal wind conditions according to IEC 61400-1 and normal marine conditions according to 6.3.3.

Specific attention should be paid to the assessment of the seismic analysis in the case of TLP/TLB-type floating substructures, see Annex H.

6.4 Assessment of external conditions at a FOWT site

6.4.1 General

The external conditions at a FOWT site shall be assessed in accordance with the requirements of the following subclauses.

The partial safety factors for loads referenced in 7.6.2.2 assume that the site assessment of the normal and extreme metocean conditions has been carried out according to the minimum requirements of this Subclause 6.4.

6.4.2 The metocean database

A site-specific metocean database shall be established containing information on

- wind speeds and directions;
- significant wave heights, wave periods and directions;
- correlation of wind and wave statistics;
- current speeds and directions;
- water levels;
- occurrence and properties of sea/lake ice and occurrence of their drift directions and drift speeds;
- occurrence of icing of the turbine and its FOWT support structure;
- other relevant metocean parameters such as air and water temperatures and densities, water salinity, site bathymetry, marine growth, etc.

The database may be established from site-specific measurements supported, where appropriate, by numerical simulations (hindcasts). If site-specific measurements are used, the results shall generally be correlated with data from a nearby location for which long-term measurements exist, unless the results can otherwise be shown to be conservative. The monitoring period for the site-specific measurements shall be sufficient to ensure reliable statistics for the individual parameters as well as the joint probability distribution of these parameters. If only correlation analysis of measured data is to be undertaken, the location of the long-term measurements should be less than 50 km from the prospective FOWT site and the water depth, the fetch and the bathymetry should be similar at the two locations. When correlating the long-term data with the wind turbine site-specific short-term data, care should be taken that the correlation is adequate and that the uncertainty of the correlation analysis can be estimated. Should the location of the long-term measurements be more than 50 km from the prospective wind turbine site, it is advisable also to undertake numerical simulations (hindcasts) to estimate the site's metocean statistics. Long-term site-specific measurements shall not generally be required when correlation with suitable long-term data from a nearby location is undertaken or when numerical tools can be reliably applied for transposing the long-term data to the wind turbine site.

Time series measurements may be of particular importance in order to characterise wave heights, periods and wave spectra at shallow water sites.

When assessing the quality and quantity of data, special attention should be given to the adequacy of the data with respect to extrapolation to very infrequent events.

6.4.3 Assessment of wind conditions

6.4.3.1 General

The site wind parameters shall be either measured and extrapolated, or calculated using appropriate methods (e.g. monitoring measurements made at the site, long-term records from local meteorological stations, simulation models or local codes and standards). The methods described in 11.3 of IEC 61400-1:2019 and IEC 61400-15-1 apply with the deviations specified below.

Values of the following parameters shall be estimated at the wind turbine site in addition to those specified in IEC 61400-1:

- extreme 10-min average wind speed $V_{1,hub}$ at hub height with a return period of 1 year;
- wind speed standard deviation $\hat{\sigma}$ from the ambient turbulence (estimated as the mean value of the standard deviation of the longitudinal component) and the standard deviation $\hat{\sigma}_\sigma$ of $\hat{\sigma}$ at V_{hub} between V_{in} and V_{out} and V_{hub} equal to V_{ref} .

High values of wind shear have been reported for extended periods of time for certain areas in connection with highly stratified flow or severe roughness changes. However, for the gust models which employ the mean wind profile (i.e. EOG, ECD, EWS as defined in IEC 61400-1) the shear may be assumed equal to the mean wind shear. This is justified because these models are concerned with gusts generated by turbulence, which implies that shear values associated with high turbulence levels are appropriate.

The interval of any wind speed bin used in the above shall be 2 m/s or less, and the wind direction sectors shall be 30° or less. IEC 61400-1 requires that all parameters, except for air density, be available as functions of wind direction and given as 10-min averages. Because the offshore environment generally exhibits less directional variation than the onshore environment, providing omnidirectional information for parameters such as shear and turbulence is acceptable unless precluded by coastal effects for near-shore sites or nearby obstacles.

The site extreme wind parameters shall be either:

- measured in the range of 0,2 V_{ref} to 0,4 V_{ref} and extrapolated, or
- derived from a correlation analysis of short-term monitoring measurements made at the site and long-term records from local meteorological stations, or from local codes or standards, or
- based on experience of nearby sites. In this case the assumption of similarity between the sites is to be justified.

Where site-specific extreme average wind speeds are available only for averaging periods longer than 10 min, the conversion factors stated in Table 1 may be used to estimate the extreme 10-min average wind speed. The factors in this table give the ratio between the extreme wind speed for a given averaging period and the extreme 10-min average wind speed.

Table 1 – Conversion between extreme wind speeds of different averaging periods

Averaging period	10 min	1 h	3 h
Correction factor relative to extreme 10-min average wind speed	1,00	0,95	0,90

The long-term probability distribution of mean wind speed, V_{hub} , may be assumed to be independent of averaging period for periods in the range between 10 min and 3 h³.

6.4.3.2 IEC 61400-1 wind conditions applied to rotor-nacelle assembly design

In the case that the wind conditions specified in IEC 61400-1 are used as the basis of design of the rotor–nacelle assembly, the following variations to the parameter values may be assumed:

- the inclination of the mean flow with respect to a horizontal plane is zero;
- the wind profile, $V(z)$, denotes the average wind speed as a function of height, z , above the still water level. In the case of standard wind turbine classes, the normal wind speed profile is given by the power law:

$$V(z) = V_{\text{hub}} \left(z/z_{\text{hub}} \right)^{\alpha} \quad (6)$$

where, for normal wind conditions, the power law exponent, α , is 0,14.

6.4.3.3 Assessment of ambient free stream turbulence

The value of the ambient free stream turbulence standard deviation shall be determined using appropriate statistical techniques applied to measured and preferably de-trended data. Where topographical (shore line) or other local effects may influence the turbulence intensity, these effects shall be represented in the data. The characteristics of the anemometer, sampling rate and averaging time used to obtain measured data shall be taken into account when evaluating the turbulence intensity.

Where no site data for turbulence is available, the turbulence standard deviation σ_1 may be estimated using the surface roughness parameter z_0 derived from the Charnock expression for atmospheric conditions that are near-neutral:

$$z_0 = \frac{A_C}{g} \left[\frac{\kappa \times V_{\text{hub}}}{\ln(z_{\text{hub}}/z_0)} \right]^2 \quad (7)$$

where

- g is the acceleration due to gravity;
- κ 0,4 is von Karman's constant, and
- A_C is Charnock's constant.

A_C 0,011 is recommended for open sea and $A_C = 0,034$ may be used for near-coastal locations. The surface roughness parameter and resulting turbulence standard deviation calculated using the Charnock equation apply for open sea conditions. Care should be taken in cases where the influence of shore topology and onshore roughness may lead to higher values of turbulence standard deviation. Use of the higher value of the coefficient is recommended unless site specific data confirm otherwise.

³ This assumption might not be valid at the tail of long-term probability distribution, for mean wind speeds exceeding V_{out} .

The roughness of the sea surface increases with wind speed and thus the turbulence intensity will increase as a function of wind speed in near-neutral conditions. At many offshore sites, it has been found that average turbulence intensity offshore is high at low wind speeds, decreases to a minimum at wind speeds of approximately 8 to 12 m/s (at 10 m reference height) and then increases slowly with increasing wind speed.

The roughness parameter is found by solving the above implicit equation and, in turn, the standard deviation of the longitudinal wind speed component may be calculated from

$$\sigma_1 = \frac{V_{\text{hub}}}{\ln(z_{\text{hub}}/z_0)} + 1,28 \times d \times I_{15} \quad d = 4 \text{ m/s} \quad (8)$$

where I_{15} is the average value of hub height turbulence intensity determined at $V_{\text{hub}} = 15 \text{ m/s}$. The use of the assumption of near-neutral conditions (as equation (7)) will, in general, give low average values for the standard deviation of the longitudinal wind speed component and is not valid for representing tropical cyclone conditions⁴.

Models accounting for non-neutral atmospheric conditions offshore have been proposed. The models in "H. Wang, R. J. Barthelmie, S. C. Pryor and H. G. Kim, *A new turbulence model for offshore wind turbine standards*, Wind Energy, Volume 17, Issue 10, pages 1587–1604, October 2014" may be applied if no other information is available. They represent three different levels of turbulence spanning the range from far offshore to very near-shore with complex terrain onshore. Care shall be taken when justifying the level to adopt.

In the absence of suitable site-specific data to estimate the turbulence standard deviation with a 1-hour averaging period, this may be assumed to be related to the 10-min average turbulence standard deviation by

$$\sigma_{i,1\text{-hour}} = \sigma_{i,10\text{-min}} + b; \quad b = 0,2 \text{ m/s} \quad (9)$$

6.4.3.4 Assessment of wake effects from neighbouring wind turbines

The assessment of wake effects from neighbouring wind turbines shall be undertaken in accordance with the requirements stated in IEC 61400-1. Guidance is provided in IEC 61400-1:2019, Annex E, regarding site-specific conditions.

6.4.4 Assessment of marine conditions

6.4.4.1 Assessment of extreme wave conditions

The following extreme sea state parameters shall be estimated:

- the significant wave height with a return period of 500 years assuming a 3 h reference period, H_{s500} ;
- the significant wave height with a return period of 50 years assuming a 3 h reference period, H_{s50} ;

⁴ The standard deviation $4\text{m/s} \times I_{15}$ in equation (8) differs from $1,44\text{m/s} \times I_{15}$ specified in IEC 61400-1 because significantly larger standard deviations have been recorded at some offshore locations. Hence, this parameter should be carefully evaluated for the specific site, accounting for available information from similar or neighbouring sites. Further, the specification of Weibull-distributed turbulence intensity in the IEC 61400-1 class definition is not generally valid offshore, which influences the assessment of ETM.

- the significant wave height with a return period of 1 year assuming a 3 h reference period, H_{s1} ;
- the extreme individual wave height with a return period of 500 years, H_{500} and the associated range of wave periods;
- the extreme individual wave height with a return period of 50 years, H_{50} and the associated range of wave periods;
- the extreme individual wave height with a return period of 1 year, H_1 and the associated range of wave periods;
- the extreme crest height with a return period of 50 years.

The extreme significant wave height and the extreme individual wave height may be determined in several ways. The most appropriate approach is based on statistical analysis of peak storm significant wave heights of the metocean database above a certain threshold. The extreme individual wave heights may be established by convolution of the long-term distribution of the significant wave height H_s and peak spectral period T_p , with the conditional short term distribution of individual wave height H given the significant wave height H_s . Reference is made to Clause 8 of ISO 19901-1. The extreme wave heights may, however, be limited by water depth.

Breaking waves may occur at the site of a FOWT depending on the water depth, sea floor slope, wave height, period and steepness.

Annex F provides guidance on assessment of extreme wave conditions during tropical cyclone conditions.

In the case that the metocean data is insufficient to assess the extreme wave height and the range of associated wave periods, for deep water it may be assumed that:

$$H = 1,86 H_s \quad (10)$$

which is obtained as the most probable maximum wave in a 3-hour reference period sea-state with significant wave height H_s assuming a Rayleigh distribution of wave heights and 1 000 waves, i.e. the 0,1 % exceedance quantile of the Rayleigh distribution. Associated with this wave height, the following wave period range can be applied

$$11,1 \sqrt{H_s/g} \leq T \leq 14,3 \sqrt{H_s/g} \quad (11)$$

It should be noted that the equation above is the relation for wind generated waves. A FOWT may be installed at sites where swell may have a significant impact on FOWT response. In such sites, longer periods than the value specified in equation (11) may be observed. For details, see Annex R.

For a given wave height, the wave period has a depth-dependent lower limit which is determined from the breaking wave height limit. Note that in deep water the ratios H_{50}/H_{s50} and H_1/H_{s1} are usually in the range 1,9 to 2,0. For shallow water sites where measurements are not available, H_{50} and H_1 shall be assumed equal to the breaking wave height in cases where the latter is less than 2,0 times the value of the appropriate H_s .

6.4.4.2 Assessment of normal wave conditions

For the normal sea states, the site-specific metocean database shall be analysed in order to establish the long-term joint probability distribution of the following parameters:

- mean wind speed at hub height, V_{hub} ;
- significant wave height, H_s ;
- peak spectral period, T_p .

Note that this is a minimum requirement and in the case where the use of standard wave spectrum is not appropriate, more wave parameters or discrete wave spectrum including two dimensional spectrum of frequency and direction may be considered. For example, in case swell and wind-induced wave are both dominant and spectrum with two peak is used for design, additional parameters are needed.

In 6.3.3.2.2 defining NSS a 1-hour averaging period is required for the establishment of the long-term joint probability distribution of V_{hub} , H_s , and T_p . If the available joint statistical data for V_{hub} , H_s , and T_p are based on a different averaging period, the data shall be converted to be based on a 1-hour averaging period for the wind speed. The correlation between V_{hub} , H_s , and T_p may increase with a longer averaging period because the build-up of waves under the influence of wind happens over a period of hours. However, depending on the specific characteristics of the site, the correlation may not change significantly with the averaging period and therefore it may be reasonable to assume that the long-term joint probability distribution of V_{hub} , H_s and T_p is independent of averaging period.

If necessary, the joint probability distribution shall be extended to include wind and wave directions although site-specific measurements allowing the derivation of the joint occurrence of these five parameters are often not available⁵. The resolution of the joint probability distribution shall be such that the interval of any wind speed bin shall be 2 m/s or less, the interval of any significant wave height bin shall be 0,5 m or less, and the interval of any wave period bin shall be 0,5 s or less. The intervals of significant wave height and wave period bins may be increased if the calculated fatigue loads are not less conservative; this may be demonstrated using appropriate representative values. If directional data are available, the widths of wind and wave direction sectors shall be 30° or less.

6.4.4.3 Assessment of currents

In addition to their impact on the loading of the support structure of a FOWT, currents affect the location and orientation of boat landings and fenders and may create seabed scouring.

Sea currents shall be assessed taking into account components associated with tidal, storm surge, wind-generated currents and ocean currents, where these are relevant to the wind turbine site. The velocity and directional characteristics of each significant component of sea current at the site shall be separately assessed.

Extreme sea surface current velocities having 1 year, 50 year and 500 year return periods shall be determined from analysis of the site-specific metocean database.

⁵ It is noted that an assumption of co-directionality of wind and waves may not be conservative for sites where large misalignment between wind and wave directions is common.

Generally, there is no requirement for assessment of site-specific variation of current velocity with depth and the standard profiles provided in 6.3.3.3 may be assumed. However, measurements of site-specific current amplitude and direction are recommended to improve upon the standard profiles. For single point moored floating substructures, the surface current is especially important. For floating substructures with deep draft, the depth variation of current is especially important.

6.4.4.4 Assessment of water level, tides and storm surges

The mean and fluctuation in water level at the wind turbine site shall be assessed in order to determine the following parameters:

- mean sea level (MSL);
- highest astronomical tide (HAT) and lowest astronomical tide (LAT);
- highest still water level (HSWL) including positive storm surge;
- lowest still water level (LSWL) including negative storm surge.

These parameters shall be determined from the site-specific metocean database. Accurate estimates of storm surge require a long data set. Long-term measurements or hindcasts available from a nearby location may be used together with correlation techniques to derive the site-specific storm surge characteristics.

6.4.4.5 Assessment of sea/lake ice

At sites where ice is expected to occur, its physical properties shall be taken into consideration for the design of support structures of FOWT.

The site-specific properties of the ice should be described in the design documentation.

There are several parameters to be assessed, some of which can be measured, others calculated from empirical formulae and others determined from sources of historical data such as ice atlases.

The most relevant parameters are listed below:

- sheet ice thickness with a 50-year return period, h_{50} ;
- the dimensions of thick ice features of finite extent (such as ridges) entrained within the ice which may interact with the structure, including the consolidated layer thickness h_c , with a 50-year return period;
- ice strength coefficient C_R ;
- ice density;
- current speed at 1 m below ice lower surface;
- wind speed at 10 m above surface, acting on the ice sheets and ridges;
- water level fluctuation;
- water salinity;
- water density;
- air density;
- freezing degree-days;
- wind drag coefficient C_W ;
- current drag coefficient C_C ;
- frequency of ice concentrations.

6.4.4.6 Assessment of marine growth

The thickness of marine growth and its dependence on depth below sea level shall be assessed based on applicable recommendations, local experience and existing measurements. Site-specific studies may be necessary to establish the nature, likely thickness and depth dependence of marine growth.

NOTE Information regarding marine growth is available for some areas (North Sea, Persian Gulf, West African coast, Gulf of Mexico, coast of California, East coast of Canada), refer to ISO 19901-1.

6.4.4.7 Assessment of seabed movement and scour

The stability of the seabed shall be assessed. It shall be determined whether the bathymetry and soil configuration at the site require consideration of the possibility of slope failure, slides, cavity failure or erosion phenomena. Settlement and soil liquefaction shall in general be taken into account for the design of gravity base anchors.

Based on observations, sea floor variations can usually be characterised as a combination of the following:

- local scour characterised by steep sided scour pits around structural elements such as piles and pile groups when used as anchors;
- global scour characterised by shallow scoured basins of large extent around a structure, possibly caused by overall structure effects, multiple structure interaction, or wave-soil-structure interaction;
- overall seabed movement of sand waves, ridges and shoals which would occur in the absence of a structure. Such movements can result in the lowering or rising of the sea floor, or repeated cycles of these. The addition of man-made structures may change the local sediment transport regime which can aggravate erosion, cause accumulation, or have no effect.

Seabed movement and scour can result in removal of vertical and lateral support for anchors, causing undesirable settlements and displacements of shallow anchors, overstressing of anchor elements and change of the dynamic properties of the FOWT. Where scour is a possibility, it shall be taken into account in design and/or its mitigation shall be considered. In general, the assessments shall follow the procedures outlined in ISO 19901-4, Subclauses 6.3.4 and 6.3.5.

The extent of scour and the required scour protection at the FOWT site shall be determined:

- on the basis of previous records from nearby sites or sites with similar sea floor characteristics;
- from model tests; or
- from calculations calibrated by prototype or model tests.

6.4.5 Assessment of other environmental conditions

6.4.5.1 General

The parameters specified in 6.3.5 shall be assessed.

6.4.5.2 Other normal environmental conditions

Normal values for the environmental parameters given below may be assumed as follows:

- ambient air temperature range of $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ to $+30\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- relative humidity of up to 100 %;
- solar radiation intensity of $1\,000\text{ W/m}^2$;
- air density of $1,225\text{ kg/m}^3$;
- water density of $1\,025\text{ kg/m}^3$;
- water temperature range of $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ to $+30\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Where there are no site data for the air density, it shall be assumed that the air density is consistent with ISO 2533, suitably corrected for annual average temperature.

When additional external conditions are specified by the designer, the parameters and their values shall also be stated in the design documentation and shall conform to the requirements of IEC 60721-2-1.

6.4.5.3 Other extreme environmental conditions

6.4.5.3.1 General

Other extreme environmental conditions that shall be considered for design of a FOWT include temperature, lightning, ice, and earthquakes.

6.4.5.3.2 Temperature

In the absence of site-specific data, the extreme ambient air temperature range for FOWTs may be assumed to be -15 °C to $+40\text{ °C}$.

In the absence of site-specific data, the extreme water temperature range for FOWTs may be assumed to be -2 °C to $+35\text{ °C}$.

6.4.5.3.3 Lightning

The provisions for lightning protection required in IEC 61400-24 may be considered as adequate for FOWTs.

6.4.5.3.4 Icing

No minimum ice requirements are given for FOWTs in the standard wind turbine classes. Ice build-up on the wind turbine parts shall be considered from

- moisture and debris at temperatures around and below 0 °C ;
- spray of the wave crest at temperatures below 0 °C .

6.4.5.3.5 Earthquakes

Where relevant, assessment of earthquake conditions shall be performed; see Annex H.

6.4.6 Assessment of electrical network conditions

For the assessment of electrical network conditions reference is made to 11.7 of IEC 61400-1:2019. In the absence of site data, a loss of electrical connection for a continuous period of 3 months shall be considered to be the extreme condition.

6.4.7 Assessment of soil conditions

Soil investigations shall be performed to provide adequate information to characterise soil properties throughout the depth and area that will affect or be affected by the anchor. The investigations shall in general include the following:

- geological survey of the site;
- bathymetric survey of the sea floor including registration of boulders, sand waves or obstructions on the sea floor;
- geophysical investigation;
- geotechnical investigations consisting of in-situ testing and laboratory tests.

To develop the required anchor design parameters, data obtained during the investigations shall be considered in combination with an evaluation of the shallow geology of the region, if available. If practical, the soil sampling and testing program should be defined after reviewing the geophysical results.

Soil investigations shall include one or more soil borings to provide soil samples for in-situ tests and laboratory tests to determine data suitable for definition of engineering properties. The number and depths of borings required shall depend on the number and location of wind turbine anchors in the offshore wind farm, the soil variability in the vicinity of the site, the type of anchor, and the results of any preliminary geophysical investigations. In a large offshore wind farm, sampling boreholes for at least 10 % of the total anchor locations should be collected. Cone penetration tests (CPT) and shallow vibro-core borings may be used to supplement soil borings in the soil investigation. Site-specific soil data shall in principle be established for each anchor within the wind farm. CPTs may be used for this purpose at wind turbine locations where soil boring is not undertaken. For calibration of the CPTs, one CPT shall be performed in the vicinity of one of the soil borings.

NOTE Further guidance on the equipment and procedures for marine soil investigations is provided in ISO 19901-8. ISO 19901-10 provides guidance on marine geophysical investigations.

The soil investigation shall provide the following data as the basis of the anchor design:

- data for soil classification and description of the soil;
- shear strength parameters, including soil degradation effects if relevant for the anchor type;
- deformation properties, including consolidation parameters if relevant for the anchor type;
- permeability, if relevant for the anchor type;
- stiffness and damping parameters for prediction of the dynamic properties of the FOWT, if relevant for the anchor type.

For each soil layer, these engineering properties shall be thoroughly evaluated by means of appropriate in situ and laboratory testing.

The assessment of soil conditions shall also consider the potential for soil liquefaction, long-term settlement and displacement of the anchor as well as the surrounding soil, hydraulic stability and soil stability characteristics.

7 Structural design

7.1 General

The FOWT shall be designed in accordance with this clause. Additional requirements relevant to the design of floating substructures shall follow applicable subclauses of ISO 19904-1 taking into account the exposure level defined in 5.3.

The stationkeeping system shall be designed per Clause 14.

The integrity of the load-carrying components of a FOWT structure shall be verified and an acceptable safety level shall be ascertained against the stated requirements. The ultimate and fatigue strength of structural members shall be verified by calculations, tests or both to demonstrate the structural integrity of a FOWT with the appropriate safety level.

Calculations shall be performed using appropriate methods. Descriptions of the calculation methods shall be provided in the design documentation. The descriptions shall include evidence of the validity of the calculation methods or references to suitable validation studies. The load level in any test for strength verification shall correspond with the safety factors appropriate for the characteristic loads according to 7.6.

FOWT support structure, rotor, and drive train resonances shall be identified for the frequency range up to and including 2 times the blade passing frequency excitation. Possible resonances shall be investigated at turbulence levels of 30 % of the NTM class C design turbulence for DLC 1.2. If high resonant loads are found at low turbulence, means shall be taken to avoid the resonances or they shall be included in the design loads.

7.2 Design methodology

It shall be verified that limit states are not exceeded for the FOWT design.

The design calculations shall be based on validated methods and recognised codes.

7.3 Loads

7.3.1 General

Loads described in 7.3.2, 7.3.3, 7.3.4, 7.3.5, 7.3.6 and 7.3.7 shall be considered for the design calculations.

7.3.2 Gravitational and inertial loads

Gravitational and inertial loads are static and dynamic loads resulting from gravity, vibration, rotation and, where relevant, seismic activity.

Inertial loads, including gyroscopic loads, are of special importance to FOWTs due to their potentially additional compliance and increased dynamic response from aerodynamic and hydrodynamic loading.

7.3.3 Aerodynamic loads

Aerodynamic loads are static and dynamic loads that are caused by the airflow and its interaction with the stationary and moving parts of wind turbines.

The airflow is dependent upon the average wind speed and turbulence across the rotor plane, the rotational speed of the rotor, the density of the air, and the aerodynamic shapes of the wind turbine components and their interactive effects, including aeroelastic effects.

The aerodynamic interaction between the airflow and the FOWT is of special importance due to their additional compliance and increased dynamic response. The interaction of potentially large translational and rotational motions of the floating substructure with the aerodynamic loading of the RNA and tower shall be considered, including aeroelastic effects and the associated global and local dynamic and unsteady aerodynamic effects (e.g. dynamic inflow, oblique inflow, skewed wake, unsteady airfoil aerodynamics including dynamic stall, blade-vortex interaction). Wind loads on the floating substructure shall also be considered, where relevant.

7.3.4 Actuation loads

Actuation loads result from the operation and control of FOWTs. They are in several categories including torque control from a generator/inverter, nacelle yaw and blade pitch actuator loads and mechanical braking loads. In each case, it is important in the calculation of response and loading to consider the range of actuator forces available, including friction. In particular, for mechanical brakes, the range of friction, spring force or pressure as influenced by temperature and ageing shall be taken into account in checking the response and the loading during any braking event.

7.3.5 Hydrodynamic loads

Hydrodynamic loads are dynamic loads which are caused by the water flow and its interaction with the support structure of a FOWT.

The hydrodynamic loads are dependent on the kinematics of the water flow, the density of the water, the depth of the water, the shape of the floating substructure and their interactive effects, including hydroelastic effects.

When currents are included in design evaluations, the convective acceleration of the fluid with current can also affect the fluid-inertial loading of the floating substructure.

Positive air gap shall be ensured for the primary structures of a FOWT support structure that are not designed to be exposed to hydrodynamic loads. Sufficient air gap for the lowest point of the wind turbine blades shall also be ensured. The air gap assessment shall capture the response with a 50-year return period. The motion of the floater shall be accounted for in the assessment in addition to the asymmetry of the wave, effect of diffraction/radiation and still water level. Recognized and calibrated methods for assessment of air gap have been developed and can be used if proven valid (see Annex B). The selected methods should be supported by appropriate model tests. Air gap can alternatively be estimated directly based on the DLC load cases table (Table 2). The air gap for the alternative method should be greater than or equal to $0,2 \times H_{s50}$, with a minimum value of 1,5 m. The following steps can be used to assess the air gap for the alternative method:

- Find the maximum response (upwell) from the response time series for each realization (seed) of a given wave/wind/directionality condition
- Calculate the mean value of all the maximum responses determined from using different realizations for the same wave/wind/directionality condition
- Find the largest mean value across all the wind/wave/directionality conditions assessed
- Assess the air gap based on the estimated upwell

For sites where the extreme conditions are due to tropical cyclones, regional guidelines for determining the air gap shall be considered.

Hydrodynamic loads arising from wave "run-up" should be considered, particularly for the design of external platforms and appurtenances. The wave run-up is principally affected by the geometry of the structure, wave height, and wave steepness and is typically determined through model tests.

Additionally, wave impact load including slamming and slapping (refer to Annex B for definitions), sloshing and green water in accordance with ISO 19904-1 should be assessed where relevant taking into account the exposure level defined in 5.3. For the sake of clarity, note that within ISO 19904-1 both the present "slam" and "slap" loads fall under the category of "slamming".

7.3.6 Sea/lake ice loads

Sea/lake ice loading shall be considered, where relevant. See 7.5.4.

7.3.7 Other loads

Other loads such as wake loads, vessel impact loads, vortex-induced vibrations, etc., may occur and shall be included where appropriate. For other loads associated with cold climate, see IEC 61400-1:2019, Clause 14 and Annex L.

Wake effects from neighbouring FOWTs during power production shall be considered for all relevant ambient wind speeds and directions. The assessment of the suitability of a FOWT at a site in an offshore wind farm shall take into account the deterministic and turbulent flow characteristics associated with single or multiple wakes from upwind machines. The following effects should be considered on the structure, recovery, and geometric extent of upstream wakes:

- variation in spacing between machines due to floating substructure motions;
- static inclination and transient motions of the upwind machines in all degrees of freedom.

The wake behind a wind turbine introduces a wind velocity deficit that tends to meander plus additional turbulence from what is present in the natural free stream. When wakes from one or more upwind machines partially impinge on a downwind rotor, large asymmetric loads (including yaw loads) can be produced on the downwind rotor. These loads and resulting response from dynamic motion may be especially important in FOWTs that are soft in yaw as a result of their station-keeping system configuration. The floating substructure motion should be considered when applying wake models described in IEC 61400-1.

Mooring and tendon loads have important effects and shall be considered in the loads calculation, both for the FOWT and the stationkeeping system. The dynamic power cable should be considered as well, where relevant.

Hydrostatic loads acting on the floating substructure because of internal and external static pressures and resulting buoyancy shall be taken into account where appropriate, including time-varying contribution from hydrostatic pressure due to heave, roll and pitch displacements of the floating substructure from its mean position.

Regarding the effect of earthquake loading for floating structures, see Annex H.

For sites prone to tsunamis, a tsunami shall be generally considered as variance of water surface elevation and horizontal current; see Annex J for guidance. If a suitable tsunami warning system is in place to shut down the wind turbine, the tsunami condition can be analysed without considering additional loading from the operating turbine.

7.4 Design situations and load cases

7.4.1 General

This clause describes the design load cases for a FOWT and specifies a minimum number to be considered.

For design purposes, the life of a FOWT can be represented by a set of design situations covering the most significant conditions that a FOWT may experience.

The load cases shall be determined from the combination of operational modes or other design situations, such as specific assembly, installation or maintenance conditions, with the external conditions. All relevant load cases with a reasonable probability of occurrence shall be considered, together with the behaviour of the control system. The design load cases used to verify the structural integrity of a FOWT shall be calculated by combining the following:

- normal design situations and appropriate normal or extreme external conditions;
- fault design situations and appropriate external conditions;
- transportation, installation and maintenance design situations and appropriate external conditions.

If correlation exists between an extreme external condition and a fault situation, a realistic combination of the two shall be considered as a design load case.

Within each design situation, several design load cases shall be considered. As a minimum the design load cases in Table 2 shall be considered. In that table, the design load cases are specified for each design situation by the description of the wind, marine, electrical and other external conditions. Additionally, if the FOWT is to be installed at a site where sea/lake ice is expected to occur, see 7.5.4.

Other design load cases shall be considered, if relevant to the structural integrity of the specific wind turbine design.

The designer shall ensure that the load envelope includes the effects of all parameter variations that may lead to increased loads. This would include for example, rotor azimuth angle, wave heights, variations in water depth, etc.

The designer shall consider the effect on loading of reducing the values of environmental and wind turbine status parameters below the limiting values defined here and in IEC 61400-1.

It is possible for the designer to show that variations in certain parameter values are not significant and thereby to exclude or reduce consideration of these parameters in the load case simulations. Typically this requires the use of a limited number of simulations to demonstrate that variations in the parameter are not significant. This may be extended to the elimination of certain external actions if these can be similarly shown to be insignificant. Such loading mechanisms may include currents, waves or elements of this process such as wave kinematics for RNA related design and/or aerodynamic loading mechanisms for stationkeeping system design and floating substructure design.

In FOWTs there is greater potential for motion of the support structure, which combined with a lack of aerodynamic damping in the side-to-side direction, may cause wind, wave, and current directionality to more heavily impact both ultimate and fatigue loading.

The impact of wind and wave/current misalignment (MIS) may be of particular concern to the FOWT support structure and shall be considered for each DLC, where specified. However, if it is shown that the impact of misalignment between wind, waves and current is not significant, then the misalignment can be neglected for DLCs where Table 2 specifies misalignment (MIS).

The multi-directionality of the wind, waves, and current may, in some cases, have an important influence on the loads acting on the FOWT support structure depending primarily on the extent to which the support structure is non-axisymmetric. Table 2 defines that all cases should be considered as multi-directional (MUL) as there may be significant variation in the floating substructure response with directionality. This does not, however, imply that the designer must necessarily run a full load case with all possible combinations. Emphasis shall be on evaluating for the most unfavourable directions, consistent with site-specific metocean characteristics, to yield the worst case loads. Where the designer can demonstrate that the floating substructure response is not significantly varying in directionality or if a clear most unfavourable direction is given, consistent with the metocean characteristics, then the multi-directionality may be excluded for DLCs where Table 2 specifies MUL.

For each design load case, the appropriate type of analysis is stated by "F" and "U" in Table 2. "F" refers to analysis of fatigue loads, to be used in the assessment of fatigue strength. "U" refers to the analysis of ultimate loads, with reference to material strength, blade tip deflection and structural stability.

It is possible to prepare the "F" DLC list based on environmental data time series, typically from a hindcast grid point. Given that a hindcast's spatial resolution is in the order of the motion range of a FOWT or higher, a single hindcast point can be taken as representative of a FOWT location. Unlike scatter diagrams, environmental data time series contain continuous multivariate distribution information and unlock the following possibilities:

- account for naturally occurring conditions, keeping track of simultaneous environmental component (wind, waves, swell, current) directions;
- assign DLC parameters using representative statistics instead of an arbitrary bin centre;
- verify the representativeness of the discretized list against the original distributions.

When applying environmental data time series, the statistical variation should be consistent with the corresponding long-term statistical scatter diagram.

The design load cases indicated with "U", are classified as normal (N) or abnormal (A). Normal design load cases are expected to occur frequently. The turbine is in a normal state or may have experienced minor faults or abnormalities. Abnormal design situations are less likely to occur. They usually correspond to design situations with severe faults that result in activation of system protection functions. The type of design situation, N or A, determines the partial safety factor γ_f to be applied to the ultimate loads. These factors are given in Table 3 of IEC 61400-1:2019.

For guidance on the required number and length of simulations refer to 7.5.6.

Table 2 – Design load cases

Design situation	DLC	Wind condition	Waves	Met ocean directionality (Wind, waves, currents)	Sea currents	Water level	Other conditions	Type of analysis	Partial safety factor
1) Power production	1.1	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$ rotor-nacelle assembly	NSS $H_s = E[H_s V_{hub}]$	MIS, MUL	NCM	MSL	For extrapolation of extreme loads on the rotor-nacelle assembly	U	N (1,25)
	1.2	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS Joint prob. distribution of H_s , T_p , V_{hub}	MIS, MUL	NCM	NWLR or $\geq$ MSL		F	*
	1.3	ETM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, MUL	NCM	MSL		U	N
	1.4	ECD $V_{hub} = V_r - 2 \text{ m/s}$, V_r , $V_r + 2 \text{ m/s}$	NSS $H_s = E[H_s V_{hub}]$	MIS, wind direction change, MUL	NCM	MSL		U	N
	1.5	EWS $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, MUL	NCM	MSL		U	N
	1.6	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	SSS $H_s = H_{s,SSS}$	MIS, MUL	NCM	NWLR		U	N

Design situation	DLC	Wind condition	Waves	Met ocean directionality (Wind, waves, currents)	Sea currents	Water level	Other conditions	Type of analysis	Partial safety factor
2) Power production plus occurrence of fault	2.1	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, MUL	NCM	MSL	Normal control system fault or loss of electrical network for primary layer control function fault (see 7.4.3)	U	N
	2.2	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, MUL	NCM	MSL	Abnormal control system fault or secondary layer protection function related fault (see 7.4.3)	U	A
	2.3	EOG $V_{hub} = V_r \pm 2 \text{ m/s}$ and V_{out}	NSS $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, MUL	NCM	MSL	External or internal electrical fault including loss of electrical network	U	A
	2.4	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, MUL	NCM	NWLR or $\geq$ MSL	Control system fault, electrical fault or loss of electrical network	F	*
	2.5	NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, MUL	NCM	MSL	Low voltage ride through	U	N
	2.6	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	SSS	MIS, MUL	NCM	NWLR	Fault of sea-state limit protection system	U	A
3) Start up	3.1	NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, MUL	NCM	NWLR or $\geq$ MSL		F	*
	3.2	EOG $V_{hub} = V_{in}, V_r \pm 2 \text{ m/s}$ and V_{out}	NSS $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, MUL	NCM	MSL		U	N
	3.3	EDC $V_{hub} = V_{in}, V_r \pm 2 \text{ m/s}$ and V_{out}	NSS $H_s = E[H_s V_{hub}]$	MIS, wind direction change, MUL	NCM	MSL		U	N

Design situation	DLC	Wind condition	Waves	Met ocean directionality (Wind, waves, currents)	Sea currents	Water level	Other conditions	Type of analysis	Partial safety factor
4) Normal shut down	4.1	NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, MUL	NCM	NWLR or $\geq$ MSL		F	*
	4.2	EOG $V_{hub} = V_r \pm 2\text{m/s}$ and V_{out}	NSS $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, MUL	NCM	MSL		U	N
	4.3	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	SSS or the most severe conditions less than SSS that triggers the safety limits of the control and protection system	MIS, MUL	NCM	MSL	Maximum operating sea state limit	U	N
5) Emergency stop	5.1	NTM $V_{hub} = V_r \pm 2\text{m/s}$ and V_{out}	NSS $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, MUL	NCM	MSL		U	N
6) Parked (standing still or idling)	6.1	EWM Turbulent wind model $V_{hub} = V_{ref}$	ESS $H_s = H_{s50}$	MIS, MUL	ECM $U = U_{50}$	EWLR		U	N
	6.2	EWM Turbulent wind model $V_{hub} = V_{ref}$	ESS $H_s = H_{s50}$	MIS, MUL	ECM $U = U_{50}$	EWLR	Loss of electrical network	U	A
	6.3	EWM Turbulent wind model $V_{hub} = V_1$	ESS $H_s = H_{s1}$	MIS, MUL	ECM $U = U_1$	NWLR	Extreme nacelle yaw misalignment	U	N
	6.4	NTM $V_{out} < V_{hub} < 0,7 V_{ref}$	NSS Joint prob. distribution of H_s, T_p, V_{hub}	MIS, MUL	NCM	NWLR or $\geq$ MSL		F	*
	6.5	EWM Turbulent wind model ^{a)} $V_{hub} = V_{500}$	ESS ^{a)} $H_s = H_{s500}$	MIS, MUL	ECM ^{a)} $U = U_{500}$	EWLR	For FOWT support structure only	U	1.0

Design situation	DLC	Wind condition	Waves	Met ocean directionality (Wind, waves, currents)	Sea currents	Water level	Other conditions	Type of analysis	Partial safety factor
7) Parked and fault conditions	7.1	EWM $V_{hub} = V_1$	ESS $H_s = H_{s,1}$	MIS, MUL	ECM $U = U_1$	NWLR		U	A
	7.2	NTM $V_{hub} < V_{out}$	NSS Joint prob. distribution of H_s, T_p, V_{hub}	MIS, MUL	NCM	NWLR or $\geq$ MSL		F	*
8) Transport, assembly, maintenance and repair	8.1	See 7.4.9 for guidance. Design conditions shall be stated in the design basis.							N
	8.2	EWM $V_{hub} = V_1$	ESS $H_s = H_{s,1}$	MIS, MUL	ECM $U = U_1$	NWLR		U	A
	8.3	NTM $V_{hub} < 0,7 V_{ref}$	NSS Joint prob. distribution of H_s, T_p, V_{hub}	MIS, MUL	NCM	NWLR or $\geq$ MSL	No grid during installation period	F	*
	8.4	See 7.4.9 for guidance. Design conditions shall be stated in the design basis.							*
F1) Redundancy check and damage stability – Power production	F1.1	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS $H_s = E[H_s V_{hub}]$	MIS, MUL	NCM	MSL	Transient condition between intact and redundancy check condition	U	A
	F1.2	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS $H_s = E[H_s V_{hub}]$	MIS, MUL	NCM	MSL	Redundancy check condition	U	A
	F1.3	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS $H_s = E[H_s V_{hub}]$	MIS, MUL	NCM	MSL	Leakage (damage stability)	U	A

Design situation	DLC	Wind condition	Waves	Met ocean directionality (Wind, waves, currents)	Sea currents	Water level	Other conditions	Type of analysis	Partial safety factor
F2) Redundancy check and damage stability – Parked (standing still or idling)	F2.1	EWM $V_{\text{hub}} = V_1$	ESS $H_s = H_{s1}$	MIS, MUL	ECM	EWLR	Transient condition between intact and redundancy check condition	U	A
	F2.2	EWM $V_{\text{hub}} = V_1$	ESS $H_s = H_{s1}$	MIS, MUL	ECM	EWLR	Redundancy check condition	U	A
	F2.3	EWM $V_{\text{hub}} = V_1$	ESS $H_s = H_{s1}$	MIS, MUL	ECM	EWLR	Leakage (damage stability)	U	A

a) The return period of 500 years shall be considered for each environmental condition by the following combinations (unless a contour approach based on joint distributions are applied):

- 500 year wind, 50 year wave, 5 year current
- 50 year wind, 500 year wave, 5 year current
- 5 year wind, 5 year wave, 500 year current.

Abbreviations used in Table 2:	
COD	co-directional (see 6.3.3.2)
DLC	design load case
ECD	extreme coherent gust with direction change (see IEC 61400-1)
ECM	extreme current model (see 6.3.3.3.5)
EDC	extreme direction change (see IEC 61400-1)
EOG	extreme operating gust (see IEC 61400-1)
ESS	extreme sea state (see 6.3.3.2.4)
EWLR	extreme water level range (see 6.3.3.4.3)
EWM	extreme wind speed model (see IEC 61400-1)
EWS	extreme wind shear (see IEC 61400-1)
MIS	misaligned (see 6.3.3.2)
MSL	mean sea level (see 6.3.3.4)
MUL	multi-directional (see 6.3.3.2)
NCM	normal current model (see 6.3.3.3.4)
NTM	normal turbulence model (see IEC 61400-1)
NWLR	normal water level range (6.3.3.4.2)
NWP	normal wind profile model (see IEC 61400-1)
NSS	normal sea state (see 6.3.3.2.2)
SSS	severe sea state (see 6.3.3.2.3)
UNI	uni-directional (see 6.3.3.2)
$V_r \pm 2 \text{ m/s}$	sensitivity to all wind speeds in the range shall be analysed
F	fatigue (see 7.6.3)
U	ultimate strength (see 7.6.2)
N	normal
A	abnormal
*	partial safety factor for fatigue (see 7.6.3)

When a wind speed range is indicated in Table 2, wind speeds leading to the most adverse condition for wind turbine design shall be considered. The range of wind speeds may be represented by a set of discrete values, in which case the resolution shall be sufficient to assure accuracy of the calculation. In the definition of the design load cases, reference is made to the wind and marine conditions described in Clause 6.

NOTE 1 In general, a resolution of 2 m/s is considered sufficient. However, in the wind speed range where the power curve rises quickly, a finer resolution of wind speed may be required to ensure accuracy.

In the further specifications of design load cases (DLCs) in 7.4.2, 7.4.3, 7.4.4, 7.4.5, 7.4.6, 7.4.7, 7.4.8, 7.4.9 and 7.4.10, some DLCs allow alternative formulations. Where alternatives are mentioned, the party designing to this document shall decide which alternative shall be used throughout the analysis of the DLC.

For calculation of the loads acting on the rotor-nacelle assembly and with the exception of those design load cases that involve a transient change in mean wind direction (DLC 1.4 and 3.3), it may generally be assumed that the waves are always co-directional with the wind, and that both the wind and waves act from a single direction (uni-directional).

NOTE 2 For DLC 1.4 and 3.3, the wind and waves may be assumed to be co-directional and uni-directional prior to the transient change in mean wind direction.

The mean or extreme nacelle yaw misalignment to be considered for each design load case shall be as stated in IEC 61400-1. The nacelle yaw misalignment is defined as the horizontal deviation of the wind turbine rotor axis from the wind direction. Due to the yaw motion of the floating substructure and the lack of nacelle yaw control in common simulation tools, the mean nacelle yaw misalignment realized in the simulation may deviate from the intended input, e.g., due to the small yaw stiffness of the stationkeeping system or coupled roll-yaw motion. A mismatch example is provided in Figure 5. This can be acceptable but should be assessed conservatively. If necessary, modification to the input nacelle yaw angle may be performed.

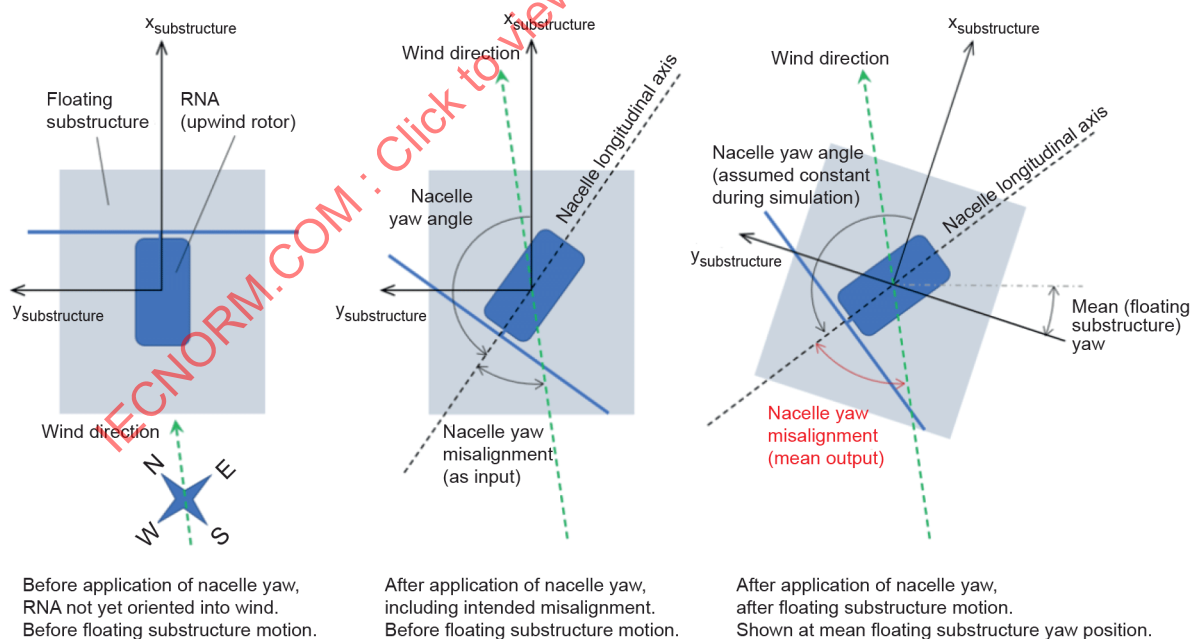


Figure 5 – Top-down view of nacelle yaw and nacelle yaw misalignment in a simulation

7.4.2 Power production (DLC 1.1 to 1.6)

In this design situation, a FOWT is running and connected to the electric load. The assumed wind turbine configuration shall take into account rotor imbalance. The maximum mass and aerodynamic imbalances (e.g. blade pitch and twist deviations) specified for rotor manufacture shall be used in the design calculations.

In addition, deviations from theoretical optimum operating situations such as nacelle yaw misalignment and control system tracking errors shall be taken into account in the analyses of operational loads.

Design load cases (DLCs) 1.1 and 1.2 embody the requirements for loads resulting from atmospheric turbulence (NTM) and stochastic sea states (NSS) that occur during normal operation of a FOWT throughout its lifetime.

Analysis of DLC 1.1 is required only for calculation of the ultimate loads acting on the rotor-nacelle assembly. The calculations for DLC 1.1 shall be based on statistical extrapolation of the load response results of multiple simulations of stochastic sea states and turbulent inflow for all operational mean wind speeds.

For calculation of the loads acting on the rotor-nacelle assembly, the statistical analysis of DLC 1.1 simulation data (see IEC 61400-1:2019, 7.6.2.2 and Annex G) shall include at least the calculation of extreme values of the blade root in-plane moment and out-of-plane moment and tip deflection. If the extreme design values of the blade root moments derived from DLC 1.1 are exceeded by the extreme design values derived for DLC 1.3, the further analysis of DLC 1.1 may be omitted.

If the extreme design values of the blade root moments derived from DLC 1.1 are not exceeded by the extreme design values derived for DLC 1.3, the factor c for the extreme turbulence model used in DLC 1.3 (see IEC 61400-1) may be increased until the extreme design values of the blade root moments computed in DLC 1.3 are equal to or exceed the relevant extremes. The characteristic values of the loads relevant for other turbine components may be determined from this analysis based on DLC 1.3 with the increased c value. As an alternative to this analysis, the appropriate characteristic values of all load components relevant for each specific turbine component may be directly determined or extrapolated from the simulation.

For DLC 1.2, normal sea state conditions (NSS) shall be assumed. A single value of significant wave height may be considered for each relevant mean wind speed. The designer shall, however, ensure that the number and resolution of the normal sea states considered are sufficient to account for the fatigue damage associated with the full long-term distribution of metocean parameters. The significant wave height, peak spectral period, wave direction and water level for each normal sea state shall be considered, together with the associated mean wind speed, based on the long-term joint probability distribution of metocean parameters. See 7.6.3 regarding turbine availability.

DLC 1.3 embodies the requirements for ultimate loading resulting from extreme turbulence conditions. Normal sea state conditions (NSS) shall be assumed for this design load case (subject to 7.4.1). The significant wave height for each individual sea state shall be taken as the expected value of the significant wave height conditioned on the relevant mean wind speed.

Wake effects shall be considered for DLC 1.2 and DLC 1.3 – see IEC 61400-1:2019, Annex E for guidance.

DLC 1.4 and 1.5 specify transient cases which have been selected as potentially critical events in the life of a FOWT. For these load cases, normal sea state conditions (NSS) shall be assumed (subject to 7.4.1). The significant wave height for each individual sea state shall be taken as the expected value of the significant wave height conditioned on the relevant mean wind speed.

For DLC 1.4 it may be assumed that the wind and waves are co-directional prior to the transient change in wind direction.

DLC 1.6 embodies the requirements for ultimate loading resulting from normal turbulence (NTM) and severe sea state (SSS) conditions. Response calculations shall take proper account of the dynamic response to wind, wave and current loads as well as non-linear wave kinematics. To ensure this, the load case shall be analysed using simulations of turbulent inflow in combination with stochastic sea states. If demonstrated to be conservative, the inclusion of one wave of height equal to the extreme wave height appropriate to the SSS embedded into the irregular waves may optionally be used to improve convergence of the characteristic load effect; see Annex D for extra detail on this procedure and Annex N for caveats and alternatives. Sea state parameters are determined as described in 6.3.3.2.3. Subclause 7.5.6 specifies how simulations shall be performed to fulfil the requirements of DLC 1.6.

The designer is allowed to limit the operation of the wind turbine in extreme conditions with specific functions of the control and protection system. The control and protection system functionality shall be described according to the requirements in Clause 8 and the operational limits can be defined by a sea state or by other measure signal. It may be that the control and protection system will not allow operations at the conditions described in DLC 1.6. When this can be proven, DLC 1.6 can be run at the most severe conditions allowable by the control and protection system.

7.4.3 Power production plus occurrence of fault or loss of electrical network connection (DLC 2.1 – 2.6)

7.4.3.1 General

This design situation involves a transient event triggered by a fault or the loss of electrical network connection while the turbine is producing power. Any fault in the control and protection system, or internal fault in the electrical system, significant for wind turbine loading (such as generator short circuit) shall be considered. This design situation is considered to be relevant for fatigue analysis as well, see DLC 2.4.

A failure mode and effect analysis (FMEA) or equivalent fault analysis shall be carried out to determine fault events relevant for the wind turbine loading.

The azimuth position for the rotor at the time of a fault may have significant influence on the load level. The azimuth position at time of occurrence of the fault should be randomly selected.

Faults in the control system shall be considered in DLC 2.1 and DLC 2.2 as described in 7.4.3.2. For architectures where turbine safety is ensured by two independent sets of functions (via primary layer control functions and secondary layer protection functions), the method described in 7.4.3.3 may be used.

See IEC 61400-1:2019, Clause 8 for guidance on identification of failure modes, assessment of failure mode return periods, fault exclusions, and measures to avoid common-cause failures.

For definition of additional failure cases in DLC 2.1, the partial load factor can be calculated considering the mean time between failures, according to Table 3 in IEC 61400-1:2019.

If the failure event is not directly correlated to the site conditions, the 1-year site conditions can be used for the definition of the load case.

For FOWTs with control systems in the support structure (e.g., active control system or passive support structure yawing systems (single point moorings), active ballast or stationkeeping systems with active thrusters), faults of such systems shall be considered.

7.4.3.2 Control system failure (DLC 2.1 and DLC 2.2) – Quantitative approach

For DLC 2.1, the following shall be considered as normal events:

- a) control function failure related events that have an expected failure mode return period that is equal to or less than 50 years,
- b) control function failure related events where the expected failure mode return period cannot be obtained,
- c) loss of electrical network connection.

For events with expected failure mode return periods between 10 years and 50 years, the partial load factor applied is found as function of the failure mode return period as stated in IEC 61400-1:2019, Table 3.

For DLC 2.2, control function failure events or internal electrical and mechanical system faults with expected failure mode return period greater than 50 years shall be considered as abnormal.

Fault events with a return period in excess of 2 000 years and fault events that are not relevant for wind turbine loading may be disregarded. The fault event return period is based on the statistical calculation of the probability of an event whereby a control or internal electrical system part being in or entering a failed state such that a structural failure could occur.

7.4.3.3 Control system failure (DLC 2.1 and DLC 2.2) – Two-layer approach

This approach can be used for control system architectures consisting of two independent layers. Within this approach:

- primary layer control and protection functions aim to keep the turbine operating parameters within their normal operating limits and their design limits, respectively, and
- secondary layer protection functions aim to keep the turbine operating parameters within their design limits. These shall be activated as a result of failure of the primary layer control functions or as a result of the effects of an internal or external failure or dangerous event.

For DLC 2.1, primary layer control function faults, activation of primary layer protection functions or loss of electrical network connection shall be considered as normal events. Control function faults which lead to exceedance of the limits and the activation of the secondary layer protection functions shall be included in DLC 2.2.

Primary layer control function faults considered in DLC 2.1 typically include faults relating to rotor speed, nacelle yaw angle and blade pitch angles.

For DLC 2.2, rare events that have relevance for the wind turbine loading, including faults relating to activation of secondary layer protection functions, shall be considered as abnormal. Such faults may include erroneous activation of actuators, non-activation of braking systems and blocking of the blade pitch system. This load case shall at least address the following: independent overspeed protection, generator overload/fault protection, uncontrolled blade pitch protection (blade pitch runaway), uncontrolled nacelle yaw protection and excessive vibration or shock protection.

7.4.3.4 Other power production plus occurrence of fault or loss of electrical network connection (DLC 2.3 to 2.6)

For DLC 2.3, the potentially significant wind event, the extreme operating gust (EOG), is combined with loss of one or more phases in a multiphase electrical network connection and considered as an abnormal event. In this case, the timing of these two events shall be chosen to achieve the worst loading.

As an alternative to the specification of DLC 2.3 above and in Table 2, DLC 2.3 may instead be considered as a normal event (i.e. a partial safety factor for load of 1,35) to be analysed using combined stochastic wind and wave simulations ($NTM - V_{in} < V_{hub} < V_{out}$) combined with an internal or external electrical system fault (including loss of electrical network connection). In this case 12 response simulations shall be carried out for each considered mean wind speed. For each response simulation the extreme response after the electrical fault has occurred is sampled. The fault shall be introduced after the effect of initial conditions has become negligible. For each mean wind speed, a nominal extreme response is evaluated as the mean of the 12 sampled extreme responses plus 3 times the standard deviation of the 12 samples. The characteristic response value for DLC 2.3 is determined as the extreme value among the nominal extreme responses.

If a fault or loss of electrical network connection does not cause an immediate shutdown and the subsequent loading can lead to significant fatigue damage, the likely duration of this situation along with the resulting fatigue damage in normal turbulence conditions (NTM) shall be evaluated in DLC 2.4.

The manufacturer shall estimate the expected frequency/duration for the events. If there is no relevant data/information available, the following frequency/duration may be applied for the below listed events:

- 10 shut-downs per year for overspeed event,
- 24 hours per year of operation for events with nacelle yaw error,
- 24 hours per year of operation for events with blade pitch error,
- 20 times per year with loss of electrical network connection.

For DLC 2.5, the event of low voltage ride through (LVRT) is considered as normal. The design low voltage ride through event shall be specified by voltage drop and duration.

NOTE Low voltage ride through situations are normally defined by the electrical utilities as situations with grid disturbances or failures the wind turbine should be able to handle without shutting down. The reason for a demand for riding through these situations is that if the wind turbines (especially in wind farms) shut down, it can result in a collapse of the grid.

For DLC 2.1, 2.2, 2.3, 2.4 and 2.5, normal sea state conditions (NSS) shall be assumed (subject to 7.4.1). The significant wave height for each individual sea state shall be taken as the expected value of the significant wave height conditioned on the relevant mean wind speed.

The potential fault of the sea state limiting system preventing the turbine to operate at extreme conditions shall be simulated in DLC 2.6. DLC 2.6 is considered as abnormal.

7.4.4 Start up (DLC 3.1 to 3.3)

This design situation includes all the events resulting in loads on a FOWT during the transients from any standstill or idling situation to power production. The number of occurrences shall be estimated based on the control system behaviour.

If historical data on start-ups for similar wind turbines are unavailable, the following annual frequencies for DLC 3.1 may be assumed:

- 1 000 start-up procedures at V_{in} ,
- 50 start-up procedures at V_r and
- 50 start-up procedures at maximum start-up wind speed.

For DLC 3.2, at least four different timing events between the EOG and the startup event shall be considered for each wind speed. The first timing shall be chosen so that the beginning of the EOG occurs when the power production reaches 50 % of maximum power. The last timing shall be chosen so that the beginning of the EOG occurs when the power production reaches 95 % of maximum power. At least two additional timings shall be chosen, evenly distributed within the interval from 50 % to 95 % of maximum power.

For each wind speed, the characteristic value of the load may be computed as the average value of the extreme computed transient value for each of the 4 defined distinct points of time.

As an alternative to the EOG gust, the DLC 3.2 may instead be analysed using at least 12 stochastic wind simulations for each mean wind speed with the ETM. For each mean wind speed, a nominal extreme response is evaluated as the mean of the simulated extremes.

For DLC 3.1, 3.2 and 3.3, normal sea state conditions (NSS) shall be assumed (subject to 7.4.1). The significant wave height for each individual sea state shall be taken as the expected value of the significant wave height conditioned on the relevant mean wind speed.

For DLC 3.3, it may be assumed that the wind and waves are co-directional prior to the transient change in wind direction.

7.4.5 Normal shutdown (DLC 4.1 to 4.3)

This design situation includes all the events resulting in loads on a FOWT during normal transient situations from a power production situation to a standstill or idling condition. The number of occurrences shall be estimated based on the control system behaviour.

If historical data on shut-downs for similar wind turbines are unavailable, the following annual frequencies for DLC 4.1 may be assumed:

- 1 000 shut-down procedures at V_{in} ,
- 50 shut-down procedures at V_r and
- 50 shut-down procedures at V_{out} .

For DLC 4.2, the timing of the gust and the shutdown event shall be chosen such that the EOG gust starts at different times relative to the shutdown, with a minimum of six events evenly distributed from 10 s before the beginning of the shutdown until the time at which the power reaches 50 % of the initial power production level.

At least 4 evenly distributed rotor azimuth positions shall be applied for each distinct point of time. For each wind speed, the characteristic value of the load may be computed as the mean value of the extreme computed loads among all timings and azimuth positions considered.

If, due to the safety and control system, a shutdown event is automatically triggered during the EOG gust, that event shall also be considered in the analysis.

As an alternative to the EOG gust, the DLC 4.2 may instead be analyzed using at least 12 stochastic wind simulations for each mean wind speed with the ETM. For each mean wind speed a nominal extreme response is evaluated as the mean of simulated extremes.

For DLC 4.1 and 4.2, normal sea state conditions (NSS) shall be assumed (subject to 7.4.1). The significant wave height for each individual sea state shall be taken as the expected value of the significant wave height conditioned on the relevant mean wind speed.

In the case where the control and protection system will prevent operation at the conditions described in DLC 1.6, DLC 4.3 should be simulated. DLC 4.3 is a simulation of the shut-down transient in a SSS or the most severe sea state where the shut-down would occur, however not higher than the SSS defined in DLC 1.6 that would trigger the safety limits of the control and protection system.

7.4.6 Emergency stop (DLC 5.1)

Loads arising from activation of the emergency stop button shall be considered.

The azimuth position for the rotor at the time of activation may have significant influence on the load level. The azimuth position at time of occurrence of the fault should be random.

For DLC 5.1, normal sea state conditions (NSS) shall be assumed (subject to 7.4.1). The significant wave height for each individual sea state shall be taken as the expected value of the significant wave height conditioned on the relevant mean wind speed.

7.4.7 Parked (standstill or idling) (DLC 6.1 to 6.5)

In this design situation, the rotor of a parked wind turbine is either in a standstill or idling condition. DLC 6.1, 6.2, 6.3 and 6.5 shall be analysed to determine ultimate loads for this condition, whereas DLC 6.4 is concerned with fatigue loading.

For DLC 6.1 and 6.2, the combination of extreme wind, wave, and current conditions shall be such that the global extreme environmental action has a combined return period of 50 years.

For DLC 6.1, 6.2, 6.3 and 6.5 response calculations shall take proper account of dynamic response to wind, wave and current loads as well as non-linear wave kinematics. To ensure this, the DLC shall be analysed using simulations of turbulent inflow in combination with stochastic sea states. If demonstrated to be conservative, the inclusion of one wave of height equal to the extreme wave height appropriate to the ESS embedded into the irregular waves may optionally be used to improve convergence of the characteristic load effect; see Annex D for extra detail on this procedure and Annex N for caveats and alternatives. Sea state parameters are determined as described in 6.3.3.2.4, 6.3.3.3.5, and 6.3.3.4.3. IEC 61400-1 allows the use of a steady wind model for these DLCs whereas IEC 61400-3-2 requires the use of a turbulent EWM.

In DLC 6.1, 6.2, 6.3 and 6.5, misalignment of the wind and wave directions shall be considered for calculation of the loads acting on the FOWT. Where appropriate site-specific measurements of wind and wave directions are available, these shall be used to derive the range of misalignment angles relevant to the combination of extreme wind and wave conditions associated with these design load cases. Load calculations shall then be based on values of misalignment within this range that result in the highest loads acting on the FOWT.

In the absence of appropriate site-specific wind and wave directional data, the misalignment within a range of $\pm 30^\circ$ that results in the highest loads acting on the FOWT shall be considered.

If slippage in the nacelle yaw system can occur at the characteristic load, the largest possible unfavourable slippage shall be added to the mean nacelle yaw misalignment. If the wind turbine nacelle has a yaw system where yaw movement is expected in the extreme wind situations (e.g. free yaw, passive yaw or semi-free yaw), the turbulent wind model shall be used and the nacelle yaw misalignment will be governed by the turbulent wind direction changes and the turbine yaw dynamic response. Also, if the wind turbine is subject to large yaw movements or change of equilibrium during a wind speed increase from normal operation to the extreme situation, this behaviour shall be included in the analysis.

In DLC 6.1, for a FOWT with active nacelle yaw system, a mean nacelle yaw misalignment of $\pm 8^\circ$ using the turbulent extreme wind model shall be imposed, provided that the absence of slippage in the yaw system can be assured. Note that this set of design load case simulations (DLC 6.1) does not consider an extreme steady wind model.

The response shall be estimated using full dynamic simulation. Subclause 7.5.6 specifies how simulations shall be carried out to fulfil the requirements for DLC 6.1.

In DLC 6.2, a loss of the electrical power network at an early stage in a storm containing the extreme wind situation shall be assumed. Unless power back-up is provided for the control and yaw system with a capacity for nacelle yaw alignment for a period of at least 6 hours, the effect of a wind direction change of up to $\pm 180^\circ$ shall be analysed. For passive nacelle-yaw or weathervaning systems, a heading analysis should be carried out to identify the expected maximum nacelle yaw misalignments.

In DLC 6.3, the extreme wind with a 1-year return period shall be combined with an extreme nacelle yaw misalignment. An extreme misalignment of up to $\pm 20^\circ$ using the turbulent wind model shall be assumed.

For DLC 6.2 and 6.3, modelling requirements may be met by use of the same methods as described above for DLC 6.1, refer to 7.5.6.

If for the cases DLC 6.1, DLC 6.2, DLC 6.3 and DLC 6.5, nacelle yaw misalignment is evaluated using discrete values, the increment in misalignment shall be not more than 10° in the sector of the maximum lift force on the blades.

In DLC 6.4, the expected number of hours of non-power production time at a fluctuating load appropriate for each wind speed where significant fatigue damage can occur to any component (e.g. from weight of idling blades) shall be considered. Particular account shall be taken of the resonant loading of the FOWT support structure due to excitation by the waves and influence of the low aerodynamic damping available from the rotor in a standstill or idling condition. Normal sea state conditions (NSS) shall be assumed. The significant wave height, peak spectral period and direction for each normal sea state shall be selected, together with the associated mean wind speed, based on the long-term joint probability distribution of metocean parameters appropriate to the anticipated site. The designer shall ensure that the number and resolution of the normal sea states considered are sufficient to account for the fatigue damage associated with the full long-term distribution of metocean parameters.

DLC 6.5 is a robustness check of the FOWT support structure in order to detect strongly non-linear system response to extreme metocean conditions. A combination of 500 year environment for wind, wave and current shall be applied without safety factors. Analysis of DLC 6.5 is required only for assessment of the ultimate loads acting on the FOWT support structure.

For FOWTs installed in areas affected by tropical cyclones, additional design considerations may be needed to maintain the same safety level as for FOWTs installed in extra-tropical regions. Annex G proposes an approach based on robustness level analysis and describes two additional load cases to investigate the response of a parked FOWT to cyclone metocean conditions.

7.4.8 Parked plus fault conditions (DLC 7.1 and 7.2)

Deviations from the normal behaviour of a parked wind turbine, resulting from faults on the electrical network or in the wind turbine, shall require analysis. As a minimum, failures in the following systems shall be evaluated: brake system, blade pitch system and nacelle yaw system.

In case of a fault in the nacelle yaw system, nacelle yaw misalignment of $\pm 180^\circ$ shall be considered. If for the cases DLC 7.1 with fault in the yaw system, nacelle yaw misalignment is evaluated using discrete values, the increment in misalignment shall be not more than 10° in the sector of the maximum lift force on the blades. For any other fault, nacelle yaw misalignment shall be consistent with DLC 6.1.

In DLC 7.1, the fault condition shall be combined with extreme wind and wave conditions, so that the global extreme environmental action has a combined return period of 1 year. Sea state parameters are determined as described in 6.3.3.2.4, 6.3.3.3.5, and 6.3.3.4.2.

For DLC 7.1 modelling requirements may be met by use of the same methods as described above for DLC 6.1, refer to 7.5.6.

In DLC 7.1, misalignment of the wind and wave directions shall be considered for calculation of the loads acting on the FOWT support structure. Where appropriate site-specific measurements of wind and wave directions are available, these shall be used to derive the range of misalignment angles relevant to the combination of extreme wind and wave conditions associated with this design load case. Load calculations shall then be based on values of misalignment within this range that result in the highest loads acting on the FOWT support structure.

In the absence of appropriate site-specific wind and wave directional data, the misalignment that results in the highest loads acting on the FOWT support structure shall be considered. If this misalignment exceeds 30° , the extreme wave height may be reduced due to the decay in severity of the sea state over the period associated with the change in wind direction which causes the misalignment. The reduction of the extreme wave height shall be calculated taking into account the water depth, fetch and other relevant site-specific conditions.

If slippage in the nacelle yaw system can occur at the characteristic load found in DLC 7.1, the largest unfavourable slippage possible shall be considered.

In DLC 7.2, the expected number of hours of non-power production time (see 7.6.3) due to faults on the electrical network or in the wind turbine shall be considered for each wind speed and sea state. Particular account shall be taken of the resonant loading of the FOWT support structure due to excitation by the waves and influenced by the low aerodynamic damping available from the rotor in a standstill or idling condition. Normal sea state conditions (NSS) shall be assumed.

For FOWTs with active control systems in the support structure (e.g. active ballast or stationkeeping systems with active thrusters), faults of such systems shall be considered.

7.4.9 Transport, assembly, maintenance and repair (DLC 8.1 to 8.4)

7.4.9.1 General

For general requirements to FOWT marine operations, reference is made to Clause 12.

DLC 8.1 to 8.4 represent ultimate and fatigue loading situations associated with the transport, assembly, maintenance and repair of a FOWT. To define these load cases, the design basis shall state all the wind conditions, marine conditions and design situations assumed for transport, assembly on site, access, maintenance and repair of a FOWT. The maximum stated wind conditions and marine conditions shall be considered in the design if they can produce significant loading on the wind turbine. Sufficient margin between the stated conditions and the wind and marine conditions considered in design shall be provided to give an acceptable safety level. Sufficient margin for wind conditions may be obtained by adding 5 m/s to the stated mean wind speed.

Loads occurring during transport, assembly, access, maintenance and repair of a FOWT shall be taken into account:

- weight of tools and mobile equipment;
- loads from operation of cranes;
- mooring and fendering loads from vessels serving the wind turbine (see 7.4.9.2);
- where relevant, loads associated with helicopter operations (see 7.4.9.2);
- where relevant, loads developed during towing operations e.g. vortex-induced vibrations or motions.

For comments regarding the design of blocking devices, see IEC 61400-1:2019, Clause 7.4.

In DLC 8.2, the conditions shall be combined with extreme wind and wave conditions, such that the global extreme environmental action has a combined return period of 1 year. In the absence of information defining the long-term joint probability distribution of extreme wind and waves, it shall be assumed that the extreme 10-min mean wind speed with 1-year return period occurs during the extreme sea state with 1-year return period.

For DLC 8.2 simulation, requirements may be met by use of the same methods as described for DLC 6.1, refer to 7.5.6.

In DLC 8.3, the expected number of hours of non-power production time during construction of the offshore wind farm and prior to its connection to the electrical network shall be considered for each wind speed and sea state where significant fatigue damage can occur to any components. Normal sea state conditions (NSS) shall be assumed. The significant wave height, peak spectral period and direction for each normal sea state shall be selected, together with the associated mean wind speed, based on the long-term joint probability distribution of metocean parameters appropriate to the anticipated sites. The designer shall ensure that the number and resolution of the normal sea states considered are sufficient to account for the fatigue damage associated with the full long-term distribution of metocean parameters.

7.4.9.2 Boat impact and helicopter loads (DLC 8.1)

7.4.9.2.1 General

Boat landings, ladders and other secondary structures in and near the water line, shall be designed against operational vessel impacts as a normal design load case, where relevant. The primary structure in and near the waterline shall be designed against accidental vessel impacts as an abnormal design load case as described below.

Boat impact on the floating substructure can, depending on the boat size, drift speed and substructure geometry, cause a significant transient response in the floating substructure, tower and RNA of a FOWT. The response caused by boat impact shall thus be evaluated in the design of the whole FOWT.

The environmental conditions to be applied in conjunction with the operational vessel impact shall correspond to the most severe conditions the service vessel is allowed to approach the turbine. For the analysis it can be assumed that the turbine can be stopped or brought to maintenance condition by remote control.

The maximum permissible significant wave height for vessel operations near the FOWT installation shall be stated in the operation manual. Any areas where vessels are not permitted to operate in close proximity should be specified in the operation manual.

At least two design situations should be considered within DLC 8.1: a normal design situation representing the impact of a service vessel under command and an abnormal design situation representing the impact of a drifting service vessel. Only service vessels which are intended to approach boat landings (or other access systems) need to be considered. Supply vessels (e.g. hotel ships) which operate within the wind farm, but are not intended to approach wind turbines, do not need to be considered for impact scenarios. These design situations are described in 7.4.9.2.2 and 7.4.9.2.3.

Loading on a FOWT due to helicopter operations shall be considered where relevant. The design situation, the maximum size of helicopter and the limiting external conditions for approach to a FOWT by the helicopter shall be stated by the operator or designer and taken into account in the load calculations.

7.4.9.2.2 Normal design situation: service vessel under command

For the normal design situation, the characteristic impact energy shall be taken as the expected energy caused by the maximum authorised service vessel approaching in the most severe sea state during which the service vessel is allowed to approach the turbine. A vessel-specific speed shall be assumed. This speed relative to FOWT shall not be assumed less than 0,5 m/s. Effects of wind, waves and current shall be included as well as effects of added mass, which contributes to the kinetic energy of the vessel.

Three different methods are permitted for the evaluation of loads as specified below. These methods address horizontal forcing from bow or stern approach in frontal and side directions relative to the boat landing. They shall be assumed equal in size. The forces shall not be applied simultaneously in both directions.

Option 1: A detailed dynamic analysis of vessel approach may be performed which accounts for:

- the combination of boat speed and sea state to establish a boat impact speed. This will account for inertia of the ship to establish the speed-up that the sea state can cause. A conservative estimate of boat speed is given in Option 2 below;
- the vessel displacement and added mass;
- the non-linear force-deformation properties of the vessel, fender and boat landing spring-system.

If sufficient information to perform the detailed assessment is unavailable, options 2 or 3 may be used as described below.

Option 2: If the fender and boat landing spring-system can be assumed to respond linear-elastically, the following approach may be taken to relate impact force to vessel speed, impact energy and spring energy.

The impact energy is to be transferred into elastic deformation yielding the impact condition:

$$E_{\text{kin}} = E_{\text{spring}} \quad (12)$$

The impact energy is given by

$$E_{\text{kin}} = \frac{1}{2} \times a \times m \times v_{\text{impact}}^2 \quad (13)$$

where

m is the vessel displacement [t];

a is the added mass coefficient (1,25 for bow or stern collision);

v_{impact} is the impact speed [m/s].

The impact speed can be assessed by the following, assuming the operation of the vessel compensates for current:

$$v_{\text{impact}} = v_{\text{boat}} + \begin{cases} \sqrt{\frac{g}{d}} \frac{1}{2} H_s & \text{for shallow water} \\ \pi H_s / T_p & \text{for deep water} \end{cases} \quad (14)$$

Assuming linear elasticity, the spring energy relates to spring force and stiffness:

$$E_{\text{spring}} = \frac{1}{2} \times \frac{F_{\text{boat impact}}^2}{c} \quad (15)$$

where

$F_{\text{boat impact}}$ is the impact force [kN/m];

c is the total spring stiffness of the structure at the impact point in the impact direction [kN/m].

The total spring stiffness c can be calculated by:

$$\frac{1}{c} = \frac{1}{c_1} + \dots + \frac{1}{c_n} \quad (16)$$

where the stiffness values c_1 to c_n represent the different components of the total flexibility at the point of contact such as:

- local stiffness of the boat landing structure,
- global stiffness of the FOWT,
- shock cells, rub strips etc. on the boat landing side,
- fender and local structural flexibility on the vessel side.

In general, it is conservative for the FOWT to assume that the service boat is rigid and the total energy is transferred to the support structure.

Option 3: When specific loads are not available for an operational ship impact, the contact area may be designed for an impact force of $F = 2,5 \times \Delta$, where F is the impact force in kN and Δ is the fully loaded displacement of the service vessel in tonnes.

Irrespective of which method is chosen to calculate the impact load, the secondary structural parts shall be designed such that the vertical movement of the service vessel is not restrained. The secondary structural parts shall also be sufficiently robust and they should be able to withstand 1/2 of the operational impact load applied vertically, unless detailed analysis is done to evaluate the vertical loading considering directional impact and friction. This applies for both the upward and downward direction.

In the normal design load case, secondary structural parts, such as fenders, boat landings and ladders, shall not suffer damage to such an extent that they lose their respective functions as access structures.

7.4.9.2.3 Abnormal design situation: service vessel not under command

For the abnormal design situation, the largest authorised service vessel shall be assumed to be drifting laterally. The impact speed of the drifting vessel shall be assessed but shall not be assumed less than 2,0 m/s relative to the FOWT support structure. Effects of added mass and fendering shall be included and FOWT response from vessel impact could be included.

The partial safety factors can be reduced for the abnormal vessel impact if it can be justified that the overall safety level is reached.

As a consequence of this design situation, secondary structural parts are allowed to become torn off, e.g. by including weak points or by local strengthening of supporting structural parts, thereby to avoid excessive damage to these supporting parts.

The energy absorbed by the FOWT support structure will depend on its strength and stiffness in comparison to that of the impacting component of the vessel. In the case of a very stiff and strong support structure, the energy will be absorbed primarily by the vessel. Following a vessel impact, it is important to examine any damage to the FOWT support structure caused by the impact force and determine any necessary repair work to be undertaken to ensure that the required load carrying capacity of the support structure is preserved. The structure shall be able to withstand DLC 8.2 in the damaged state in order to allow repair works to be conducted.

7.4.10 Redundancy check and damage stability (DLC F1.1 to F2.3)

DLC F1.1 and F2.1 correspond to a transient situation between the intact condition (all mooring lines or tendons are intact) and the redundancy condition after the loss of a mooring line or tendon, as defined in 3.50. DLC F1.2 and F2.2 is the situation after one mooring line or tendon breaks and the structure has reached a new mean position.

For a FOWT with more than one compartment, the load cases DLC F1.3 and F2.3 shall be investigated for all relevant flooding. The flooding conditions shall be chosen according to damage stability requirements per 15.5.

If the control and protection system – see Clause 8 – triggers a turbine shut down or other actions of the turbine, this shall be considered in DLC F1.1, F1.2 and F1.3. The changed dynamics of the system shall be taken into account.

NOTE 1 Depending on the control and protection system architecture, the DLC's F1.2 and F1.3 may become obsolete as DLC F2.2 or F2.3 apply (e.g. after a shut down of the turbine).

The definition of the design load cases DLC F2.1 to DLC F2.3 is the same as for DLC F1.1 to DLC F1.3, with the exception of the wind and sea conditions. In the first group (DLC F1.1 to DLC F1.3), the NTM wind model shall be used in combination with normal sea state (NSS), while in the second group (DLC F2.1 to F2.3), the extreme wind model (EWM) with a minimum 1-year return period shall be used in combination with extreme sea state (ESS).

NOTE 2 Depending on the site conditions or the operation and maintenance concept that may not allow for a timely repair, a higher return period may need to be applied.

Before the analysis with transient situations in DLC F1.1 and F2.1, the load cases and the random seeds that result in the maximum line tension need to be identified for each line from the intact condition simulations. It is recommended to carry out transient analyses by losing the most loaded line identified from the intact condition at the following time steps:

- a) at the peak of the maximum line tension
- b) at the time at which the line tension reaches half maximum tension just before the maximum tension occurs.
- c) at the previous peak before the peak with maximum line tension. This may not be required if the previous peak is substantially low.

Unless the mooring lines are arranged in clusters, immediate transient effect may not be significant, but simulation is needed for a long enough duration as large tensions may be observed while the floating substructure finds a new equilibrium position, which is subsequently simulated in DLC F1.2 and F2.2.

To secure the extreme offsets with respect to line loss, it may be necessary to extend the intact load case identification to the situations driving the maximal offsets when they differ significantly from the situations maximizing the tensions.

During the simulations of load cases DLCs F1.1 to F2.3, the FOWT may experience a severe movement and nacelle yaw misalignment (e.g., yaw movements where in the worst case the incident flow of the rotor can move from upwind to downwind) and shall be considered if relevant.

DLCs F1.1, F1.2, F2.1 and F2.2 can be neglected for the case of non-redundant stationkeeping systems, but additional safety factors are required in this case – see Clause 14.

7.5 Load and load effect calculations

7.5.1 General

Load and load effect calculations shall be performed using appropriate methods taking proper account of the dynamic response of the FOWT structure to the combination of relevant external conditions. The guidance in 7.5 of IEC 61400-1:2019 shall be followed, supplemented by offshore-specific guidance in 7.5.2, 7.5.3, 7.5.4, 7.5.5, 7.5.6 and 7.5.7 of this document.

Frequency-domain methods have historically been used to analyse offshore floating structures, whereas time-domain methods are typically used in wind turbine analysis to account for nonlinearities in the aerodynamics, structural dynamics, and control system. If frequency-domain methods are to be applied in the analysis of a FOWT, the calculated loads shall be shown to achieve a level of safety equivalent, or superior, to the level achieved through accepted time-domain methods for each load case where the frequency-domain method is applied.

In general, the extreme load effect in the floating substructure is estimated as the expected maximum. For floating substructures with significant non-linear response, a detailed assessment should be performed to assess the statistical variability of the response to ensure that the target safety level is achieved, see N.3.3 for further details.

7.5.2 Relevance of hydrodynamic loads

For load calculations associated with the design of the support structure of a FOWT, all loads as described in 7.3.1, 7.3.2, 7.3.3, 7.3.4, 7.3.5, 7.3.6 and 7.3.7 shall be taken into account. The load calculations shall be based on external conditions that are representative of the FOWT site.

The hydrodynamic and stationkeeping system loads acting on the floating substructure of a FOWT are able to affect the tower and RNA directly as a consequence of dynamic response of the support structure and shall be considered.

7.5.3 Calculation of hydrodynamic loads

The calculation of the hydrodynamic loads acting on the support structure of a FOWT shall be performed using appropriate methods.

The potentially large volume and large motions of floating substructures used for FOWTs may have an impact on the calculation of hydrodynamic loads relative to fixed offshore wind turbines. Proper treatment of these effects should be considered where appropriate.

Diffraction can be important for large volume structures, whereby the structure significantly modifies the wave pattern. In this case, hydrodynamic loads cannot be calculated using water particle kinematics solved in the absence of the structure. One result of this is that IEC 61400-3-1's recommended nonlinear constrained wave calculation method cannot be applied, whereby a nonlinear regular wave is embedded into a series of irregular linear waves from which hydrodynamic loads are calculated using Morison's equation. Instead, where diffraction is important, the stochastic and nonlinear nature of waves and hydrodynamic loads can be accounted for using second- (or higher-) order potential-flow wave-body interaction theory, including mean-drift, slow-drift (difference-frequency), and sum-frequency effects where appropriate. Difference-frequency excitation of vertical degrees of freedom (heave, roll, pitch of the floating substructure) may also play an important role and should be included where appropriate. Springing and ringing excitation of TLPs/TLBs are of particular importance to the design of the taut-line moorings and tendons. That said, if demonstrated to be conservative, a linear or second-order wave equal to the extreme wave height may optionally be embedded into the irregular waves to improve convergence of the characteristic load effect; see Annex D for extra detail on this procedure and Annex N for caveats and alternatives.

Wave radiation loading, including memory effects, can be important for large structures undergoing large motion, whereby motion of the structure generates free-surface waves. In this case, the loading is proportional to the oscillatory velocity and acceleration of the structure and depends on its history of motion. The associated loading, including frequency-dependent added mass and damping, can be calculated by potential-flow wave-body interaction theory where appropriate.

Potential-flow wave-body interaction is commonly applied assuming that the floating substructure responds as a rigid body. However, the compliance of the floating substructure, including hydro-elastic effects, should be considered where appropriate.

The hydrodynamic loads from potential-flow wave-body interaction should be augmented with the loads brought about by flow separation, including viscous drag based on the relative velocity between the fluid and floating substructure. Viscous effects are of particular importance to the damping of heave plates.

In case the pure Morison equation is used not in combination with potential flow to compute the dynamic loads on the floating substructure from waves (generally valid approach for hydrodynamically transparent slender structures, e.g. spars and thin-membered semisubmersibles), the vertical forces on tapered parts and on the bottom surface of the structure from the undisturbed wave field (Froude-Krylov force) and possible diffraction forces shall be taken into account.

Nonlinear wave loads should be assessed when dealing with large waves and/or large floating substructure motions.

Annex B provides guidance to enable the calculation of the hydrodynamic loads on the floating structure taking into account the effect of appurtenances and marine growth.

The effect of marine growth on the hydrodynamic loads on the FOWT support structure shall be taken into account by increasing the outer dimensions of the structural member by the expected average thickness of the "hard" marine growth and by classifying structural members as either "smooth" or "rough", depending on the expected amount and thickness of marine growth. In the absence of more specific information, marine growth should be assumed to colonise North Sea structures at elevations up to 2 m above MSL. For other geographical locations, site-specific guidance should be obtained.

If the marine growth thickness is such that certain assemblies of components are completely blocked, the effect shall be properly incorporated in the modelling of the hydrodynamic loads on the FOWT support structure.

7.5.4 Calculation of sea/lake ice loads

The calculation of sea/lake ice loads shall be considered in areas where sea/lake ice may form. Sea/lake ice should be considered according to ISO 19906. In addition, sea ice loads shall be considered in combination with motions of the FOWT due to loads from ice, wind, wave or current processes. The flexibility of the stationkeeping system shall be considered when determining sea ice loads.

If sections of the stationkeeping system and electrical cable are exposed to ice loads, such loading shall be considered; refer to ISO 19906.

An ice-management system may be used to reduce loading due to ice action. The effect of ice management on the behaviour of the FOWT shall be taken into account in the design.

7.5.5 Overall damping assessment for support structure response evaluations

7.5.5.1 General

When modelling the dynamic response of FOWTs, the overall structural damping is a key element in the prediction of both fatigue and ultimate loads for load carrying components of a FOWT structure and should carefully be selected. Damping in a FOWT has several contributors, including energy dissipation originating from:

- aeroelasticity;
- hydrodynamics;
- structural components;
- soil energy dissipation, when applicable;
- passive damping devices;
- active damping devices or damping control features may also be used, but are not discussed in this clause.

These are in general of different nature. Some are viscous, some the result of material hysteresis, and yet others are similar to friction. Thus damping may be linear or non-linear in state variables. Often it is convenient to represent damping by equivalent viscous modal damping. It is emphasised that such equivalent viscous damping depends on the amplitude of oscillation. Viscous damping is typically expressed in terms of a fraction of critical damping or logarithmic decrement. In either case, modal frequency and mass are implicit and care shall be taken when adopting damping from one case to another – i.e. from one turbine size to another.

Dynamic simulations that take account of substantial misalignment between the wind and wave directions may demonstrate high levels of FOWT support structure resonant response induced by wave forces as a consequence of very low aeroelastic damping in the lateral direction. Particular care shall be taken by the designer to ensure that the modelling of damping of the lateral motion of the support structure is reliable.

7.5.5.2 Aerodynamic damping

The aerodynamic damping shall be accounted for by aeroelastic implementation of the simulation code.

7.5.5.3 Hydrodynamic damping

Hydrodynamic damping is the damping contribution arising from interaction of the floating substructure, stationkeeping and dynamic power cable systems with water. This damping contribution consists of two main sources: radiation damping and viscous damping of the floating substructure and viscous damping of the stationkeeping and dynamic power cable systems.

The viscous damping of the fluid results from the relative velocity of the wet part of structure and the surrounding fluid. Viscous hydrodynamic damping is related to the flow drag force term in the Morison equation. The viscous damping is considered in the Morison equation through relative particle velocities.

Radiation damping results from the motions of the submerged part of the structure, thereby creating waves which radiate outward from the structure. This mechanism represents an energy loss to the system and is therefore a form of damping.

7.5.5.4 Structural damping

Structural damping principally represents material damping from hysteretic stress-strain relationships, but damping effects from internals of the FOWT support structure can be included in this value as well. These include, for example, platforms, ladders, lifts and loose hanging vertical cables.

7.5.5.5 Damping due to passive damping devices

The overall damping can be increased by applying passive damping devices. The damping effect from such devices shall be justified by measurements and tests.

7.5.6 Simulation requirements

7.5.6.1 General

Dynamic simulations utilizing a structural dynamics model are used to calculate wind turbine load effects. Certain load cases have a stochastic wind and/or wave input. The total period of load data, for these cases, shall be long enough to ensure statistical reliability of the estimate of the characteristic load effect for the considered component of the system. In general, a sensitivity analysis shall be performed to determine the number and length of simulations. Considering discretization defined in 6.4.3 and 6.4.4, the realizations shall in total not be less than 1 hour duration for each mean, hub-height wind speed and sea state considered in the simulations, whether that is a continuous 1-hour period or six 10-min realizations. Slowly varying response can be important for some components of a FOWT, such as the mooring system, and for such cases it shall be demonstrated that the response is sufficiently represented in the realizations. However, for certain design load cases, the minimum calculation requirements are more onerous:

- for DLC 2.1, 2.2 and 5.1, at least twelve 10-min simulations shall be carried out for each event at the given wind speed and sea state;
- for DLC 1.1, the number and period of simulations carried out for each mean wind speed and sea state combination shall be sufficient to determine a reliable long-term probability distribution of extreme values for extrapolation to the characteristic load effect;

- for DLC 1.2, the number and period of simulations carried out for each mean wind speed and sea state combination shall be sufficient to avoid dependence of seed – i.e. reusing the same wave seed with different wind seeds is generally insufficient. On the other hand, performing one simulation per mean wind speed and sea state combination counting also different misalignments may give sufficient accuracy;
- for DLCs 1.6, 2.6, 6.1, 6.2, 6.3, 6.5, 7.1 and 8.2, at least six 1-hour simulations shall be performed. Alternatively six groups of six 10-min simulations each may be performed if demonstrated that slowly varying response is not important, where each group of six is equivalent to one 1-hour simulation. For at least one 10-min simulation within each group of six the hub height mean wind speed shall be taken as the 10 min value with an N -year return period while for others the 1-hour N -year return period mean wind speed value with an appropriate associated turbulence level may be used. In a similar manner, at least one 10-min simulation within each group of six shall contain the N -year return wave height, H_N . The significant wave height shall be taken as the value with an N -year return period for each simulation. Other approaches may be taken if the designer is able to demonstrate that the estimated extreme response is not less extreme than that obtained with 1-hour realizations. More simulations may be required to obtain an adequate extreme value distribution, but a minimum of six simulations should be considered.

Spectral representation of stochastic sea states requires a minimum number of spectral components to ensure representation of the spectral shape, possible resonant response, and to avoid periodicity.

In load cases involving simulation of stochastic sea states and turbulent inflow where a range of wind speeds is given, the exceedance probability for the characteristic load effect shall be calculated considering the joint probability distribution of normal sea state conditions and wind speeds specific to the site where the FOWT will be installed. Because many load calculations will involve stochastic simulations of limited duration, the characteristic load effect determined for the required return period may be larger than any of the values computed in the simulation.

For load cases with specified deterministic wind field and associated stochastic sea states, i.e. DLCs 1.4, 1.5, 2.3, 3.2, 3.3, and 4.2 (unless sea states are excluded as stated in 7.4.1), the characteristic value of the load effect shall be the worst case computed transient value obtained as the mean of the worst case computed load effects for the associated stochastic sea states. When turbulent inflow is used together with stochastic sea states, the mean of the worst case computed load effects for the different stochastic realisations shall be taken, except for DLC 2.1, 2.2 and 5.1, where the characteristic value of the load effect shall be the mean value of the largest half of the maximum load effects.

Deterministic wind conditions typically lead to extreme loading of system components over short periods of time (on the order of seconds). The phasing between the short periods of extreme loading and the potentially low-frequency but large-amplitude motion of the floating substructure may be important.

- 1) Requirements and guidance regarding directionality (MIS and MUL) are provided in Clause 7.4.1.
- 2) The unique design features and dynamic properties of FOWTs relative to fixed offshore wind turbines likely dictate variations of the simulation requirements. The considerations in the following subclauses shall be addressed where appropriate.

7.5.6.2 Ensuring statistical reliability

The statistical reliability of the calculated loads shall be assessed, and this should consider all probable combinations of wind speed and wind direction; wave height, wave period, and wave direction; current speed and direction; and tidal variation. Partitioning the probable range of each of these environmental parameters into appropriately sized bins where simulations can be run is key to performing a loads analysis of sufficient accuracy with reasonable computational effort. To reduce the total number of bins required, coarse resolution of the direction and wave-period ranges may be sufficient with appropriate justification.

Within each bin, it is important to perform the loads analysis with an appropriate number of adequate-length simulations to ensure the statistical reliability of the calculated structural loads. The appropriate number and length of simulations shall be determined for each DLC based on the FOWT support structure and the site-specific offshore conditions, but should not be less than those specified above. The subclause above recommends 10-minute simulations for most DLCs, with at least 6 random wind and wave seeds, resulting in 60 minutes of stochastic wind and wave inputs for each environmental condition. The 10-minute simulation length is based on the spectral gap of wind variation, which occurs between the turbulent and diurnal peaks in the wind spectrum. Ten minutes of turbulent wind can be approximated as stationary within this frequency band. Similar reasoning in the offshore oil and gas industry has led to common practice of applying 1 hour to 6 hours per simulation for floating systems to account for the spectral gap of waves at a lower frequency, the low natural frequencies of floating substructures, and second-order slow-drift hydrodynamic effects.

Simply running longer FOWT simulations may not be satisfactory. Turbulent wind simulations often assume a stationary wind condition, so, the turbulent wind generated with simulation times much longer than 1 hour is unphysical. Also, generating turbulent wind data with adequate spatial extent, adequate spatial and time resolution, and simulation times much longer than 1 hour is too computationally expensive for most computers to generate and store. Moreover, increasing the simulation length introduces additional stochastic information (and larger extremes) that itself will result in larger ultimate structural loads, independent of offshore considerations.

To avoid these wind data problems, the use of repeated periodic turbulent wind data is suggested if FOWT considerations necessitate running simulations much longer than 10 minutes. Turbulent wind data generated through Fourier-transform techniques are periodic with a period equal to the length of the dataset (typically 10 minutes). This periodic wind data can be successively repeated for simulations involving combined wind and wave excitation longer than 10 minutes using wave data based on the total simulation length (up to 6 hours). It should be ensured that the use of periodic wind data does not excite low-frequency response of the FOWT. Alternatively, concatenating shorter and distinct turbulent wind datasets into a longer dataset is possible with appropriate blending between the distinct datasets; in this case, care should be taken to ensure the blending does not introduce unphysical excitation of the FOWT and that extreme wind events represent the expected statistics.

For extreme sea states, the mean wind speed and significant wave height derived from the site assessment corresponding to a given reference period should be adjusted to the simulation length.

For ultimate loads on FOWTs with negligible slow-drift effects, it is possible that the length of individual simulations need not be longer than 10 minutes as long as the number of simulations is sufficient to ensure the statistical reliability of the calculated structural loads. That is, it is possible that the same ultimate loads can be calculated using simulations of different length, as long as the total amount of random information in the stochastic wind and wave data is kept constant by varying the number of simulations. An assessment of the simulation-length requirements may require one to compare ultimate loads between simulations of different length. To compare ultimate loads between simulations of different length, the averaging technique is important. One should either compare the ultimate load from the same total simulation length, or divide the longer simulations into the length of the shortest simulation and compare the average maxima.

For fatigue loads on FOWTs, it is possible that there is greater sensitivity to the method of counting unclosed cycles compared to the simulation length – see 7.6.3.

7.5.6.3 Considerations based on FOWT support structure natural frequencies

In FOWTs the range of support structure frequencies may be considerably lower than for fixed systems. Therefore, to capture potentially extreme loads or enough fatigue cycles during the transients, the simulation length for start-up and shutdown events may need to be increased for FOWTs. FOWT systems may also be designed with additional control supervisions from what is normally implemented in fixed turbines. Consideration should be made in the assignment of the number of shutdown events simulated as to whether additional supervision triggers are likely to be significant in determining the overall contribution to fatigue loading, with particular reference made to the conditions which are likely to trigger such supervisions.

Because the initial conditions used for the dynamic simulations typically have an effect on the response statistics during the beginning of the simulation period, an appropriate amount of initial data shall be eliminated from consideration in any analysis. This initial condition solution is more important for FOWTs because they typically have long natural periods of the floating substructure and low damping. The appropriate time shall be chosen such that initial numeric transient effects have sufficiently decayed and the floating substructure has reached a quasi-stationary position. To decrease this initial time in each simulation, it is suggested that the states of the numerical model (especially blade-pitch angle, rotor speed, floating substructure surge, and floating substructure heel) be initialized according to the specific prevalent wind, wave and operational conditions.

The tower first bending mode frequencies for FOWTs (fore-aft and side-side bending modes, dominated by tower bending) is typically higher than for fixed offshore systems due to the "free-free" boundary condition, which is critical for the assessment of fatigue loading where eigenfrequencies may be in the proximity of harmonic excitation (blade-passing frequency and their harmonics). The main parameters influencing a proper calculation of these frequencies are.

- rotor-nacelle assembly mass, inertias, and position of centre of mass, and for very soft rotors, blade-bending stiffness;
- tower bending stiffness and tower mass distribution;
- floating substructure mass, inertias, and position of centre of mass;
- stiffness of the floating substructure in the corresponding bending direction;
- hydrodynamic added mass and inertia;
- hydrostatic stiffness;
- stiffness and inertia of the stationkeeping system.

In general, where uncertainty exists, the eigenfrequencies should be set conservatively relative to excitation frequencies. Careful consideration must therefore be given to the modelling and assessment of the coupled system eigenfrequencies as part of design. In all cases, the designer must ensure the appropriate estimation of the coupled eigenfrequencies influencing the loads analysis and the inclusion of these in the simulation model.

Where simplifications in the structural dynamics model of the system are used for loads analysis that may not include all floating support structure or turbine flexural degrees of freedom, the coupled system eigenmodes may be assessed separately. Suitable modifications must then be made to the loads model to ensure eigenfrequency alignment. Modelling should include all reasonable dynamics in the system including flexural modes in both the floating substructure and rotor-nacelle assembly.

Consideration should be given to the following:

- variation in material properties of global structural members;
- specified dimensional tolerance of global structural members;
- variation in mass properties of the system;

- through-life evolution;
- variation of frequency at different operating conditions;
- conservatism of modelling assumptions.

7.5.7 Other requirements

Loads as described in 7.3.1, 7.3.2, 7.3.3, 7.3.4, 7.3.5, 7.3.6 and 7.3.7 shall be taken into account for each design load case. Where relevant, the following shall also be taken into account:

- wind field perturbations due to the wind turbine itself (wake induced velocities, tower shadow, etc.);
- the influence of three-dimensional flow on the blade aerodynamic characteristics (e.g. three-dimensional stall and aerodynamic tip loss);
- unsteady aerodynamic effects;
- structural dynamics and the coupling of vibrational modes;
- aeroelastic effects;
- blade deflection, including clearance with respect to the FOWT support structure;
- the behaviour of the control and protection system of the wind turbine and FOWT support structure;
- the influence of icing of the blades or other parts of a FOWT on its aerodynamic and dynamic characteristics. The designer shall take particular account of icing of the RNA on the loading and floating stability of the floating substructure;
- the mass of the accumulated marine growth on the resonant frequencies and dynamic loading of the FOWT support structure;
- the dynamic response of the wind turbine to the combination of aerodynamic and hydrodynamic loads;
- non-linear wave kinematics;
- diffraction, refer to Annex B;
- vortex-induced vibrations and motions of the floating substructure and stationkeeping system (refer to Annex B);
- influence of nonlinearities and dynamics, including damping, in catenary, semi-taut or taut stationkeeping systems, refer to ISO 19901-7, or for tendons, API RP 2T;
- nonlinear interaction of mooring lines and anchors with seabed;
- dynamic excitation (whipping) and vibration (springing) of the floating substructure from slam impulses (refer to Annex B);
- sloshing.

In many cases, the local strains or stresses for critical locations in a given wind turbine component are governed by simultaneous multi-axial loading. In these cases, time series of orthogonal loads that are output from simulations are sometimes used to specify design loads. When such orthogonal component time series are used to calculate fatigue and ultimate loads, they shall be combined to preserve both phase and magnitude. Thus, the direct method is based on the derivation of the significant stress as a time history. Extreme and fatigue prediction methods can then be applied to this single signal, avoiding load combination issues.

Ultimate load components may also be combined in a conservative manner assuming the most unfavourable component values occur simultaneously. In case this option is pursued, both minimum and maximum extreme component values shall be applied in all possible combinations to avoid introducing non-conservatism.

In 6.3.3.2, requirements to assess wind-wave misalignment are specified. In case the multi-directional wind and wave direction distribution is considered, the resulting directional stress distribution shall be considered.

The design conditions related to concrete-specific limit states such as tightness, crack-opening are detailed in Annex Q.

7.6 Limit state analysis

7.6.1 Method

7.6.1.1 General

This document uses either the partial safety factor format or the working stress design (WSD) format to account for the uncertainties and variability in loads and materials, the uncertainties in the analysis methods and the importance of structural components with respect to the consequences of failure.

The limit state analysis of the rotor–nacelle assembly of a FOWT shall meet the requirements stated in IEC 61400-1. For the design of the FOWT support structure, the provisions stated in 7.6.1.3 shall be followed. The limit state analysis covers:

- ultimate strength analysis per 7.6.2;
- fatigue analysis per 7.6.3;
- serviceability analysis per 7.6.4.

Structural design of the FOWT support structure shall be based on either the partial safety factor design format or the WSD format. As per ISO 19904-1, the partial safety factor design format and the WSD format are treated as parallel requirements. For the fatigue design of the FOWT support structure in accordance with ISO 19904-1, all partial safety factors are set to unity, so the partial safety factor format is equivalent to the WSD format.

Because additional requirements relevant to the design of floating substructures may follow ISO 19904-1 that applies a different limit state analysis method, Annex L provides clarification on these differences and how the differences can be resolved.

Structural assessment of floating substructures for the limit states in association with the DLCs shall be performed using a suitable method to verify the adequacy of the scantling (definition per ISO 19904-1) determined in accordance with scantling equations in RCS rules.

Additionally, a serviceability analysis shall also be performed as part of the limit state analysis of a FOWT see 7.6.4.

7.6.1.2 Design criterion

The safety level of a structure or a structural component is considered to be satisfactory when the design load effect S_d does not exceed the design resistance R_d :

$$S_d \leq R_d \quad (17)$$

This is the design criterion. The design criterion is also known as the design inequality. The corresponding equation $S_d = R_d$ forms the design equation.

The design inequality is verified either using a partial safety factor format as defined in 7.6.1.3 or a WSD format as in 7.6.1.4.

7.6.1.3 The partial safety factor format

7.6.1.3.1 The design load effect

There are two approaches to establish the design load effect S_{di} associated with a particular load F_i .

Approach 1 – the design load effect S_{di} is obtained by multiplication of the characteristic load effect S_{ki} by a specified load factor γ_{fi} .

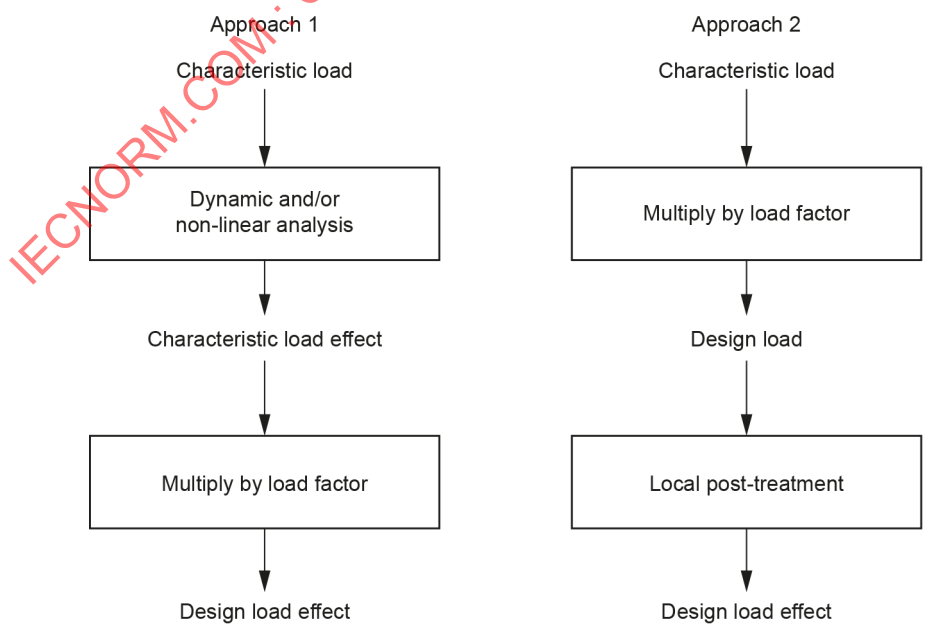
$$S_{di} = \gamma_{fi} S_{ki} \quad (18)$$

where the characteristic load effect S_{ki} is determined in a structural analysis for the characteristic load F_{ki} .

Approach 2 – the design load effect S_{di} is obtained from a structural analysis for the design load F_{di} , where the design load F_{di} is obtained by multiplication of the characteristic load F_{ki} by a specified load factor γ_{fi} .

$$F_{di} = \gamma_{fi} F_{ki} \quad (19)$$

The first approach is generally used to determine the design load effect when a proper representation of the dynamic response is the prime concern, whereas the second approach is generally used for local structural design if a proper representation of non-linear material behaviour or geometrical non-linearities or both are the prime concern; in the present floating structure context, the latter is restricted to post-treatments after the resolution of dynamic equilibrium. The differences between the two approaches are illustrated in Figure 6. Refer to Annex M for clarification on the load and load effect.



IEC

Figure 6 – The two approaches to calculate the design load effect

7.6.1.3.2 The design resistance

There are two approaches to establish the design resistance, R_d , of a particular structural component, based on a "material factor" that can cover both material uncertainties and other factors affecting the resistance.

Approach 1 – the design resistance is determined from the characteristic material strength, and R is the resistance of the structural component evaluated for a given material strength and material factor:

$$R_d = R \left(\frac{1}{\gamma_m} f_k \right) \quad (20)$$

where γ_m is the material factor for material strength and f_k is the characteristic value for the material strength.

Approach 2 – the design resistance is determined from the characteristic resistance of the particular structural component:

$$R_d = \frac{1}{\gamma_m} R_k \quad (21)$$

where γ_m is the material factor for the particular component and R_k is the characteristic value of the component resistance.

Equation (18) is used together with equation (21) according to the provisions of IEC 61400-1. Some standards, for example ISO 19900, require the use of equation (19) in combination with equation (21) whereas other standards, for example ISO 19903, combine equation (19) and equation (20). Because the choices above can affect the components' safety level, the designer must apply caution to ensure that the resulting FOWT safety level meets the minimum target.

7.6.1.4 Working stress design format

For a limit state design check of a steel-based FOWT tower and floating substructure in accordance with the WSD format, all partial factors as referenced in 7.6.1.3 are equal to unity and design values are taken as the representative values; appropriate global safety factors or utilization factors are applied in design checks.

The design acceptance criteria are expressed in terms of appropriate allowable stress. A single safety factor, $S.F.$, based on the design condition and type of stress, is used together with the specified minimum yield strength, σ_y , to determine the allowable stress, $\sigma_{\text{allowable}}$, by:

$$R_d = \sigma_{\text{allowable}} = \frac{\sigma_y}{S.F.} \quad (22)$$

In addition, the stress in a structural member due to compression, bending or shear shall not exceed the following allowable buckling stress σ_{buckling} , determined by the critical compressive buckling stress or shear buckling stress σ_{cr} divided by a safety factor $S.F.$, by:

$$R_d = \sigma_{\text{buckling}} = \frac{\sigma_{\text{cr}}}{S.F.} \quad (23)$$

7.6.2 Ultimate strength analysis

7.6.2.1 General

The system and component design resistances of the tower and floating substructure shall be determined according to the ISO offshore structural design standards or other recognized offshore standards. Alternatively, the design resistance of the tower may be determined according to IEC 61400-1. The ultimate strength design load cases and associated load safety factors specified in this document (IEC 61400-3-2) shall be used in the design of the tower and floating substructure.

For each tower and floating substructure component assessed and for each load case in Table 2 where ultimate strength analysis is appropriate, the design criterion in equation (17) shall be verified for the most critical limit state, identified on the basis of having the least margin.

If structural design of the floating substructure is undertaken in accordance with the ISO standards or other recognized offshore standards based on similar design principles, Approach 2 in 7.6.1.3 shall be used to properly account for the influence of the non-linearities. In a typical design situation, the main loads will be wind loads, hydrodynamic loads, and mooring loads in addition to permanent loads. The design load effects in the floating substructure, stationkeeping system, and anchor may be determined from a structural analysis carried out by applying the design wind load effects as external loads at an appropriate interface level, such as the tower flange or the mooring connection point (e.g., chain stopper or fairleads), in addition to the design values of hydrodynamic loads and permanent loads.

Approach 1 in 7.6.1.3 may be used to determine the design load effects by application of a common load safety factor to the characteristic load effects resulting from an integrated dynamic analysis of the combined characteristic wind, hydrodynamic and permanent loads. In this case, care shall be taken that partial safety factors are calibrated to compensate for lack of modelling of floating substructure non-linearities in response. The calibration shall ensure that the same level of structural reliability is obtained as is implied by the provisions of this document, including references made to the relevant ISO design standards.

The ultimate strength analysis of the rotor-nacelle assembly should be determined according to IEC 61400-1. The ultimate strength analysis of the stationkeeping system is covered in Clause 14.

7.6.2.2 Partial safety factors for loads

Partial safety factors for loads shall in general be equal to the values specified in 61400-1. As stated in IEC 61400-1, the load partial safety factors for DLC 6.1 and DLC 6.2 are derived by assuming that the coefficient of variation of the annual maximum wind speed is smaller than 15 % which is not always the case in cyclone conditions. In addition to the guidance in IEC 61400-1, Annex G provides guidance on safety levels for tropical cyclone conditions.

7.6.2.3 Partial safety factors for resistances and materials

The system and component design resistances of the tower and floating substructure shall be determined according to the ISO offshore structural design standards or other recognized offshore design standards. Formulae for the evaluation of ultimate design resistances, their associated characteristic values for material strengths and/or resistances, and their associated materials and/or resistance safety factors shall therefore be taken from these aforementioned standards. Alternatively, the design resistance of the tower may be determined according to IEC 61400-1.

7.6.2.4 Special partial safety factors

Lower partial safety factors for loads may be used where the magnitudes of loads have been established by measurement or by analysis confirmed by measurement to a higher than normal degree of confidence. The values of all partial safety factors used shall be stated in the design documentation.

7.6.2.5 Working stress design format

For beam columns and tubular members, the individual stress components shall not exceed the allowable stress. For members with combined loads, the superimposed effects of stresses shall be considered.

For plated structures under multiaxial loading conditions, the stress should be formulated in terms of the von Mises stress (or equivalent) and shall not exceed the allowable stress.

In general, the safety factor for yielding shall be according to Table 3. Lower safety factors for yield stress may be used where the magnitudes of loads have been established by measurement or by analysis confirmed by measurement to a higher than normal degree of confidence. The values of all safety factors for yield stress used shall be stated in the design documentation.

Table 3 – Safety factor for yield stress

Kind of stress	Normal (N)	Abnormal (A)	Transport and erection (T)
Axial and bending	1,5	1,25	1,67
Shear	2,26	1,89	2,52
Von Mises	1,33	1,11	1,48

In general, safety factor for buckling of a structural member subject to compression, bending or shear shall be taken as 1,50 for normal (N), 1,25 for abnormal (A) and 1,67 for transport and erection (T). However, if the magnitudes of loads have been established by measurement or by analysis confirmed by measurement to a higher than normal degree of confidence, the safety factor shall not be less than 1,25 for normal (N), 1,04 for abnormal (A) and 1,39 for transport and erection (T).

Additional requirements for allowable stresses of beam columns and tubular joints subjected to compression, bending or their combinations should be in accordance with recognized offshore standards.

7.6.3 Fatigue analysis

The system and component design resistances of the tower and floating substructure shall be determined according to the ISO offshore structural design standards or other recognized offshore design standards. Formulae for the evaluation of fatigue design resistances, their associated characteristic values for material strengths and/or resistances, and their associated materials and/or resistance safety factors shall therefore be taken from these aforementioned standards. Alternatively, the design resistance of the tower may be determined according to IEC 61400-1.

For each component of the tower and floating substructure assessed, it shall be demonstrated that the selection and weighting of load cases, defined in Table 2 as fatigue cases, results in the accurate estimate of the lifetime accumulated fatigue damage.

The stress ranges used for fatigue assessment should be derived from and/or be computed consistently with the structural dynamics model outputs ("F" analyses from the design load cases of Table 2). For each critical detail in the tower and floating substructure, the stress sources to be considered are:

- global internal loads transiting through the structure, including i) the boundary loads collected at the RNA and fairlead interfaces (at all relevant frequencies, including vibrations), and ii) self gravitational, inertial, hydrostatic, hydrodynamic, and aerodynamic loads;
- any local loads potentially left out due to limited resolution of the global structural dynamics model, such as: external hydrostatic and hydrodynamic pressure, internal fluid pressure (ballast water or otherwise), and onboard machinery vibrations.

The fatigue analyses should cover the intended design lifetime. In general, this implies rescaling the short-term damage computed from individual simulations (see Annex N) and weighting it by the likelihood of each design situation. It may also be appropriate to take measures to blend in the damage from transient cases (turbine startup, shutdown, fault) in a way that does not inflate the reconstructed design life time.

Accumulated fatigue damage during lifetime is influenced by the availability of a wind turbine. This excludes the construction and commissioning periods. In some cases it is conservative to assume 100 % availability when evaluating fatigue loading whilst in other cases (including other load components) it may be conservative to assume a lower value of availability. In such cases a conservatively low value of availability shall be estimated by the designer. In the absence of other information, a value of 90 % may be assumed.

Unclosed cycles may play an important role in fatigue analysis of FOWT, particularly for shorter simulations. It is possible that there is greater sensitivity in the fatigue loads to the method of counting unclosed cycles compared to the simulation length. To minimize this sensitivity, the fatigue-counting algorithm should be processed with all of the simulations from each bin concatenated into one dataset instead of processed separately.

NOTE Unclosed cycles, also called half or partial cycles, are generated by rainflow-counting algorithms when peaks cannot be matched with equivalent but opposite amplitude valleys. Unclosed cycles are created at the beginning and end of time-domain simulations, and for large amplitude cycles. A weighting factor between zero and one is applied to these unclosed cycles when the final damage is calculated. If a weighting factor of one is used, each unclosed cycle is treated as if it was a full cycle, and if zero is used, the unclosed cycles are disregarded, having no effect on the fatigue calculation. A factor of 0,5 is commonly recommended as a compromise.

7.6.4 Serviceability analysis

The design of the FOWT shall satisfy requirements for safe operation during its envisaged operating life. Excess of limiting values regarding RNA or FOWT motions that may cause damage to the turbine, subsea cabling or neighbouring facilities, deformations of the rotor blades, inclination of the tower, heel of the floating substructure, etc., which may not necessarily have negative impact within the load simulations, can in reality prevent the FOWT from safe operation and therefore have to be avoided. A serviceability limit state evaluation shall thus be made to ensure integrity of the FOWT. The owner / developer shall propose appropriate limiting values to ensure the integrity and serviceability of the FOWT (e.g. maximum accelerations, dynamic power cable requirements, exclusion zone) and related infrastructure. Priority should be given to any local requirements. The designer shall verify that these limiting values are not exceeded in all relevant design load cases considered in 7.4. The characteristic motion effects used in the serviceability analysis shall be computed with the same approach used to compute the characteristic load effects (e.g., extreme value or mean of the worst case computed transient value) for each design load case. In the serviceability analysis, the partial load factors and partial resistance factors shall be taken as unity in the partial factor design method; the safety factors shall be taken as unity in the WSD method.

8 Control system

The operation and safety of a FOWT shall be governed by a control system that meets the requirements stated in IEC 61400-1.

If any floater control system is defined, the relevant control system requirements of IEC 61400-1 should be maintained. Failure modes of the floater control system shall be identified according to the requirements given in IEC 61400-1, 8.4 and evaluated according to the requirements given in 7.4.3 of this document. Furthermore, if any interface between a turbine controller and floater controller exist, the failure of this interface shall be evaluated.

An FMEA or equivalent fault analysis shall be carried out to determine fault events relevant for a FOWT loading. This may include fault-tree analysis or similar methods to identify any common cause failures.

Provisions shall be made to ensure adequate protection of all components of the control and protection system against the effects of the marine environment. Guidance relating to corrosion protection is given in Annex E.

In addition, the following shall apply:

It shall be possible to bring the rotor to a standstill by remote control to be used prior to the possible arrival of personnel, if necessary in terms of personnel safety.

If necessary to ensure personnel safety (e.g., for heli-hoist operations or to prevent possible blade tip-ship collisions), remote control of the nacelle yaw system, as well as its remote immobilization, shall be possible on request of the pilot of a helicopter or ship operating near the turbine.

If other systems than blocking devices are used for these immobilizations (e.g., nacelle yaw brakes or mechanical disc brakes), measures shall be taken to avoid any slippage safely.

Appropriate indicators shall be installed on the FOWT to inform the approaching personnel that the rotor and nacelle yaw system are immobilized.

In such cases where the control actuates active devices in the floating substructure such as water ballast transfer pumps, yaw thrust propellers, yaw bearing geared motors and so on, similar procedures as those implemented for the nacelle yaw, blade pitch and rotor rotation aimed to secure the safe access and work for service personnel shall be implemented.

In the case of automatic/remote immobilization of the rotor and/or nacelle yaw system, measures shall be provided that prevent automatic/remote restart of these systems except upon request of the personnel on the turbine and/or in the helicopter/ship. For the personnel on the turbine, it shall be possible to deactivate automatic/remote restarts of the rotor and/or nacelle yaw system before entering areas of risk. An appropriate note shall be inserted in the relevant instruction documents.

Due to the possible additional control and protection systems required for the FOWT support structure, interactions between multiple control and protection systems should be considered in the design.

Potential resonance and dynamic amplification of motions due to control system actions shall be properly mitigated to ensure structural integrity.

A consequence of conventional blade-pitch control of wind turbines is that mean rotor thrust is reduced with increasing wind speed above rated. If applicable, the designer shall consider this condition and ensure that any negative damping of the FOWT system is properly mitigated in the fore-aft direction – including motions from tower bending and floating substructure surge, pitch and yaw – across all normal operating conditions.

The protection function of the control system shall be activated as a minimum in the following hazardous events:

- failure of the control function of the FOWT support structure where it would impact wind turbine operation (e.g., active-ballast system, active damping system, or active cable tensioning),
- loss of floating substructure position exceeding the design envelope (e.g., from the loss of a mooring line or tendon) (a mooring line loss does not need to lead to an emergency shut down, it may only result in a warning, depending of the structure, number of lines etc. or trigger a requirement to bring the turbine in a safe mode. The owner can decide if a one line failure may lead to a loss of production or not),
- motions and accelerations of the floating substructure exceed operational limits,
- tower inclination angle exceeds operational limits,
- flooding impacting floating stability,
- tendon loss, if applicable,
- significant resonance.

The control system shall detect any of the above mentioned hazardous events and trigger a warning. If operational limits are exceeded, the control system will trigger an alarm and shut down the wind turbine or bring it into a safe mode. It can be restarted after assessment on its correct operation and reset.

9 Mechanical systems

A mechanical system for the purposes of this document is any system that does not consist solely of either static structural components or electrical components, but uses or transmits relative motion through a combination of shafts, links, bearings, slides, gears and other devices. Within a floating wind turbine, these systems may include elements of the drive train, such as gearboxes, shafts and couplings, and auxiliary items, such as brakes, blade pitch controls, nacelle yaw drives. Auxiliary items may be driven by electrical, hydraulic or pneumatic means. Floating related examples include drainage or bilge pumping, active or passive station keeping and marine deck equipment.

The design of all mechanical systems within the RNA and tower shall meet the requirements stated in IEC 61400-1. The design of all mechanical systems within the FOWT substructure shall meet the applicable subclauses of Clause 17 of ISO 19904-1, taking into account the exposure level of a FOWT substructure as defined in 5.3 of this document; see also Clause 17 of this document.

NOTE For more guidance regarding safety requirements related to the design of mechanical systems, see Clause 8 of IEC TS 61400-30:2023.

Provisions shall be made to ensure adequate protection of all mechanical systems against the effects of the marine environment. Guidance relating to corrosion protection is given in Annex E.

Some FOWT will exhibit greater motion than land-based and fixed offshore wind turbines. The potential heel angle and accelerations of the floating substructure due to pitch and roll motion is of particular importance. The designer shall ensure that these accelerations, dynamic motion and mean static and maximum dynamic heel and inclination are taken into account in the design particularly on wear and lubrication of the mechanical systems, including systems pertaining to the RNA and systems and equipment specific to FOWT support structures.

10 Electrical system

The "electrical system" of a FOWT installation comprises all electrical equipment installed in each individual FOWT including the high voltage switchgear; in the following referred to as the "wind turbine electrical system".

The power collection system is not covered in this document.

The design of the electrical system of a FOWT shall meet the requirements stated in IEC 61400-1 except where it is clear that those requirements are only relevant to an onshore site.

NOTE For more guidance regarding electrical system, see Clause 7 of IEC TS 61400-30:2023.

Provisions shall be made to ensure adequate protection of all electrical components against the effects of the marine environment by selection of an appropriate corrosion class, climatic class, environmental class, pollution class, and enclosure ingress protection (IP) rating in accordance with relevant national and international design codes and regulations. Guidance relating to corrosion protection is given in Annex E.

The designer shall give due consideration to electrical insulation requirements, saline atmospheres, humidity and temperature, ventilation requirements, the presence of moisture and/or condensation, the potential for dripping water, mechanical shock or vibration, and any maintenance requirements to preserve the integrity of the wind turbine electrical system.

Electrical systems of the FOWT support structure shall be in accordance with IEC, ISO, or RCS rules.

Some FOWT will exhibit greater motion than land-based and fixed offshore wind turbines. The heel angle of the floating substructure due to pitch and roll motion is of particular importance. The designer shall ensure that all FOWT system motions are taken into account in the design of the electrical systems, including systems pertaining to the RNA and systems and equipment unique to FOWT support structures.

11 Anchor design

Anchor design and site, soil and rock characterization for the anchor locations of stationkeeping systems shall follow the requirements given in ISO 19901-4 and ISO 19901-7. Annex C identifies sources of further specific guidance relating to the design of anchors for FOWTs. Shared anchors will require special considerations in regards to loading conditions and safety factors in order to meet the same safety level of established anchor designs.

For units with redundant mooring system, the anchor holding capacity shall be verified for the transient conditions in case of a mooring line failure.

12 Assembly, transport and installation

12.1 General

See ISO 19901-6, IEC 61400-1, and/or IEC 61400-3-1 for applicable items that are not addressed in this clause.

ISO 19901-6 provides requirements and guidance for offshore marine operations relevant to floating wind turbine installation and all relevant temporary phases, stationkeeping system deployment and hook up, structure towing, etc.

NOTE For installation of the dynamic power cable, including deployment, pull in and hang off, see ISO 13628-5.

For wind turbine specific items, see ISO 29400 Clauses 8, 9, and 10, which deal with logistics specific to wind turbines (land or nearshore transportation, components assembly, storage) and Subclause 12.6 addressing weight control or equipment produced in large number.

Floating stability and structural integrity of the FOWT and all its components during assembly, transportation and installation operations should be verified in the design stage against the most adverse environmental conditions defined in 12.3.

Regarding towing conditions, the towed object, including cargo and securing arrangements, should be designed to withstand the loads caused by the most adverse environmental conditions defined in 12.3.

12.2 Planning

The assembly and installation of floating wind turbines and associated equipment shall be planned in order that the work is carried out safely and in accordance with local and national regulations. In addition to procedures for quality assurance, the planning shall include all hazardous operations (HAZOPs). The following items shall be considered, but not limited to:

- detailed drawings and specifications of the work and inspection plan;
- procedures for the assembly and installation of the tower, nacelle and rotor;
- procedures for FOWT / floating substructures port moves;
- procedures for float out of the floating substructure;
- rules for safe execution of seabed works and preparations necessary for cable laying and/or anchors installation;
- procedures for the installation of stationkeeping systems, electrical cables and floating substructure;
- contingency plans for unexpected events and equipment failure (e.g., but not limited to, weather degradation, vessel equipment failure, installation aide failure, etc.);
- tow out, hook up and commissioning.

12.3 Environmental conditions

An installation manual shall be established that sets maximum environmental conditions during installation and all temporary phases. The installation procedures shall follow these maximum operating limits. When relevant, the directionality of environments shall be considered to identify the most critical environments, as defined in Clause 7.4 of ISO 19901-6.

12.4 Documentation

Drawings, specifications and instructions for assembly procedures, and installation of the wind turbine and the FOWT support structure are to be developed. Details of all loads, weights, lifting points and special tools and procedures necessary for the safe handling and installation of the FOWT shall be documented. HAZIDs and HAZOPs shall be carried out prior to when the scheduled activity is to take place.

Documentation shall also address training requirements of the personnel performing the tasks.

Detailed records shall be maintained during all phases to provide as-built data.

12.5 Transport, receiving, handling and storage

Transport, receiving, handling and storage of FOWT components shall be performed according to the manufacturer's instructions and procedures.

All parts shall be secured to prevent possible damage caused by movements of the FOWT. Seafastening shall be detailed in drawings for all substantial equipment.

13 Commissioning, operation and maintenance

13.1 General

The commissioning, operation, inspection, and maintenance procedures shall be specified in the operator's instruction manual with due consideration of the safety of personnel.

The design shall incorporate provisions for safe access for inspection and maintenance of all components. The access system shall comply with relevant local, national and international regulations.

NOTE For more guidance regarding access, see 9.2 of IEC TS 61400-30:2023.

The requirements of Clause 10 also cover electrical measurement equipment temporarily installed in the FOWT for the purpose of measurements.

When appropriate, operation and maintenance personnel shall use approved personal protective equipment, such as eye, foot, hearing and head protection. All personnel climbing towers, or working above ground or water level, shall be trained in such work and shall use approved safety belt, safety climbing aids. Other safety devices include life jackets, wetsuits and buoyancy aids.

For more floating-specific guidance regarding commissioning, operation and maintenance, see ISO 19901-6.

13.2 Design requirements for safe operation, inspection and maintenance

Controlling the normal operational functions of a FOWT by service personnel shall be possible at entry points to the FOWT. A tagged, local, manual override on the automatic/remote control system shall be provided at the entry points as well.

NOTE 1 Further guidance regarding safe operation, inspection and maintenance can be found in ISO 19901-6, ISO 19901-7, ISO 19904-1 and ISO 29400, as appropriate.

External events detected as faults but not critical for the future safety of a FOWT, such as loss and reinstatement of the electrical load, may allow automatic return to normal operation after completion of the shutdown cycle.

Guards designed to protect personnel from accidental contact with moving components shall be fixed, unless frequent access is foreseen, where they may be movable.

Guards shall:

- be of robust construction;
- not be easy to bypass;
- where possible, enable essential maintenance work to be carried out without their dismantling.

NOTE 2 For more guidance regarding mechanical systems, see Clause 8 of IEC TS 61400-30:2023.

Any walkway or platform mounted on the support structure of a FOWT shall have an air gap compliant with subclause 7.3.5, considering only the design situations (DLCs) related to personnel access for offshore maintenance or repairs. For safety, removal of marine growth should be considered. If there is a risk of icing at the site, the limitation of accessibility to ladders and platforms under icing conditions shall be considered. Consideration shall also be given to the risk of damage to structures from falling ice.

The design shall incorporate adequate minimum vertical clearance between a rotating blade tip and any walkway or platform used during operation of the wind turbine.

Provisions shall be made in the design for use of diagnostic fault finding equipment.

To ensure safety of the inspection and maintenance personnel, the design shall incorporate:

- safe access paths and working places for inspection and routine maintenance;
- adequate means to protect personnel from accidental contact with rotating components or moving parts;
- provision for securing lifelines and safety belts or other approved protection devices when climbing or working above entry points;
- provisions for blocking rotation of the rotor and nacelle yawing mechanism or other mechanical motion, such as blade pitching, during servicing according to wind conditions and design situations specified in DLC 8.1, as well as provisions for safe unblocking;
- warning signs for live conductors;
- suitable devices for the discharge of accumulated electricity;
- suitable fire protection for personnel;
- an alternative escape route from the nacelle;
- provision for an alternative escape route from the FOWT in case of emergency;
- provisions for a stay of 1 week in a FOWT (food, water, heating, clothing/blankets);
- offshore safety equipment (such as: life jackets, life raft, lights, alarm pistol, flares).

Maintenance procedures shall require safety provisions for personnel entering any enclosed working space, such as hub or blade interior that ensures any dangerous situation will be known by standby personnel to immediately initiate rescue procedures, if necessary.

NOTE 3 For more guidance regarding safety of personnel, see Clause 8 and Clause 9 of IEC TS 61400-30:2023.

The operation of obstacle lighting and marking relevant to marine navigation and aviation shall comply with relevant national and international regulations and codes.

13.3 Commissioning

13.3.1 General

The commissioning of the onboard machinery, equipment and systems such as ballast systems, pumps, compressors, generators, electrical and control systems, firefighting equipment, thrusters and/or weathervane active or passive devices etc. that are not part of the RNA shall include both functionality and capacity trials in accordance with approved procedures. For those onboard machinery, equipment and systems that have no redundancy, the commissioning tests prior to operation shall be sufficient to prove reliability for in-service conditions.

The manufacturer shall provide instructions for commissioning.

13.3.2 Energization

The manufacturer's instructions shall include a procedure for initial energization of the wind turbine electrical system.

NOTE For more guidance regarding electrical system, see Clause 7 of IEC TS 61400-30:2023.

13.3.3 Commissioning tests

The manufacturer's instructions shall include the procedures for testing of the FOWT after installation, to confirm proper, safe and functional operation of all devices, controls and apparatus. These shall include, but not be limited to

- safe start-up;
- safe shutdown;
- safe emergency shutdown;
- safe shutdown from overspeed or representative simulation thereof;
- function test of protection system.

13.3.4 Records

The manufacturer's instructions shall include the information that proper records shall be kept, describing testing, commissioning, control parameters and results.

13.3.5 Post commissioning activities

At the completion of installation, and following operation for the manufacturer recommended running in period, the specific actions that may be required by the manufacturer shall be completed.

These can include, but are not limited to preloading of fasteners, changing of lubrication fluids, checking other components for proper setting and operation and proper adjustment of control parameters.

13.4 Operator's instruction manual

13.4.1 General

An operator's instruction manual shall be supplied by the FOWT manufacturer and augmented with information on special local conditions at the time of commissioning as appropriate. The manual shall be available to the operation and maintenance personnel in a language that can be read and understood by the operator. The manual shall include, but not be limited to

- any requirements that the operation shall be performed by personnel suitably trained or instructed in this activity;
- safe operating limits and system descriptions;
- start-up and shut-down procedures;
- an alarms action list;
- emergency procedures plan;
- safe offshore access procedures;
- stated requirements that when appropriate:
 - approved personal protection equipment, such as life-jacket plus eye, foot, hearing and head protection shall be used,
 - when appropriate, all personnel climbing towers, or working above water level, shall be trained in such work and shall use approved safety belt, safety climbing aids or other safety devices.

Additional requirements that apply to marine operations of FOWT support structures are specified in ISO 19904-1 as part of the marine operations manual.

NOTE For more guidance regarding safe operation, see IEC TS 61400-30.

13.4.2 Instructions for operations and maintenance record

The manual shall state that operations and maintenance records shall be kept and should include the following:

- wind turbine identification;
- energy produced;
- operating hours;
- shutdown hours;
- date and time of fault reported;
- date and time of service or repair;
- nature of fault or service;
- action taken;
- parts replaced.

13.4.3 Instructions for unscheduled automatic shutdown

The manual shall require that following any unscheduled automatic shutdown caused by a fault or malfunction, unless specified otherwise in the operations manual or instructions, the operator shall investigate the cause before a FOWT is restarted. All unscheduled automatic shutdowns should be recorded.

If the FOWT is re-started after a period of more than three months of non-power production, special precautions shall be taken. Prior to re-start, all components and systems shall be thoroughly inspected and their engineering integrity assessed. Components and systems that are determined to no longer satisfy their design requirements because of the effects of the prolonged period of non-power production shall be repaired or replaced. The condition of critical components and systems shall be monitored after the turbine is re-started and brought back to a state of power production.

13.4.4 Instructions for diminished reliability

The manual shall require that action shall be taken to eliminate the root cause of any indication or warning of abnormality or diminished reliability.

13.4.5 Work procedures plan

The manual shall require that the FOWT shall be operated according to safe working procedures, taking into account the following:

- electrical systems operation;
- co-ordination of operation and maintenance;
- utility clearance procedures;
- tower climbing procedures;
- equipment handling procedures;
- activity during bad weather;
- communications procedures and emergency plans;
- turbine access procedure.

NOTE For more guidance regarding safe working procedures, see IEC TS 61400-30.

13.4.6 Emergency procedures plan

Possible emergency situations shall be identified in the operations manual and the required actions of the operating personnel prescribed.

The manual shall require that where there is a fire or apparent risk of structural damage to the FOWT or its components, no one should approach the wind turbine unless the risk is specifically evaluated.

In preparing the emergency procedures plan for FOWTs, it shall be taken into account that the risk for structural damage may be increased by situations such as the following:

- overspeeding;
- icing conditions;
- lightning storms;
- earthquakes;
- broken or loose guy-cables;
- brake failure;
- rotor imbalance;
- loose fasteners;
- lubrication defects;
- fire, flooding;
- ship collision;
- mooring line or tendon breaking event;
- leaking, rupture and consequential flooding of one or more buoyancy compartments;
- failure of FOWT support structure control functions;
- other component failures.

13.5 Maintenance manual

Each FOWT shall have a maintenance manual, which at a minimum consists of the maintenance requirements and emergency procedures specified by the FOWT manufacturer. The manual shall also provide for unscheduled maintenance.

The maintenance manual shall identify parts subject to wear, damage, corrosion and build up of marine growth, and indicate criteria for replacement.

Subjects which should also be covered in the manual include:

- any requirement that the inspection and maintenance shall be carried out by personnel suitably trained or instructed in this activity, at the intervals specified in and in compliance with the instructions in the wind turbine maintenance manual;
- description of the subsystems of the FOWT and their operation;
- lubrication schedule prescribing frequency of lubrication and types of lubricants or any other special fluids;
- recommissioning procedure;
- maintenance inspection periods and procedures;
- procedures for functional check of protection subsystems;
- complete wiring and interconnection diagram;

- guy-cable inspection and retensioning schedules and bolt inspection and preloading schedules, including tension and torque loadings;
- maintenance of the access system and repair procedures following its damage due, for example, to impact by the service vessel;
- diagnostic procedures and trouble-shooting guide;
- recommended spare parts list;
- set of field assembly and installation drawings;
- tooling list;
- inspection and possible removal of marine growth;
- maintenance of the corrosion protection system;
- maintenance of the scour protection system.

NOTE For more guidance regarding maintenance requirements and emergency procedures, see IEC TS 61400-30.

14 Stationkeeping systems

14.1 General

The design of a catenary, semi-taut or taut stationkeeping systems shall be basically in accordance with ISO 19901-7; for tendons, refer to API RP 2T. Design situations and load cases shall be defined in accordance with 7.4. In the case of non-redundant stationkeeping systems, an increase in safety factors is to be considered to reach the same level of safety as for a redundant stationkeeping system – see Annex K.

Simulations for the loads analysis of the FOWTs – see Clause 7 – shall account for the interactions among the RNA, tower, floating substructure, stationkeeping system, and where relevant, power cables.

Soil conditions (e.g., stiffness and damping) can be important and shall be accounted for in the design.

14.2 Catenary, semi-taut or taut stationkeeping systems

Additional deviations from ISO 19901-7 applicable to catenary, semi-taut or taut stationkeeping systems are:

- The return periods of environmental conditions shall follow Table 2.
- If mooring line capacity is increased due to other factors than minimum required break-strength, the design of mooring connection point (e.g., chain stopper or fairlead) and their structural reinforcement in the floating substructure should be based on maximum derived tension for the most loaded mooring line together with appropriate safety factors, per ISO 19901-7 Clause 10.2 together with the resistance and material safety factors per Clause 7 of this document.
- Due to the different configurations of the mooring system for a FOWT compared with a traditional offshore unit addressed in ISO 19901-7, the one line broken condition of DLCs F1.1, F1.2, F2.1 and F2.2 of Table 2 can be considered equivalent to the transient case per ISO in regard to safety factor.
- Shared mooring lines will require special considerations in regards to loading conditions and safety factors.

14.3 Tendon systems

Tendon systems, including tendon bodies, connectors and anchors not covered by ISO 19901-7, shall be in general designed in accordance with API RP 2T. The following additional considerations shall be applied:

- The return periods of environmental conditions shall follow Table 2.
- Due to the different configurations of a tendon system for a FOWT compared with a traditional offshore unit addressed in API RP 2T, the one tendon broken condition of DLCs F1.1, F1.2, F2.1 and F2.2 of Table 2 can be considered equivalent to the extreme design conditions safety category B per API RP 2T in regard to safety factor.
- For a tendon system using tendon bodies not comprising tubular steel, the design criteria for tendon bodies and connectors shall be determined such that the tendon system can achieve at least the same level of safety as the FOWT.

14.4 Synthetic mooring

When synthetic mooring ropes are used, their suitability shall be demonstrated by means of a qualification plan specific to the load regime and operating modes applicable to floating wind turbines. ISO 18692-1, together with ISO 18692-2 and ISO 18692-3 when applicable, shall be used for the qualification of synthetic mooring ropes. In qualifying the ropes, care should be taken to the load pattern of the ropes that may differ from other offshore mooring applications. The following points are of particular relevance for floating wind turbine moorings:

- Impact of marine growth and potential for seabed contact in shallow waters;
- Stiffness variations in different operating modes (survival, fatigue, maximum operating conditions, post-installation, installation, etc.);
- Creep elongation of the ropes over time in relation to rope construction, fabrication process, installation process and principles of operation and maintenance;
- Fatigue performance and long-term strength stability;
- Impact of ultraviolet light;
- Effects from other planned / allowed activities within the development, e.g., fishing shall be considered in the design (cut-resistant jacket, etc.).

14.5 Stationkeeping system hardware

In general, all aspect of the individual components' (H-links, shackles, tri-plates, buoyancy elements, clump weights) effect on the stationkeeping systems integrity and performance, including the failure modes, are to be addressed.

Components carrying the stationkeeping system loads shall be based on the same principals as outlined in ISO 19901-7 and API RP 2T.

14.6 Dynamic power cable

This clause is not intended to provide design criteria for the dynamic power cable but facilitate the design process of the floating substructure and stationkeeping system global performance analysis, as well as provide sufficient input to the cable designer. Under no circumstances shall the cable interface cause damage to the floating substructure. Clashing potential between the cable, floating substructure, and stationkeeping system shall be evaluated.

Information to be shared between the floating substructure, stationkeeping system, and cable designers should include, but not limited to:

- cable properties, including the bend stiffness over the range of operation;
- cable pull-in and hang-off loads;
- submerged weight;

- configuration, accessories, and buoyancy requirements, including the bend stiffener, bellmouth, and/or the cable protection system;
- build-up of marine growth;
- response amplitude operators;
- metocean and geotechnical data;
- maximum floating substructure offset during intact and one-line broken condition.

15 Floating stability

15.1 General

The floating behaviour shall be consistent with the requirements for floating stability in all conditions including intact and damaged configurations, for both temporary and in-service conditions. This includes:

- Power production (DLC 1.2 to 1.6)
- Power production plus occurrence of fault or loss of electrical network connection (DLC 2.1 to 2.6)
- Start up (DLC 3.1 to 3.3) and shutdown (DLC 4.1 to 4.3)
- Emergency stop (DLC 5.1)
- Parked (standstill or idling) (DLC 6.1 to 6.4)
- Parked plus fault conditions (DLC 7.1 to 7.2)
- Transport, assembly, maintenance and repair (DLC 8.1 to 8.4)
- Boat impact and helicopter loads (DLC 8.1)
- Redundancy check and damage stability (DLC F1.1 to F2.3; see also Annex K)

Floating stability implies a stable equilibrium and reflects a total integrity against downflooding and capsizing. Satisfactory floating stability of floating wind turbine units is necessary to support the safety level required.

The downflooding angle represents the angle of heel at which the first opening that cannot be closed watertight or weathertight gets immersed (so-called unprotected opening). Location and design of manholes and hatches for access to the buoyant parts of the unit, e.g. a column shall be carefully evaluated and designed such that water ingress will not take place under any foreseen condition.

The target safety against capsizing or downflooding shall correspond to the target safety level for the structure i.e. normal safety level for unmanned structures with low environmental impact and high safety level for manned structures.

The floating stability analysis for intact and damage conditions, may be performed either by a quasi static (see 15.3) or dynamic stability analysis (see 15.4). It is recommended to use dynamic stability analysis.

NOTE Guidance regarding floating stability analysis of FOWTs is given in:

- ABS Guide for building and classing floating offshore wind turbines
- BV NI 572, Classification and Certification of Floating Offshore Wind Turbines
- DNV-ST-0119, Floating wind turbine structures

The results of a quasi static stability analysis shall be verified by dynamic analysis of the DLCs according to 7.4. During dynamic analysis, the structure should never capsize, i.e., even if according to quasi-static analysis the stability is sufficient, it is not allowable that during dynamic analysis (load simulation) the downflooding angle is reached or capsizing (no restoring) occurs.

The influence of fluids in tanks, including ballast water tanks shall be considered in quasi static and dynamic stability analysis.

Variation of mass and centre of gravity, as well as area exposed to wind under icing conditions shall be taken into account in intact stability analysis, depending on the intended installation site.

15.2 Intact static stability criteria

Floating stability shall be kept in the intact condition. This applies to the operational phase as well as any temporary phases.

For column-stabilized floating substructures, spars or other hydrostatically stabilized platforms, and TLPs when free-floating (in temporary phases such as transit or installation, prior to initial tendon tensioning), the floating stability (righting stability) requirements are to follow the applicable parts of IMO *International Code on Intact Stability*, 2008 (2008 IS CODE), 2020 Edition or other recognized standards.

The installed TLP floating stability analysis shall demonstrate that the system is sufficiently constrained by the tendon system and that it is safe from overturning in all foreseeable environmental conditions. It is important to analyze the horizontal shift of the Centre of Gravity (COG) in various operational modes and environmental conditions.

Stationary and transient load cases of various turbine RNA operation conditions (which are represented by the DLCs – see Clause 7) are to be considered for the floating stability analysis.

The most critical heeling axis for each load case shall be determined and used in the assessment. The most critical axis for each load case may vary as it is a function of both the heeling and overturning moment.

The following floating stability criteria apply for all conditions and load cases in this document:

- watertight integrity at the first intercept;
- a positive metacentric height, although this is not mandatory for an installed TLP.

In addition, the serviceability limits for the inclination angle of the RNA shall be clearly stated and considered in stability analysis. Both limiting inclination angles during power production and parked conditions or during maintenance shall be defined and observed.

15.3 Quasi static evaluation

For TLPs and TLBs, this subclause does not apply.

A quasi-static analysis may be performed by integration of the overturning moment with respect to heel angle. The intact stability criteria of IMO *International Code on Intact Stability*, 2008 (2008 IS Code), 2020 Edition for MODU shall be applied.

The wind action shall be based on site specific data with regards to wind speeds and wind profile (e.g., $V_{\text{hub}} = V_{\text{ref}}$ for idling conditions and $V_{\text{in}} \leq V_{\text{hub}} \leq V_{\text{out}}$ for operation). For transit, installation, maintenance and other temporary conditions the wind speed may correspond to the weather window during the activity.

The righting moment curve shall be calculated based on a large volume model for any relevant draft and loading condition free of mooring constraints.

15.4 Dynamic response evaluation

A dynamic-response-based intact stability criteria is to be applied that provides a rational safety margin against capsizing and downflooding by analyzing the dynamic motion response characteristics derived from the DLCs – see Clause 7. The maximum response shall be based on the maximum heel angle from simulations performed. The mean of max based on several seeds for the same case shall be considered. The same partial safety factors for loads may be used.

Alternatively, guidance for developing alternative intact stability criteria for column-stabilized units based on dynamic responses can be found in the IMO *International Code on Intact Stability*, 2008 (2008 IS Code), 2020 Edition.

TLPs and TLBs shall avoid slack tendons in dynamic conditions, however slack tendons are acceptable in the most extreme conditions if it can be shown that an appropriate margin against capsize exists.

15.5 Damage stability criteria

Where damage stability is required:

- Load cases DLC F1.3 and DLC F2.3 in Table 2 shall be applied and capability against loss of floating stability is to be demonstrated.

NOTE 1 For demonstration of acceptable damage stability the criteria of IMO 2009 MODU Code, 2020 Edition, section 3.4.3 to 3.4.7 can be applied.

- In general for Tension Leg platforms, a minimum amount of static tension is to remain in the tendons after damage, refer to clause 14.3. This minimum amount of static tension is to be determined by considering the safety level for the overall structure and capability against loss of floating stability when applying DLC F1.3 and DLC F2.3.

The extent of damage shall correspond to that defined in IMO 2009 MODU Code, 2020 Edition, Clause 3.5. For spars, the same requirements as for column stabilized units apply.

See Annex S for guidance regarding application of damage stability criteria for a collision from a boat or ship or other platform.

Damage stability for unmanned FOWT's is not required when human safety is not compromised and there is no unreasonable threat of harm to the marine environment. In this case, the following minimum provisions shall apply:

- The joint probability of a collision inducing flooding of any compartment of the floating substructure leading to a loss of floating stability shall not exceed the probability of failure corresponding to the safety level used for assessing the structural integrity of the structure; collision from a boat or ship or other platform shall be considered;

NOTE 2 Regarding target failure probabilities in general, see ISO-2394. For wind turbines a recommended target safety level is given in IEC 61400-1:2019, Annex K.2.

- A system shall be installed that provides monitoring as a means to detect if significant leakage occurs that could lead to loss of floating stability, e.g., through the monitoring of floating substructure draft or water level inside internal compartments; see also Clause 8;
- Structural and mechanical elements shall be designed such that sufficient safety against crack allowing compartment flooding is given; these include the outside shell but also critical internal bulkheads and piping systems when ballast water movements may lead to a loss of floating stability.

16 Materials

Material requirements for stationkeeping systems and floating substructures should follow ISO 19901-7, ISO 19903 and ISO 19904-1, taking into account the safety level defined in 5.3.

The structural arrangement shall be adequately protected against corrosion, see Annex E. The method of protection shall be suitable for its intended position and purpose.

17 Marine support systems

17.1 General

Marine support systems of FOWTs should in general be designed in accordance with ISO 19904-1 or other recognized standards along with the following considerations in this clause.

17.2 Bilge system

Except for permanently flooded tanks, means of pumping from or draining all tanks and void compartments shall be provided. If portable power pumps are used in lieu of a permanent bilge system, a minimum of two such pumps shall be provided and either stored onboard the FOWT or carried by the attending service vessel. The pumps and arrangements for pumping shall be made readily accessible.

17.3 Ballast system

The ballast system shall provide the capability to ballast and deballast all ballast tanks that are not used as permanent ballast tanks. All pumps and valves shall be fitted with a remote means of operation. The normal or emergency operation of the ballast system shall not introduce a greater risk of progressive flooding due to the opening of hatches, manholes, etc. in watertight boundaries. Reference is made to the IMO *International Code on Intact Stability*, 2008 (2008 IS Code), 2020 Edition for further guidance, as appropriate.

Potential freezing of the ballast water shall be considered in the design, if relevant.

Annex A (informative)

Key design parameters for a floating offshore wind turbine (FOWT)

A.1 Floating offshore wind turbine (FOWT) identifiers

A.1.1 General

For a FOWT, the following information should be given in a summary included in the design documentation:

- name and type of wind turbine (description),
- location coordinates.

A.1.2 Rotor nacelle assembly (machine) parameters

The following parameters should be given:

- | | |
|--|---------|
| • rated power | [kW] |
| • rotor diameter | [m] |
| • rotational speed range | [rpm] |
| • power regulation (stall/blade pitch) | |
| • hub height (above MSL) | [m] |
| • hub height operating wind speed range $V_{in} - V_{out}$ | [m/s] |
| • design life time | [y] |
| • operational weight (minimum, maximum) | [kg] |
| • corrosion protection of rotor nacelle assembly (description) | |
| • maximum inclination during operation | [deg] |
| • maximum inclination during standby | [deg] |
| • maximum acceleration during operation | [m/s/s] |
| • maximum acceleration during standby | [m/s/s] |

A.1.3 Support structure parameters

The following parameters should be given:

- description of floating substructure, including dimensions
- identification of operational draft, including possible shallowest to deepest range of operational draft
- description of stationkeeping system
- description of electrical cable
- design water depth [m]
- bathymetry in the vicinity of the wind turbine [m]
- soil conditions at turbine location (description, see 6.4.7)
- resonant frequencies of the FOWT support structure (minimum, maximum):
 - at normal operating conditions [Hz]
 - at extreme operating conditions [Hz]
- amplitude of floating substructure surge, sway, heave, roll, pitch and yaw response amplitude operators, excluding wind loading
- corrosion allowance [mm]
- corrosion protection (description)
- height of access platform (above MSL) [m]
- description of active ballast or bilge systems

A.1.4 Wind conditions (based on a 10-min reference period and including wind farm wake effects where relevant)

The following information should be given:

- turbulence intensity as a function of mean wind speed used for the NTM and ETM
- annual average wind speed (at hub height) [m/s]
- average inclined flow [°]
- wind speed distribution (Weibull, Rayleigh, measured, other)
- normal wind shear model and parameters
- turbulence model and parameters
- hub height extreme wind speeds V_1 , V_{50} and V_{500} [m/s]
- extreme gust model and parameters for 1- and 50-year return periods
- extreme gust model and parameters for assessing floating substructure response

- extreme direction change model and parameters for 1- and 50-year return periods
- extreme coherent gust model and parameters
- extreme coherent gust with direction change model and parameters
- extreme wind shear model and parameters
- wind direction distribution (wind rose)

A.1.5 Marine conditions (based on a 3-hour reference period where relevant)

The following information should be given:

- depth variation [m]
- highest astronomical tide (HAT) [m]
- lowest astronomical tide (LAT) [m]
- highest still water level (HSWL) [m]
- lowest still water level (LSWL) [m]
- significant wave height for 1-, 50- and 500-year return periods [m]
- range of peak periods for 1-, 50- and 500-year return periods [s]
- individual extreme wave height for 1-, 50- and 500-year return periods [m]
- range of associated wave periods for 1-, 50- and 500-year return periods [s]
- extreme crest height with a return period of 50 years [m]
- extreme sea surface current for 1-, 50- and 500-year return periods [m/s]
- wind and wave joint distribution (H_s, T_p, V) including directionality
- wave spectrum and parameters
- wave spreading distribution and parameters
- deterministic wave model and parameters
- breaking wave model and parameters
- sea ice conditions (description, see 7.3.6)
- local and global scour or sum of both (maximum allowed) [m]
- seabed bathymetry [m]
- marine growth profile and thickness [mm]

A.1.6 Electrical network conditions at turbine

The following information should be given:

- normal supply voltage and range [V]
- normal supply frequency and range [Hz]
- voltage imbalance [V]
- maximum duration of electrical power network outages [days]
- annual number of electrical network outages [1/year]
- total lifetime duration of network outages [h]
- auto-reclosing cycles (description)
- behaviour during symmetric and unsymmetrical external faults (description)

A.2 Other environmental conditions

The following information should be given:

- normal and extreme air temperature ranges [°C]
- normal and extreme sea temperature ranges [°C]
- air density [kg/m³]
- water density [kg/m³]
- solar radiation [W/m²]
- humidity [%]
- rain, hail, snow and icing
- chemically active substances
- mechanically active particles
- description of lightning protection system
- earthquake model and parameters (description)
- tsunami model and parameters (description)
- salinity [g/m³]
- duration and environmental conditions assumed for DLC 6.4
- duration and environmental conditions assumed for DLC 7.2
- duration and environmental conditions assumed for DLC 8.3

A.3 Limiting conditions for transport, installation and maintenance

The following information should be given:

- maximum wind speed [m/s]
- maximum significant wave height [m]
- maximum water level variation [m]
- permitted atmospheric temperature [°C]
- maximum wind speed for maintenance [m/s]
- displacement of transport vessel [metric tons]
- maximum and minimum ballast conditions during transport and installation

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-3-2:2025

Annex B (informative)

Guidance on calculation of hydrodynamic loads

B.1 General

The following clauses identify references that provide guidance on the calculation of hydrodynamic loads. Designers should not mix and match, but should rather use a consistent approach for calculation of hydrodynamic loads considering the overall safety level of FOWT.

Specific guidance relating to the calculation of hydrodynamic loads for FOWTs, including hydrostatics, radiation, diffraction, and viscous effects, may be found in ISO 19904-1, ISO 19901-6, ISO 19901-7 and the following RCS rules:

ABS Guidance Notes on Air Gap and Wave Impact Analysis for Semisubmersibles

ABS Guide for Building and Classing Floating Offshore Wind Turbines

BV, NI572, Classification and Certification of Floating Offshore Wind Turbine

BV, NI691, Environmental conditions, loads and induced responses

DNV-RP-C205, Environmental Conditions and Environmental Loads

DNV-ST-0119, Floating Wind Turbine Structures

Nippon Kaiji Kyokai (ClassNK), Guidelines for Floating Offshore Wind Turbines

B.2 Morison's equation

Specific guidance relating to Morison's equation for FOWTs may be found in the following.

ISO 19904-1:2019, subclause 7.4.5.3, Actions and components

ISO 19901-7:2013, subclauses 8.4.3 and A.8.4.3 Dynamic analysis

B.3 Diffraction and radiation theory

Specific guidance relating to diffraction and radiation theory for FOWTs may be found in the following clauses of ISO 19904-1:2019.

Subclause 7.4.5.2, Actions and large-volume bodies

Subclause 8.3.4, Damping

Subclause 8.4 and A.8.4, Frequency domain analysis

B.4 Slam loading

Specific guidance relating to slam loading for FOWTs may be found in the following.

ISO 19904-1:2019

Subclauses 7.4.5.4 and A.7.4.5.4, Slamming on slender components

Subclauses 7.4.5.8 and A.7.4.5.8, Slamming and green water actions

Subclauses 9.8.2, Slamming and A.9.8, Special design issues

ISO 19901-6:2009, clause 12.7.5, Sea fastening

B.5 Vortex-induced vibrations and motions

Specific guidance relating to vortex-induced vibrations and motions for FOWTs may be found in the following.

ISO 19904-1:2019

Subclause 7.4.3.4, Wind-induced instability

Subclauses A.7.4.5, Wave actions and A.7.4.5.1 general

Subclauses 7.4.6 and A.7.4.6, vortex-induced vibrations and motions

Subclause 7.7, Repetitive actions

ISO 19901-6:2009

Subclause 13.3.2, General considerations on the mooring design

Subclause 13.4.3, Particular mooring conditions

Subclause 16.12, TLP tendons

ISO 19901-7:2013

Subclause 7.3.2, Current-induced actions

Subclauses 7.3.4 and A.7.3.4, Vortex-induced vibrations of mooring lines

Subclauses 7.4.7 and A.7.4.7, Vortex-induced motions of floating structures

Subclauses 8.3.5 and A.8.3.5, Vortex-induced motion considerations

B.6 Appurtenances and marine growth

Specific guidance relating to appurtenances and marine growth for FOWTs may be found in the following.

ISO 19904-1:2019

Subclauses 7.4.2 and A.7.4.2, Environmental site-specific data

Subclause 7.4.5.3, Actions on slender components

Subclause 8.2.2, Static equilibrium in still-water condition

Subclause 8.10.2, Wave crest effects

Subclause 13.2.4, Local action effects

ISO 19901-6:2009

Subclause 7.3.6, Marine growth

Subclause 19.2.4, Weight control

ISO 19901-7:2013

Subclause 7.2.8, Marine growth

Subclauses 8.3.5 and A.8.3.5, Vortex-induced motion considerations

Subclause A.10.4.3.2.3.4.6, Transportation and handling actions

B.7 Global analysis and fatigue analysis methods

Specific guidance relating to global analysis and fatigue analysis methods for FOWTs may be found in the following.

ISO 19904-1:2019

Subclauses 8 and A.8, Global analysis

Subclauses 10 and A.10, Fatigue analysis and design

ISO 19901-6:2009

Subclause 12.7.5, Sea fastening

Subclause 13.4.3, Particular mooring conditions

Subclause 16.10, Steel wire rope

Subclause 16.11, Synthetic fibre rope

Subclause 16.12, TLP tendons

ISO 19901-7:2013

Subclauses 8.3 and A.8.3, Floating structure response

Subclauses 8.4 and A.8.4, Mooring line response

Subclause 8.5, Line tension

Subclauses 8.8 and A.8.8, Typical mooring configuration analysis and assessment

Clause 9, Fatigue analysis

Clauses 14 and A.14, Synthetic fibre rope mooring

B.8 Breaking wave loads

Specific guidance relating to breaking wave loads for FOWTs may be found in the following.

ABS Guidance Notes on Air Gap and Wave Impact Analysis for Semisubmersibles

DNV-RP-C205

B.9 Air gap

Specific guidance relating to air gap for FOWTs may be found in the following.

ABS Guidance Notes on Air Gap and Wave Impact Analysis for Semisubmersibles

BV, NI691, *Environmental conditions, loads and induced responses*

DNV-ST-0119

Annex C (informative)

Floating offshore wind turbine (FOWT) anchor design

Specific guidance relating to the design of anchors for FOWTs may be found in the following RCS rules:

ABS Guide for Building and Classing Floating Offshore Wind Turbines

BV, NI572, Classification and Certification of Floating Offshore Wind Turbine

DNV-ST-0119, Floating Wind Turbine Structures

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-3-2:2025

Annex D (informative)

Statistical extrapolation of operational metocean parameters for ultimate strength analysis

D.1 General

The extrapolation of environmental metocean parameters is considered in this annex. This annex is intended for the estimation of parameters relevant for the SSS as defined in 6.3.3.2.3. Extrapolating the long-term metocean parameters to values corresponding to a 50-year return period disregards the fluctuations of response for given metocean parameters, i.e. the random fluctuations of, say, the 1-hour max response for given mean wind, turbulence intensity and significant wave height are neglected. Thus extrapolating long-term metocean parameters first and proceeding with response calculations in order to determine the 50-year return period response generally leads to a different result compared with that obtained by performing response calculations for all relevant metocean parameters and subsequent extrapolation of the response with proper account of the long-term distribution of the metocean parameters. This annex describes a general method for the extrapolation of metocean parameters, namely the Inverse First Order Reliability Method (IFORM) (see [21]⁶) which is applied here to determine the severe sea state (SSS).

The IFORM produces an environmental contour defining, in a certain sense, 50-year return period combinations of mean wind speeds, V , and significant wave heights, H_s . Having determined the environmental contour, the next step is to search along the contour in order to determine the point at which the conditional expected extreme response becomes the most extreme. The extreme response at this point is then an estimate of the 50-year return period response. The conditional expected extreme response is determined by use of a number of dynamically simulated pseudo random response time series simulations applying the SSS sea state as input, optionally involving an embedded wave simulation. At the end of this annex the evaluation of the optional extreme individual wave height embedded in SSS is discussed.

Note that alternative methods can be used to build environmental contours instead of the IFORM. [23] provides a review of different techniques for modelling the joint distribution and defining the contours of environmental variables. In particular, the contours can be defined by a direct sampling approach based on Monte Carlo simulations from a joint model of metocean variables of interest ([24]).

D.2 Use of IFORM to determine 50-yr significant wave height conditional on mean wind speed

The IFORM requires access to a joint distribution model for the mean wind speed V – with an appropriate averaging period – and the significant wave height H_s . The outcome of the IFORM is an environmental contour of the joint distribution. To construct this environmental contour a probability transformation from two uncorrelated standard normal random variables, U_1 and U_2 , to the jointly distributed pair (V, H_s) is required:

$$(v, h_s) = \varphi(u_1, u_2) \quad (\text{D.1})$$

⁶ Numbers in square brackets refer to the bibliography.

A common way to construct this transformation is to apply the so-called Rosenblatt transformation:

$$\begin{aligned}\Phi(u_1) &= F_V(v) \\ \Phi(u_2) &= F_{H_s|V}(h_s|v)\end{aligned}\quad (\text{D.2})$$

where

Φ denotes the standard normal cumulative distribution function (CDF);

$F_V(v)$ is the marginal CDF of the mean wind speed, and

$F_{H_s|V}(h_s|v)$ is the distribution of the significant wave height conditional on the mean wind speed.

The advantage of the Rosenblatt transformation is its simplicity and the fact that the two distributions $F_V(v)$ and $F_{H_s|V}(h_s|v)$ form a convenient way of representing the joint distribution.

Thus the required probability transformation becomes:

$$\begin{aligned}v &= F_V^{-1}[\Phi(u_1)] \\ h_s &= F_{H_s|V}^{-1}[\Phi(u_2)|v]\end{aligned}\quad (\text{D.3})$$

By use of the transformation in equation (D.3), the environmental contour is now obtained by the following procedure. A circle of radius β in the u_1 – u_2 plane, i.e. points that satisfy the equation $u_1^2 + u_2^2 = \beta^2$, is transformed into a curve in the V – H_s plane, which is then the environmental contour. The radius β is defined by

$$\Phi(\beta) = 1 - \frac{1}{N} \quad (\text{D.4})$$

where N is the number of independent sea states in 50 years.

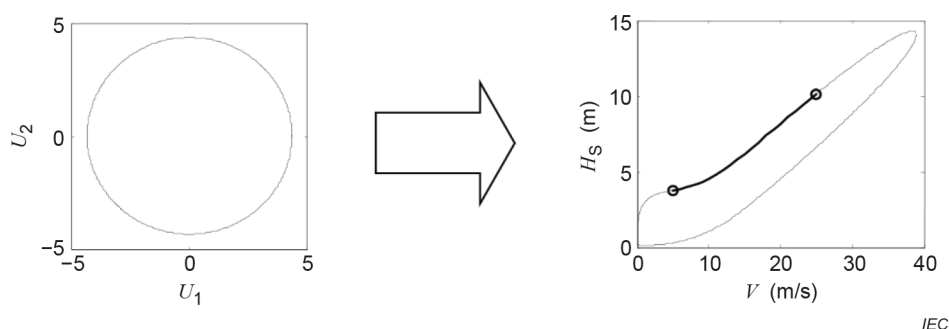


Figure D.1 – Example of the construction of the 50-year environmental contour for a 3-hour sea state duration

For a sea state duration of 3 h, $N = 50 \cdot 365 \cdot 24/3 = 1,46 \cdot 10^5$ leading to $\beta \approx 4,35$; for a sea state duration of 1 h, $\beta \approx 4,58$ Figure D.1 shows an example for a 3-hour sea state duration. Generally, it is not necessary to determine the entire environmental contour. Of interest is the part of the environmental contour in the operational range that for given mean wind speed gives the highest significant wave heights (referred to as the Severe Sea State or SSS), as this is where one detects the highest average extreme response. This part of the environmental contour can be determined, without approximation, as follows. For each mean wind speed V in the operational range, evaluate first the standardised variable u_1 by

$$u_1 = \Phi^{-1}[F_V(v)] \quad (D.5)$$

Next, the significant wave height, denoted $H_{s,SSS}(V)$, associated with V is obtained by

$$H_{s,SSS}(v) = F_{H_s|V}^{-1}\left[\Phi\left(\sqrt{\beta^2 - u_1^2}\right)\right]v \quad (D.6)$$

The bold part of the environmental contour between the small circles in Figure D.1 has been derived from equations (D.5) and (D.6).

Since the method relies heavily on the joint distribution model of the mean wind speed and significant wave height, statistical or visual tests of goodness of fit of this model shall be conducted. The joint distribution model should include the influence of possible upper limitations on the significant wave height. If it is not clear that this is included in the model, then, after the environmental contour has been determined, an upper limit may be added to avoid excessively large estimates of $H_{s,SSS}(V)$.

D.3 Examples of joint distributions of V and H_s and approximations to the environmental contour

Two joint distribution models are presented below that, in many cases give a suitable fit to data. The advantage of the two models is that simple analytical expressions approximating equations (D.5) and (D.6) can be derived. These expressions depend on a few statistical parameters that in most cases can be estimated reliably. It is emphasised that reliable estimates of these few statistical parameters do not guarantee reliable estimates of the environmental contour. To ensure this, tests of goodness of fit of the chosen model shall be made. Once the model has passed these tests, the expressions provided here give reliable estimates of the environmental contour.

The first distribution model presented assumes that H_s has a normal distribution conditional on V . This means that

$$F_{H_s}(h_s|v) = \Phi\left(\frac{h_s - \mu_{H_s}(v)}{\sigma_{H_s}(v)}\right) \quad (D.7)$$

where $\mu_{H_s}(v) = E[H_s|V=v]$ and $\sigma_{H_s}(v) = D[H_s|V=v]$ are the mean and standard deviation of H_s conditional on V , respectively. In this case, equation (D.6) becomes

$$H_{s,SSS} = \mu_{H_s}(v) + \sqrt{\beta^2 - u_1^2} \sigma_{H_s}(v) \quad (D.8)$$

A conservative approximation to equation (D.8) is obtained by discarding the square of u_1 . This leads to the simple expression

$$H_{s,SSS} \approx \mu_{H_s}(v) + \beta \sigma_{H_s}(v) \quad (D.9)$$

The stronger the correlation between V and H_s , and the larger the separation between the cut-out mean wind speed and the 50-year return period mean wind speed, the better equation (D.9) approximates equation (D.8).

The second distribution model presented here assumes that H_s has a log-normal distribution conditional on V . This means that

$$F_{H_s}(h_s|v) = \Phi\left(\frac{\ln h_s - \mu_{\ln H_s}(v)}{\sigma_{\ln H_s}(v)}\right) \quad (D.10)$$

$$\begin{aligned} \mu_{\ln H_s} &= \ln \mu_{H_s}(v) - \ln \sqrt{1 + CoV_{H_s}(v)^2} \\ \sigma_{\ln H_s} &= \sqrt{\ln(1 + CoV_{H_s}(v)^2)} \end{aligned} \quad (D.11)$$

$$CoV_{H_s}(v) = \frac{\sigma_{H_s}(v)}{\mu_{H_s}(v)}$$

Using equation (D.10), equation (D.6) now becomes

$$H_{s,SSS} = \exp\left[\mu_{\ln H_s}(v) + \sqrt{\beta^2 - u_1^2} \sigma_{\ln H_s}(v)\right] \quad (D.12)$$

A conservative approximation to equation (D.12) may be developed through the use of a Taylor expansion of equations (D.11) and by discarding the square of u_1 in equation (D.12):

$$H_{s,SSS} \approx \mu_{H_s}(v) \cdot \exp[\beta CoV_{H_s}(v)] \quad (D.13)$$

The higher the correlation between V and H_s , and the larger the separation between the cut-out mean wind speed and the 50-year return period mean wind speed, the better equation (D.13) approximates equation (D.12). The most significant improvement of equation (D.13) is obtained by reintroducing the square of u_1 , i.e. by replacing β by $\sqrt{\beta^2 - u_1^2}$.

Making reliable estimates of the conditional mean $\mu_{H_s}(v) = E[H_s|V=v]$ and standard deviation $\sigma_{H_s}(v) = D[H_s|V=v]$ is in most cases possible. Conducting goodness of fit tests, visually or statistically, requires more data than the estimation of $\mu_{H_s}(V=v)$ and $\sigma_{H_s}(V=v)$, but relies in the end on a judgement, which could be made to ensure conservatism. It is noted that the log-normal model is conservative compared to the normal model given the same data set. If it is not possible to estimate $E[H_s|V]$ and $D[H_s|V]$ and/or make a conservative choice of the distribution model, then one may use, as a conservative estimate of $H_{s,SSS}(V=v)$, the extreme significant wave height independent of mean wind speed, H_{s50} , with a return period of 50 years defined from the marginal distribution of H_s and with the same sea state duration as the sea state duration used for the construction of the environmental contour.

There may be difficulties with both the normal and log-normal distribution models to account properly for possible upper limitations of the significant wave height at higher mean wind speeds. It is therefore noted that in order to avoid excessively large estimates of $H_{s,SSS}(V)$, an upper limit may be defined, for example the extreme significant wave height, H_{s50} , with a return period of 50 years with the same sea state duration as the sea state duration used for the construction of the environmental contour.

D.4 Choice of sea state duration

Precise guidelines on the choice of sea state duration are difficult to give, as the proper choice is site-specific. A short discussion of the issue is, however, offered here.

A sea state is defined as a condition during which stationarity can be assumed for the sea surface elevation process. Because the duration of a sea state is generally greater than or equal to about 1 h, choosing a duration of only 10 min to match the reference period for wind speed introduces some difficulties. In the case where a 10-min period is chosen, there is a significant probability that the sought-after extreme response, which is the response with a 50-year return period occurring under normal wind conditions with the wind turbine in power production, may occur during 10-min sea states other than the SSS. Therefore, in this case, the significant wave height for the SSS needs to be significantly increased. Choosing longer durations close to the actual persistence of the sea states reduces this problem. A design situation which may be important is that corresponding to the end of a storm or the eye of a tropical cyclone, where the waves remain severe but the wind speed has reduced to a value which allows the wind turbine to start up. The combination of operational aerodynamic loads and hydrodynamic loads in this situation can be analysed by the determination of the environmental contour. If a 10-min duration is chosen and the $H_{s,SSS}$ is not properly inflated, the wave load contribution to this important load case may be substantially under-estimated.

Often metocean data – measured as well as hindcast – are obtained as 1-h data, i.e. there is one metocean data observation every hour. In the case of wind data, the obtained 1-h data are then usually reported as 1-h mean values. That is, they are mean wind speeds with an averaging period of 1 h. Alternatively it might be that 10-min mean wind speed data are available and a transformation into 1-h or 3-h data is desired. The effects of such a transformation on the joint distribution of V and H_s are now briefly discussed. When considering the long-term marginal distribution of mean wind speeds, there is some difference between distributions of wind speeds with 10-min, 1-h and 3-h averaging periods. The standard deviation of the marginal distribution reduces slightly with increasing reference period, whereas the mean value is unchanged. The long-term marginal distribution of H_s does not change, as it is, by definition, independent of the sampling interval and independent of the reference period used in applications.

The correlation between V and H_s may increase with increasing reference period because the build-up of waves under the influence of wind happens over a considerable period of time, on the scale of hours. However, depending on the specific characteristics of the site, the correlation may not change significantly with the averaging period and therefore it may be reasonable to assume that the long-term joint probability distribution of V_{hub} , H_s and T_p is independent of the reference period.

D.5 Determination of the extreme individual wave height to optionally be embedded in SSS

The use of an embedded extreme individual wave height to improve convergence of the characteristic load effect must be demonstrated to be conservative if this method is to be applied to FOWT.

If the wave height distribution $F(h|H_s)$ is known, the extreme individual wave height, $H_{\text{SSS}}(V)$ may be determined by solving the following equation with respect to H_{SSS} :

$$F(h_{\text{SSS}}|H_s = H_{s,\text{SSS}}(V = v)) = 1 - \frac{1}{M} \quad (\text{D.14})$$

where M denotes the average number of waves in the SSS.

Equation (D.14) gives the mode of the distribution, also known as the most probable maximum. Depending on the strategy used to target a characteristic extreme response (see Annex N), a different statistical value or percentile may be sought. If the wave height distribution $F(h|H_s)$ is unknown, $H_{\text{SSS}}(V)$ may be determined from $H_{s,\text{SSS}}(V)$ by assuming the wave heights to be Rayleigh distributed (based on an assumption of a narrow banded sea elevation process in deep waters). For a sea state duration of 3 h, $H_{\text{SSS}}(V)$ is given by:

$$H_{\text{SSS}}(V) \approx 1,86 H_{s,\text{SSS}}(V) \quad (\text{D.15})$$

Equation (D.15) might not be valid if the distribution of wave heights conditional on H_s is not well-represented by the Rayleigh model, for example due to water depth limitations. If insufficient data is available to determine $H_{\text{SSS}}(V)$ by use of equation (D.14) or (D.15), the unconditional extreme wave height H_{50} , independent of V and with a return period of 50 years, may be used as a conservative value for $H_{\text{SSS}}(V)$.

Annex E (informative)

Corrosion protection

E.1 General

Guidance regarding corrosion protection systems for FOWTs can be found in ISO 19904-1 and ISO 12944-9. For concrete structures, ISO 19903 applies.

FOWTs are exposed to a very corrosive marine environment and because of accessibility restrictions, inspection and repair opportunities are often limited. As such, FOWTs require unique corrosion protection considerations such as: material selection, design considerations, corrosion protection systems, and suitable inspection and repair programs.

Corrosion damage can influence structural integrity, reducing the capability to resist loading in various ways. Corrosion protection is aimed at preventing such damage in fatigue and extreme load sensitive areas. In fatigue, corrosion damage can act as stress concentrations for the initiation of fatigue cracks. For extreme loads, corrosion protection avoids the potential reduction of the structural component's load resistance function. For fatigue design, the FOWT support structure is assumed free from corrosion damage when a thorough corrosion protection system is in place, and that system is subject to a suitable inspection and repair program. The design of the structural, mechanical and electrical components of a FOWT should also take into account the influence of corrosion on functionality, for example jamming of rusted joints or failure of sensors.

The corrosion protection system for FOWTs should be designed according to recognised codes and standards, with care taken not to inadvertently mix methods of analyses from different standards.

E.2 The marine environment

Corrosion is characterised by the dissolution of a metallic surface into ionic form in a electrochemical process known as oxidation. This process is dependent on the presence of a conductive ionic electrolyte, which is provided by seawater in the marine environment. The process of corrosion is influenced by the following key variables of seawater:

- type and mass of dissolved salts and pollutants;
- dissolved oxygen;
- temperature;
- movement and flow.

The FOWT structure can be divided into the following zones to help in understanding its relationship with the marine environment:

- atmospheric;
- splash or intermediate;
- submerged;
- buried.

The atmospheric zone includes freely exposed and semi-sheltered areas above the splash zone.

The splash zone is defined as the area of the structure intermittently wetted by a predicted sea surface elevation distribution, and is often subject to large local variations.

The submerged zone extends below the splash zone and includes any seawater flooded internal compartments.

The buried zone includes any structural parts buried in sea floor sediments or covered by disposed solids.

The upper submerged zone and the lower part of the splash zone are also normally affected by marine growth. Depending on the type and extent of such growth, and the local conditions, this effect can be either to enhance or retard corrosion attack. Marine growth can also interfere with corrosion protection systems such as coatings/linings, and cathodic protection.

In arctic conditions, ice scoring can also increase corrosion rates through the removal of: corrosion retardant oxidation layers; corrosion protective coatings; and marine growth.

In tropical conditions, the marine environment is even more severe due to higher average temperatures and humidity, making the corrosion protection system an even more important consideration.

E.3 Corrosion protection considerations

Corrosion protection systems are used to stop or minimise the rate of corrosion damage to a structure through the design life. In practice, it is often difficult to completely stop corrosion; however, it is possible to minimise the corrosion rate.

Corrosion damage can be minimised by the following corrosion protection measures:

- the selection of suitable structural materials through the use of recognised design codes and standards;
- through a suitable design approach, including: accessibility, adequate drainage, the removal of edges and imperfections, and other considerations;
- by insulating the metallic material from the electrolyte with a coating system;
- through regular inspection and repair of the corrosion protection system;
- through electrochemical protection, for example cathodic protection.

E.4 Corrosion protection systems – Support structures

Corrosion protection systems for a FOWT support structure can be grouped in two main areas: coating systems, and cathodic protection. These areas will now be discussed in the context of each zone of the support structure.

For the atmospheric and splash zones, an appropriate coating system according to a recognised code or standard should be applied to all metallic surfaces. Special attention should be given to the splash zone, where the coating system should be specified for the demanding sea state environment, adapted to the service conditions of the structure and should be evaluated for its effectiveness.

The submerged and buried zones should also be protected with an appropriate protection system intended to last the design life of the structure or else renewal or repair should be possible. If renewal is expected, dedicated survey intervals should be developed to detect any coating breakdown.

Internal voids in box girders, tube sockets, etc., which are permanently hermetically sealed do not require internal corrosion protection. During assembly, special attention should be provided to ensure the voids are clean and dry prior to sealing. For permanently flooded spaces in which little or no water exchange is expected, corrosion protection requirements may also be reduced.

All coating systems should be subject to an inspection and repair program to ensure that they maintain their integrity through the design life. For a reduced frequency of inspection, increased focus should be given to the coating qualification to a recognised standard. It should be noted that coating qualification alone does not guarantee performance over the design life, and coating selection should be based on demonstrated product experience in similar applications.

In addition, the submerged zone should always be provided with cathodic protection. Cathodic protection is normally provided with either galvanic (sacrificial) anodes, or through an impressed current system. If the cathodic protection system develops an unfavourable current distribution in parts of the structure, additional coatings are recommended in those areas. Gaps and areas in which the cathodic protection is ineffective should be avoided, or compensated with additional coatings. This requirement may be reconsidered for floating structures able to be docked for thorough inspection and repair.

A corrosion allowance in lieu of a corrosion protection system should only be used for: components of minor significance; for structures with a short design life; or areas where regular inspection and repair work is intended. For example, in ISO 19902 the corrosion rate for unprotected low alloyed or unalloyed steel in the North Sea in the splash zone is specified as 0,3 mm per year, and in the submerged zone as 0,1 mm per year. For a design life of 20 years, this equates to a total corrosion of 6 mm in the splash zone, and 2 mm in the submerged zone; which should be allowed for in the limit state analysis as a corrosion allowance.

E.5 Corrosion protection in the rotor-nacelle assembly

The nacelle is also located in the atmospheric zone and subjected to the same corrosive stresses of the marine environment; the same general corrosion protection considerations as for the FOWT support structure should also be made. An additional corrosion protection measure is the sealing of the nacelle from the atmospheric zone.

For all metallic surfaces located in the nacelle, a coating system according to recognised codes or standards should be applied. The following environmental classifications according to ISO 12944-2 are recommended:

- external components, fittings, sensors etc., should be protected against corrosion according to class CX;
- internal surfaces directly exposed to outside air should be protected against corrosion according to class C4;
- internal surfaces sealed from the outside air should be protected against corrosion according to class C3.

It is generally accepted that significant corrosion can occur at a relative humidity above 80 % and therefore the environment inside the nacelle should be controlled with environmental sealing and conditioning. The environmental control system should be monitored by the wind turbine's control system, and be subject to normal periodic maintenance.

Additionally, other internal components (e.g. breathers for bearings or gear boxes) and operating materials (e.g. lubricants, and oils) which have direct or indirect contact with the outside air, as well as external components (e.g. seals, elastomerics, and hoses) outside of the nacelle should be specified and designed to withstand the offshore marine environment. As guidance, it is recommended that this environment be described according to IEC 60721-3-3.

Annex F (informative)

Prediction of extreme wave heights during tropical cyclones

F.1 General

For FOWTs installed in tropical or subtropical regions, where tropical cyclones, such as hurricanes, cyclones and typhoons play significant effect on extreme wave height, these effects should be considered appropriately. The assessment can be based on either onsite measurement or hindcasting techniques (see [33]). In each case, at least 30 years of data are required.

In this annex, the hindcasting method required for the extreme wave assessment in tropical or subtropical regions is described.

F.2 Wind field estimation for tropical cyclones

Because offshore wind is usually difficult to measure, the offshore wind field is typically modelled. A method to model the offshore wind is described in this clause. This method may be combined with actual simulated cyclone tracks and synthetic cyclone tracks.

The surface pressure field in a tropical cyclone can be modelled by Schloemer's model ([34]) or its extension, Holland's model ([35]). In Holland's model, the surface pressure field in tropical cyclone $p(r)$ can be described as:

$$\frac{p(r) - p_c}{p_\infty - p_c} = \exp\left(-\frac{R_m}{r}\right)^B \quad (\text{F.1})$$

where

- r is the distance from the centre of the tropical cyclone,
- p_c is the central pressure,
- p_∞ is the pressure outside the tropical cyclone,
- R_m is the radius at the maximum wind speed,
- B is the shape parameter and equal to 1,0 in Schloemer's model.

These model parameters for individual tropical cyclones can be estimated by using the DVORAK technique ([36]) or from cyclone track data issued by local meteorological agencies (see [47], [48]). Reviews of modelling issues that address uncertainties in extreme wind field modelling and the role of data and simulations are provided in reference documents [37], [38] and [39].

The wind field outside the boundary layer can be estimated by assuming gradient wind balance and the surface wind can be estimated by using the method proposed by Ishihara et al. ([40]).

Special care is needed for the wave height estimation in open ocean where swell may have significant influence on the extreme wave height. In this case, the wind field outside the tropical cyclone affects the wave height during the tropical cyclone and should be modelled appropriately. Mesoscale meteorological simulation can be performed to estimate the surface wind field outside the tropical cyclone ([41]).

F.3 Wave estimation for tropical cyclones

For the estimation of wave height during tropical cyclones, hindcasting can be performed using third generation wave models such as WAVEWATCH III (WW3) ([42]) or SWAN ([43]). The third generation wave models solve the random phase spectral action density balance equation for wavenumber-direction spectra. The implicit assumption of this equation is that properties of medium (water depth and current) as well as the wave field itself vary on time and space scales that are much larger than the variation scales of a single wave. They explicitly accounts for wave-wave interaction, dissipation due to white capping and wave-bottom interaction. Special care is needed for the selection of the horizontal resolution of the simulation considering the distance from the coastline, characteristic of the bathymetry and water depth.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-3-2:2025

Annex G (informative)

Recommendations for alignment of safety levels in tropical cyclone regions

G.1 General

The met-ocean conditions associated with tropical storms may exhibit greater variability (a larger coefficient of variation [COV] of the extreme values) than those associated with extra-tropical storms. This potentially requires changes to design rules, i.e. change of design equations, characteristic values (e.g. return periods) or safety factors to maintain the same safety level as implied by the design rules contained within this document for extra-tropical conditions. See footnote to 11.3.2 of IEC 61400-1:2019 for example.

This annex proposes one approach to the alignment of design rules to location-dependent conditions for tropical cyclone conditions. Other approaches may be taken if it can be demonstrated that a safety level equivalent to that implied by this document is achieved.

The requirement for location-dependent design rules for use in design against tropical cyclones applies to the design of the FOWT support structure only.

G.2 Global robustness level criteria

In tropical cyclone regions, instead of determining the required partial safety factors based on hazard curves, the robustness level criteria can be used to verify the global structural integrity of the floating substructure and stationkeeping system. The American Petroleum Institute (API) Recommended Practice 2A, 22nd Edition, provides guidance for developing site-specific data and selecting environmental criteria in geographic areas exposed to tropical cyclone conditions based on risk considering life safety and consequence of failure. For structures which are unmanned or evacuated in severe storms and with medium consequence of failure (Exposure Category L-2), the 50-year full population tropical cyclone conditions define the design level criteria and the 500-year full population tropical cyclone conditions define the robustness level criteria.

G.3 Design load cases

In tropical cyclone affected regions, consideration of the additional design load case shown in Table G.1 is recommended.

For DLC G.2, the return period 'N' for extreme environmental conditions is selected such that the joint event of the loss of nacelle yaw power and controls during the extreme environmental conditions has the probability of 1/500, or equivalently a return period of 500 years. The value of 'N' should be selected and justified by the designer. For sites expected to experience a loss of network power, or in the absence of information defining the network reliability, a return period of 500 years for environmental conditions may be used as a conservative value, unless back-up power is available as specified in 7.4.7.

Table G.1 – Additional load cases for tropical cyclone affected regions

Design situation	DLC	Wind condition	Waves	Wind and wave directionality	Sea currents	Water level	Other conditions	Type of analysis	Partial safety factors on loads and strength
Parked (standing still or idling)	G.1	EWM Turbulent wind model $V'_{hub} = V'_{10min, 500}$	ESS $H_s = H_{s500}$	MIS, MUL	ECM	EWLR		U	1.0
	G.2	EWM Turbulent wind model $V'_{hub} = V'_{10min, N-yr}$	ESS $H_s = H_{s N-yr}$	MIS, MUL	ECM	EWLR	Loss of electrical network	U	1.0

Annex H (informative)

Earthquakes

Actions resulting from seismic activity shall be considered in the structure design for regions that are considered to be seismically active (see also ISO 19900). However, actions arising from earthquakes are not normally of concern for the design of floating structures (see also ISO 19904-1, ISO 19901-2, and API RP 2T).

For the catenary mooring system, earthquakes do not affect floating substructures because of small stiffness, but earthquakes can cause dynamic mooring line tension loading. In case of tendon or taut-line stationkeeping systems, the large stiffness causes the inertial force to be transferred to the floating substructure. The dynamic tension generated by the earthquake causes heave motions (and potentially surge and sway motions for taut-line stationkeeping systems). For floating substructures with more than one taut line or tendon, it is important to consider the phase of forcing at separate anchor points that can induce rolling and pitching motions. Design of stationkeeping systems should be performed according to the relevant ISO standards as described in Clause 14.

The geotechnical conditions for the anchoring system should be checked to determine dynamic soil properties and liquefaction potential (see also ISO 19901-4, Clause 6.3.2 and Clause 6.4.2).

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-3-2:2025

Annex I **(informative)**

Model tests

The purpose of model tests includes the following three cases:

- to determine the response of a particular structural configuration,
- to validate methods for analytical or numerical simulation of system responses including air gap and calibration (tuning) of simulation parameters – especially of the hydrodynamic model,
- to confirm that no extraordinary or unexpected behaviour of the tested configuration occurs, such as excessive slamming, run-up, and green water.

In the case of parked or idling conditions where the influence of the turbine may be negligible, the testing methodology of a conventional offshore structure in a wave basin can basically be applied. In the case of power generating conditions, it is important to consider the use of a suitable model for a wind turbine in addition to the testing methodology of the conventional offshore structure because the presence of the operating wind turbine will likely impact the response of the floating substructure. This is possible through combined wind/wave tank testing where a wave tank has been suitably augmented with wind generation equipment or by mimicking the wind loads by other means. Different options are available for the inclusion of wind loading, including:

- 1) passive drag disk in a wind field;
- 2) scaled turbine operating in a wind field;
- 3) onboard fan or fans: ducted or open fan or fans installed at nacelle height;
- 4) winch system: mechanical actuators attached at nacelle height.

When augmenting a wave tank with wind generation equipment (options 1 and 2), care should be taken in the design of the wind generation equipment to reduce unintended turbulence and swirl and minimize unintended wind-generated waves. It should be the normal procedure in combined wind/wave tank testing to apply the appropriately scaled wind load instead of the wind speed. The significant wind loads should be appropriately represented in directions relative to the model. The wind generation equipment should be capable of producing steady wind loads, as well as appropriate wind turbulence loads.

When a scaled turbine is used (option 2), managing the scaling becomes a challenge. While a Froude-based scaling approach is, in general, a sound methodology, the approach shall be modified in regard to the rotor due to the aerodynamic loading being so dependent on Reynolds number. While it is not possible to use the same scaling methodology for turbine and floating substructure, it is important to verify that the ratio between aerodynamic and hydrodynamic forces is not too far from the real scale system. It is suggested that coupled wind/wave turbine testing under a Froude-scaled environment should use a blade geometry which is specifically designed for a low Reynolds number environment (performance scaling). This may be accomplished by increasing the blade chord and using airfoils appropriate for low Reynolds number flow, which is often done in wind tunnel tests. While the blade geometry will likely not represent the full-scale architecture in this case, the blade should be designed to match full-scale power, thrust, and possible torque coefficient curves, which will ensure that the global mean forces on the structure are maintained in a Froude-scaled environment. The numerical simulations reproducing the tests should use the same Reynolds number as the model-scale test. Adapting the control systems for the scaled turbine is important. Care should be taken to ensure a proper representation of the high frequency response caused by the control system.

It would be advantageous to validate the model-scale wind turbine behaviour independent of the floating substructure. While this can be achieved by fixing the floating substructure in the tank, it would be best to first perform testing of the wind turbine in a wind tunnel. Tests in wind tunnels equipped with actuators to prescribe pre-calculated or real-time (HIL/SIL, see below) computed floating substructure motions may be beneficial to analyze the rotor aerodynamics and validate the control system.

It is possible to mimic wind loads in a wave tank by means other than through wind generation equipment e.g. through a controlled fan or a set of fans used in place of the rotor (option 3) or through an actuator that can prescribe precomputed or real-time computed wind loads (option 4). The hybrid physical-computational approach is called hardware-in-the-loop (HIL), or equivalently software-in-the-loop (SIL), depending on whether "loop" denotes the computation or the experiment. With these approaches it is also important to verify that the ratio between aerodynamic and hydrodynamic forces is not too far from the real scale system and that excessive time delays due to computation or actuation do not result in fictive stiffness or damping in the system.

Regardless of the chosen experimental setup, the correct representation of the aerodynamic excitation and damping generated by the operating rotor (most notably in roll/pitch of the floating substructure) should be sought for a realistic coupled motion behaviour. Also, it is recommended that the influence of the blade-pitch control be tested if necessary. Another effect to be potentially considered as a function of its importance is the gyroscopic loading imparted by an operating rotor subjected to global motions.

Although some tests with blade-pitch control have been carried out, there are significant challenges related to the quick time scales involved in model-scale testing, and the fact that the controller is likely inherently different from the full-scale controller. A redesigned rotor likely requires a redesigned controller.

When elastic behaviour is among the physics of interest, it is necessary to take the following into consideration regarding the relation between the frequency (f_{in}) of external forcing (wind and/or wave) and the natural frequency (f_n) of structural vibration.

i) $f_{in} \ll f_n$

Structure can be assumed a rigid body.

NOTE Generally floating structures (excluding a tower) can be assumed to be rigid in this domain. However, if the size of the floating structure is relatively large, this assumption may not be appropriate.

ii) $f_{in} \approx f_n$

Because there is possibility of resonance, it is necessary to treat structure flexibility correctly.

iii) $f_{in} \gg f_n$

Because the influence of elasticity on the whole structural response can be significant, it is necessary to treat structure flexibility correctly.

Model tests with the stationkeeping system included as an explicit Froude-scaled model are recommended. For concepts with novel configurations, metocean loads and load-effect calculations should be verified by model tests. Through careful attention to model scaling parameters and test conditions, it is desirable to test new conceptual designs of FOWTs at model-scale to prove novel design concepts before moving on to full-scale development, where the cost of parametric variation of a design is often prohibitively expensive. Also, the higher-order load effects should be determined by a consistent higher-order theory with due reference to model tests.

Instrumentation, including sensors and their cabling, should be light-weight so as not to alter the dynamic behaviour of the model. It is suggested that wireless sensors be used where possible to avoid the sensor cable from influencing the dynamic response of the model. Care should be taken to avoid producing additional compliance in the tower if load sensors are used to measure tower loads.

It is suggested that model testing of FOWTs be undertaken in accordance with ISO 19904-1:2019, 8.12, 13.2.1, and A.8.12 and ISO 19901-7:2013, 8.3.5.1, 14.6, and A.8.3.5.1.2. Further information can be found in ITTC:2021 Final Report and Recommendations to the 29th ITTC, Chapter 9 and Procedures and Guidelines 7.5-02-07-03.8 and 7.5-02-07-03.17.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-3-2:2025

Annex J (informative)

Tsunamis

J.1 General

ISO 19901-1 highlights some points as follows:

- The data on tsunamis are limited, but consideration should be given to the exposure of a site to the possible directions of tsunami wave approach and the associated currents from possible earthquake sources.
- For the majority of offshore structures, the environmental actions are dominated by extreme wind-generated waves. The very long periods of tsunami waves can result in substantial loads on moored floating structures.
- Tsunami heights can radically increase due to shoaling and refraction, so special care should be taken at shallow water sites near complicated bathymetry or near semi-enclosed features like bays.

Generally, a tsunami is generated by the uplift of the sea floor caused by earthquakes. Although tsunami is a type of wave, the external condition for FOWT loaded by a tsunami can be represented by variance of water surface elevation and horizontal current because FOWT is basically installed in deep water.

Resonant responses of the stationkeeping system should be evaluated in case that the natural period of stationkeeping system is close to the period of tsunami waves. A typical wave period of a tsunami is in the range from 5 minutes to 60 minutes in the area near the epicenter [49] and in the range from several hours to 20 hours to 30 hours in the area far from the epicentre [50].

J.2 Numerical model of tsunami [51], [52]

Tsunamis can be expressed by the long wave theory, which is an approximate theory applicable to waves in small relative depth (the ratio of water depth to wave length). In such a case, the vertical acceleration of water particles is negligibly small as compared with the gravitational acceleration, and the curvature of trajectories of water particles is adequately small. Consequently, the vertical motion of water particles can be assumed not to affect the pressure distribution so that the pressure is regarded as hydrostatic, and the horizontal velocity of water particles is regarded as vertically uniform. The following equations describe the long wave theory.

$$\frac{\partial \eta}{\partial t} + \frac{\partial M}{\partial x} + \frac{\partial N}{\partial y} = 0 \quad (\text{J.1})$$

$$\frac{\partial M}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x} \left[\frac{M^2}{h} \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[\frac{MN}{h} \right] + gh \frac{\partial \eta}{\partial x} + \frac{gn^2}{h^{7/3}} M \sqrt{M^2 + N^2} = 0 \quad (\text{J.2})$$

$$\frac{\partial N}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x} \left[\frac{MN}{h} \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[\frac{N^2}{h} \right] + gh \frac{\partial \eta}{\partial y} + \frac{gn^2}{h^{7/3}} N \sqrt{M^2 + N^2} = 0 \quad (\text{J.3})$$

where

- η is the water surface elevation;
- M is the discharge fluxes in the x directions in horizontal plane;
- N is the discharge fluxes in the y directions in horizontal plane;
- h is the water depth;
- n is the Manning's roughness; and
- g is the gravitational acceleration.

If the water depth is deep enough, i.e. Ursell number (U_r) $\ll 1$, the assumption of small-amplitude wave theory can be applied and the effects of sea bottom friction is negligibly small. The Ursell number, which indicates the nonlinearity of long waves, is defined as:

$$U_r = \frac{H}{h} \left(\frac{\lambda}{h} \right)^2 = \frac{H\lambda^2}{h^3} \quad (\text{J.4})$$

where

- U_r is the Ursell number;
- H is the wave height;
- λ is the wave length; and
- h is the water depth.

Based on those assumptions, the linear long wave equations are described as follows:

$$\frac{\partial \eta}{\partial t} + \frac{\partial M}{\partial x} + \frac{\partial N}{\partial y} = 0 \quad (\text{J.5})$$

$$\frac{\partial M}{\partial t} + gh \frac{\partial \eta}{\partial x} = 0 \quad (\text{J.6})$$

$$\frac{\partial N}{\partial t} + gh \frac{\partial \eta}{\partial y} = 0 \quad (\text{J.7})$$

The linear long wave theory is applicable to estimate variance of water surface elevation and horizontal current velocity. An approximation formula [49] is shown in Equation (J.8), for obtaining the relation between the water depth and the ratio of nonlinear term to linear term. The results of an example calculation of Equation (J.8) using the parameters for the area in the east side of north Honshu island Japan (i.e. $h_0 = 500$ m, $A = 1$ m and $m = 1/50$), are shown in Figure J.1 [49]. In this study, the typical tsunami period was assumed longer than 15 minutes in the area. From the results of Figure J.1, it was reported that the linear long wave theory is applicable in the region where the water depth is deeper than 50 m because the value of q is lower than 10 %.

According to the results mentioned above, the linear long wave theory is basically considered to evaluate the effects of tsunami on FOWT because the water depth of the site is mostly deeper than 50 m. In this study, the effects of tsunami, which are represented by variance of water surface elevation and horizontal current, are evaluated by the linear long wave theory.

$$\frac{h}{h_0} = \left[\frac{6\pi A}{\sqrt{gh_0} m T} \frac{100}{q} \right]^{\frac{4}{3}} \quad (\text{J.8})$$

where

h is the water depth at any point;

h_0 is the water depth at the boundary point;

A is the wave amplitude at boundary point;

m is the sea-bottom slope;

T is the wave period;

q is the percentage of nonlinear term to linear term; and

g is the gravitational acceleration.

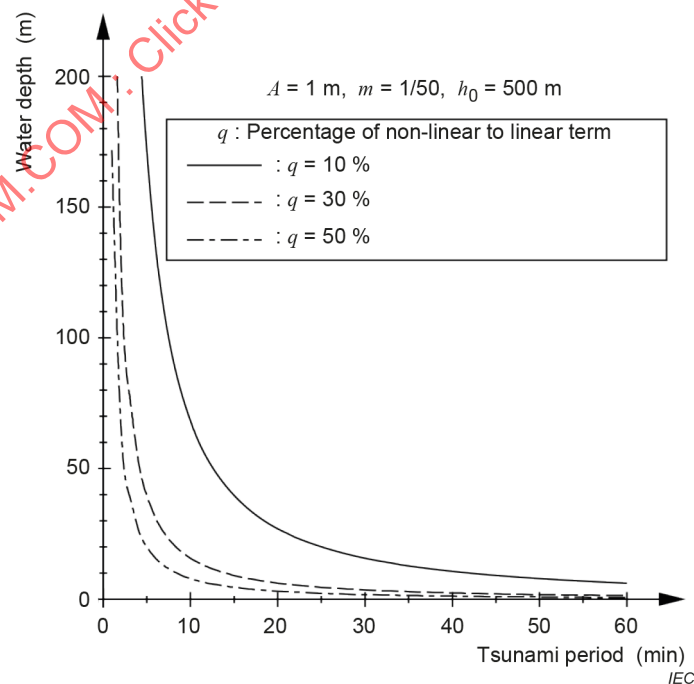


Figure J.1 – The calculated result of Equation (J.8)

J.3 Evaluation of variance of water surface elevation and current velocity [5]

The variance of water surface elevation at the site is obtained based on Green's law as shown in Equation (J.9).

$$\eta_0 h_0^{1/4} = \eta_1 h_1^{1/4} = \text{const} \quad (\text{J.9})$$

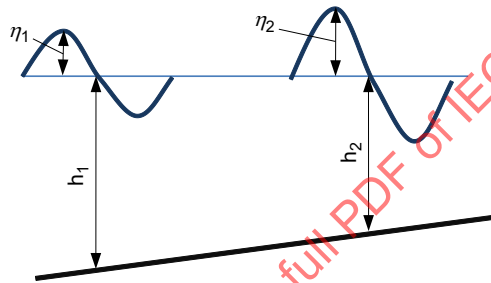
where

η_0 is the variance of water surface elevation at the boundary point;

η_1 is the variance of water surface elevation at the site;

h_0 is the water depth of the boundary point; and

h_1 is the water depth at the site.



The current velocity based on the linear long wave theory is given by Equation (J.10).

$$u = \eta \sqrt{\frac{g}{h}} \quad (\text{J.10})$$

where

u is the current velocity;

η is the water surface elevation;

h is the water depth; and

g is the gravitational acceleration.

Annex K (informative)

Redundancy of stationkeeping system

A FOWT stationkeeping system can be defined as redundant when following a loss of one mooring line or tendon, the FOWT will maintain floating stability and be kept within a confined area by the damaged stationkeeping system and will not interfere with other structures, such that no further consequences of the loss of the mooring line or tendon will take place. This shall be supported by a risk assessment including documentation of no danger to human life and risk for progressive collapse of adjacent structures. Dynamic infield power cable rupture and power shutdown due to FOWT drift-off may be an accepted solution based on owner/developer approval.

For a stationkeeping system with lack of redundancy, an increase in safety factor should be applied in the design. Specific guidance on the design of the non-redundant stationkeeping systems can be found in the relevant RCS rules and guidelines, such as:

ABS, *Guide for Building and Classing Floating Offshore Wind Turbines*

BV, NI572, *Classification and Certification of Floating Offshore Wind Turbine*

DNV-ST-0119, *Floating Wind Turbine Structures*

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-3-2:2025

Annex L (informative)

Differing limit state methods in IEC and ISO standards

This document has IEC 61400-1 / IEC 61400-3-1 and ISO 19904-1 / ISO 19901-7 as normative references. While the definition of the limit state analysis method and the exposure levels described in those standards differ, they have the same intent for establishing design requirements. The approach in IEC 61400-1 and IEC 61400-3-1 derives from ISO 2394: General principles on reliability for structures. In principle, the approaches defined should be consistent because ISO 19904-1 and ISO 19901-7 normatively references ISO 2394 via ISO 19900. However, the way in which different loading scenarios are grouped and described differs significantly; this annex describes a mapping between the two systems to provide clarity.

The most significant difference between the two approaches is that ISO 19904-1 and ISO 19901-7 split the design scenarios into different limit states whereas IEC 61400-1 and IEC 61400-3-1 define different load cases and explains that either ultimate or fatigue calculations need to be performed for them along with the corresponding partial safety factor for loads. The second difference is that, in IEC 61400-1 and IEC 61400-3-1 and ISO 2394, fatigue analysis is not defined as a distinct limit state, but as a subsidiary of the ultimate limit state analysis. Thirdly, abnormal and ultimate limit states are not defined separately in IEC 61400-1 and IEC 61400-3-1 but are denoted by different classes of ultimate load cases. Additionally, the equivalent of the serviceability limit state in IEC 61400-1 and IEC 61400-3-1 is not assessed by separate load cases, but is assessed for all ultimate load cases; furthermore, in the case of blade deflection, partial load and safety factors are applied to ensure clearance between the blade and tower. These differences do not mean that the approaches are incompatible; although the definitions are different, the methods for calculation are similar. Table L.1 presents a mapping between the limit states of ISO 19904-1 and ISO 19901-7 and the load cases of this document.

Fatigue analysis for offshore structures is often performed with spectral analysis, whereas, for wind turbine structures, it is often necessary to perform time-domain simulations to incorporate non-linear effects. This is one option described in ISO 19904-1 and ISO 19901-7, so how to consider time domain analysis for fatigue will not be elaborated on further.

**Table L.1 – Mapping of limit states in ISO 19904-1 Table 4
and load cases from IEC 61400-3-2**

ISO 19904-1 Limit state	IEC 61400-3-2 Load cases	Notes
ULS-a	None	The design check with additional gravitational loads is currently not called out in IEC 61400-3-2.
ULS-b	Ultimate (1.1, 1.3-1.6, 2.1, 3.2, 3.3, 4.2, 5.1, 6.1, 6.3, 8.1)	IEC applies the partial safety factor for load to load effect obtained by the load analysis using unfactored loads (i.e. Approach 1) while ISO applies the load/action factor to loads/actions and the load analysis using factored loads. (i.e. Approach 2) IEC safety factor is 1,35 compared to 1,30 in ISO 19904-1. ISO applies 1,3 to environmental loads and 1,0 for permanent and variable loads in ULSb. ISO environmental return period is 100 years whereas IEC return period is 50 years. Different material/resistance factors are used in IEC and ISO. IEC 61400-1, Clause 7.6.2.4 requires 1,1 in general for both steel and bolt, 1,3 for high strength steel, and 1,2 for shell global buckling. ISO 19904-1 Clause 9.7.3.3. applies 1,15 for steel and 1,3 for bolts.
FLS	Fatigue (1.2, 2.4, 3.1, 4.1, 6.4, 7.2, 8.3, 8.4)	The process outlined in Clause 10.3 of ISO 19904-1:2006 is mostly in accordance with the procedures outlined in IEC 61400-1 and IEC 61400-3-1. The differences arise in points f) and g) in ISO, where the spectral fatigue process of creating response amplitude operators and associating each fatigue design sea state with one modelling configuration is replaced in IEC by a running time-domain simulation to represent the operational, non-operational and start-up and shutdown conditions. Both standards apply a partial load safety factor of unity for fatigue. Fatigue damage design safety factors may be applied from the ISO standard, RCS rules or, for the tower only, from IEC 61400-1.
SLS	To be assessed for all load cases	Critical deflection analysis in IEC has load and material safety factors applied whereas SLS has no safety factors applied in ISO 19904-1.
Pre-ALS	Abnormal (2.2, 2.3, 2.5, 2.6, 8.1, F1.1, F2.1)	Safety factor for abnormal load cases is 1,1 in general (compared with 1,0 for ALS) except for earthquake load cases, where the safety factor is 1,0 and the return period is 475 years (c.f. 10000 years in ISO 19904-1).
Post-ALS	Abnormal (6.2, 7.1, 8.2, F1.2, F1.3, F2.2, F2.3)	Safety factor for abnormal load cases is 1,1 in general (compared with 1,0 for ALS).

Annex M

(informative)

Application of load and load effect logic to floating substructure design

M.1 General

The distinction between "loads" and "load effects" reflects a computation sequence where one uses:

- a description of environmental "loads";
- a description of a constitutive model;
- a solver applying the environmental loads on the constitutive model, supplying "load effects" as output;
- a criterion to evaluate the load effects (demand) against a resistance (capacity) model.

In classic structural mechanics, the setup may be relatively straightforward: for example, applying loads (e.g. external pressures, forces, and moments) on an analytical or numerical constitutive model provides the load effects in the structure (e.g. stresses, deformations).

Under a partial safety factor approach, the load effects are ultimately verified against resistance after application of the respective load and resistance factors.

M.2 Typical load computation setups

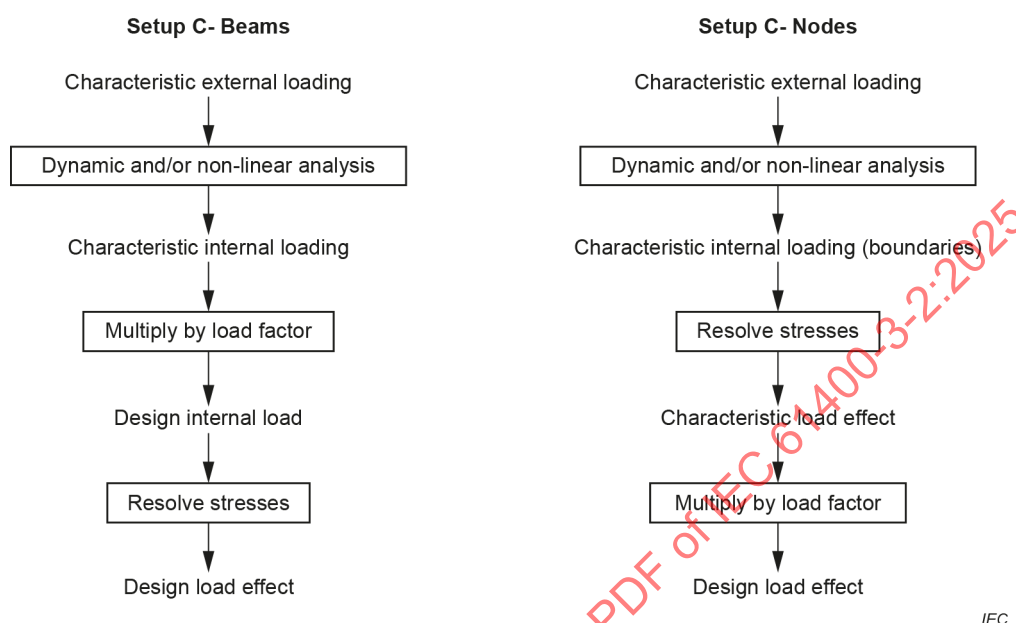
For FOWT floating substructure engineering, the picture can be more complex, as the main solver (structural dynamics model) does not directly provide all the load effects necessary for the design process. One may find the following setups to resolve the load effects:

- a) Internal load mechanics resolved after the coupled simulation: gravity loads, external hydrostatic and hydrodynamic pressures, and boundary forces and moments pre-computed by the structural dynamics models are subsequently applied on a separate structural model, e.g. a numerical finite-element model. Appropriate steps are taken to represent or reconstruct the inertial acceleration loads. The separate structural model yields the internal loading states with associated load effects.
- b) Internal load mechanics resolved during the coupled simulation: structural dynamics models may include beam elements to represent slender floating substructure members; these elements can receive local external loads. In this case, internal (sectional) loading states become available in the form of axial and shear forces and bending and torsion moments, in the same way as tower internal loads do. Load effects are obtained by analytical post-treatment, where care should be paid in applying appropriate hydrostatic and hydrodynamic fluid pressures on the section.
- c) Hybrid internal load resolution: when slender parts of the floating substructure can be fully analysed through beam elements and other parts here denoted "nodes" (connection zones, joints) cannot, it may be possible to utilise setup B. for the former and setup A. for the latter. This implies the construction of a separate structural model of the nodes, where the boundary forces and moments may be extracted from adjacent beam elements.

One may note that in setup types B. and C., the "load" and "load effect" classification becomes more complex, as three quantities are handled: i. external loads, ii. internal (sectional) loads, and iii. final load effects such as stresses, on which verifications are carried out.

M.3 Applied example

A possible workflow for the hybrid method C. is presented here, to provide some background for the above concepts. For simplicity, it is supposed that the only load effects to be verified are material stresses.



IEC

Figure M.1 – Example of load and load effect workflow for a hybrid "beams" and "nodes" floating substructure model setup

With reference to Figure M.1, after the establishment of a reference DLC environment (wave, wind, current conditions, etc.), structural dynamics model analyses are run, where the floating substructure is subjected to characteristic external loading. Characteristic internal loads in the beams become available as simulation outputs.

The ensuing workflow is organised differently for beam and node parts:

- **Beam parts:** the load factor may be implemented before resolving for stresses (see Approach 2 of 7.6.1.3) which holds if the hypothesis of material linearity is satisfied. This provides design sectional forces and moments, typically along with extra factored loading information (such as local pressure and accelerations); all these items are used to resolve analytically the design stress levels for each section.
- **Node parts:** a separate structural model of the node is fed with characteristic information (boundary loads, etc.) from the dynamic simulation. Such inputs are typically still unfactored not to disrupt equilibrium in the structural model. After resolution of characteristic stresses, multiplication by the load factor yields the design stresses (see Approach 1 of 7.6.1.3).

It is worth noting that for a strength check in a multi-seed DLC, characteristic loading states may be obtained, for instance, by selecting realised contemporaneous load combinations which land close to the (inter-seed) mean-of-maxima of individual load components. The same goes for mean-of-upper-half-maxima or max-of-maxima, depending on the load case family prescriptions.

Annex N

(informative)

Guidance on simulation length and associated parameters

N.1 General considerations

N.1.1 General

This annex provides guidance on the approaches used to determine a simulation length suitable for FOWT system design, and the related setup and post-treatment choices.

A DLC is defined by a fixed set of environmental and system parameters. The time-domain simulation of a DLC implies a given realization of a stochastically characterized environment, applied through a loading model onto a constitutive model of the FOWT. Multiple realizations with different component phasing, denoted 'seeds' in the following, may be deployed for each DLC.

Simulation post-treatment is generally restricted to an exploitable window within the total resolved duration. This window is expected to contain – as a function of the DLC family – either fully developed stationary response or a target transient (shutdown, etc.) triggered from a stationary state. Thus, the importance of securing stationary conditions in the simulations.

Simulation length refers here to the length of the exploitable window. Simulated time refers here, for a given DLC, to the sum of the simulation lengths of all the individual seeds.

N.1.2 Initial transient time

To produce suitable stationary data, the modeler must allow for a sufficiently long initial transient time before the simulation moves into the exploitable window, to ensure:

- the dampening of initial simulation transients, typically caused by any of the following: improper initial conditions; constitutive model reaching initial equilibrium; ramp-up of the environmental loads to full intensity; controller startup and establishment of aerodynamic thrust;
- the full buildup of resonant responses, where areas of concern specific to FOWTs include: low-frequency response of modes; controller-motion interactions with the FOWT motions such as self-excited resonance (e.g., negative aerodynamic damping).

N.1.3 Low-frequency dynamics sampling

Moored floating systems are often characterized by low-frequency modes (e.g., surge and pitch) producing significant responses at periods on the order of the minute or higher. To produce reliable response statistics, the designer should aim at sampling enough of these cycles over the simulated time for each DLC. For example, through a convergence study one may deem that a sample of at least 50 typical low-frequency cycles is appropriate; if the associated natural period is equal to one minute, one would need a simulated time of 50 minutes or longer to meet the sampling criterion.

N.1.4 Reference period

Time-averaged met-ocean data are associated to a record length, which is typically 10 minutes for wind data and 1 or 3 hours for sea states. This length is here denoted reference period.

Simulation lengths rarely match the underpinning reference periods and the consequences must be managed carefully, as a function of analysis type (see Clause N.2 and Clause N.3).

N.2 Simulations for fatigue limit state analysis

N.2.1 General

For simulations intended for fatigue post-treatment through cycle counting, a correct representation of response variance is key. However, the appropriate representation of response extrema should not be entirely disregarded, as a few high transients can drive damage in certain situations.

N.2.2 Response variance and reference period

The most typical way to obtain a representative response variance and link it back to the reference period is the following sequence:

- 1) Regardless of the 'reference period to simulated time' ratio, transcribe the met-ocean parameters directly into the simulated environment, including the metrics linked with forcing variance (notably wind turbulence intensity and significant wave height).
- 2) As per standard practice, use the 'reference period to simulated time' ratio as a factor to scale the damage calculated over the simulated time (and align it with the reference period). Equivalently, damage may be averaged over a set of seeds and then scaled by the 'reference period to simulation length' ratio.

N.2.3 Statistical convergence of damage

Care should be paid to the statistical convergence of long-term damage across the fatigue DLCs; in general, the more volatile the behaviour of the studied concept/response, the harder it will be to obtain convergence.

At least two simulation setup aspects influence damage convergence:

- the parameter discretization resolution used to establish the DLC list,
- the simulated time for each DLC.

Increasing either is a means to improving convergence; the designer may seek to find the most efficient combination and demonstrate its adequacy through targeted studies. It is generally advisable to act on the discretization first before increasing the simulated time, as this improves the representation of environmental conditions at the same time as improving convergence.

Low-frequent response can be important for fatigue of the mooring system and it should be demonstrated that it is well represented in the simulation. A longer simulation length might be required to fully capture this effect. A correct sampling of low-frequency dynamics can also be sought by acting on any of the levers above: one may be able to demonstrate that under-sampling of slow cycles within single DLCs (see above) is well mitigated by high resolution in the DLC list.

It should be noted that DLCs representing discrete events (such as families 2.4, 3.1, 4.1) may benefit from multiple seed realizations for better damage convergence, in the same way as stationary cases.

N.3 Simulations for extreme limit state analysis

N.3.1 General

The typical goal of simulations intended for extreme value post-treatment is to estimate a characteristic extreme value (CE in the following) for the FOWT response of interest linked to an environmental condition of given return period. This is also called a characteristic extreme value. In this context, the representation of response extrema is paramount.

Depending on the application, the desired CE is typically defined as:

- the expected maximum (or minimum), i.e., the mean of the extreme distribution,
- the most probable maximum (or minimum), i.e., the mode of the extreme distribution.

N.3.2 Characteristic extreme consistency with the reference period

The approaches commonly used to ensure response CE consistency with the met-ocean data rely on manipulation of either environmental forcing statistics (simulation inputs, examples A and B below) or FOWT response statistics (simulation outputs, example C):

- Scaling of the incident environment. That is, adjustment of simulated turbulence intensity and significant wave height to equalize the following extreme statistics a and b:
 - In the simulations: the theoretical environmental forcing CE (e.g., maximal gust speed, maximal wave height) for a duration equal to the simulation length.
 - In the met-ocean data: the theoretical environmental CE for a duration equal to the reference period.

Assumptions must be made on the laws linking each expected environmental CE to the input parameters and the duration (e.g., the classic $H_{\max} = k H_s \sqrt{0,5 \ln N}$ based on the Rayleigh distribution). The response CE is directly derived from the simulation outputs (mean of multiple seed maxima or otherwise).

- Extreme event selection. A simpler variant of the above approach relies on the imposition of a single event to match the expected environmental CE (e.g. $H_{\max}$ through wave selection), embedded in an unscaled environment. It is still based on assumptions on the laws used to determine the imposed environmental CE as a function of input parameters and the reference period. An extra assumption to be verified is that the extreme responses of interest are well correlated to environmental forcing maxima. The response CE is directly derived from the simulation outputs (mean of multiple seed maxima or otherwise).
- Extrapolation of response characteristic extreme from simulations in unscaled environment. Simulations are set up based on unscaled turbulence intensity and significant wave height. An assumption is made on the analytical form of the extreme response distribution (Rayleigh, Gumbel, etc.), to which the population of simulated extremes is fitted. Then, the response CE corresponding to the target exceedance probability for a duration equal to the reference period is extrapolated from the fitted distribution.

N.3.3 Characteristic value variability

The estimate of an extreme response based on a finite amount of statistical data is inherently uncertain. The level of variability in extreme FOWT responses highly depends on the concept and the physics involved in deriving a specific response; nonlinear effects are often linked to increased volatility in the outputs, an effect common for instance in the output tensions of stiff catenary mooring systems.

To keep this under control, the designer should evaluate the statistical convergence of its concept's characteristic values through a variability study. For example, one can take design-driving DLCs and increase the simulated time (typically by adding extra seeds) to observe statistical convergence to an asymptotic value. The level of variability associated to the proposed simulation length and number of seeds may be ultimately evaluated using statistical metrics such as the relative standard error.

Annex O (informative)

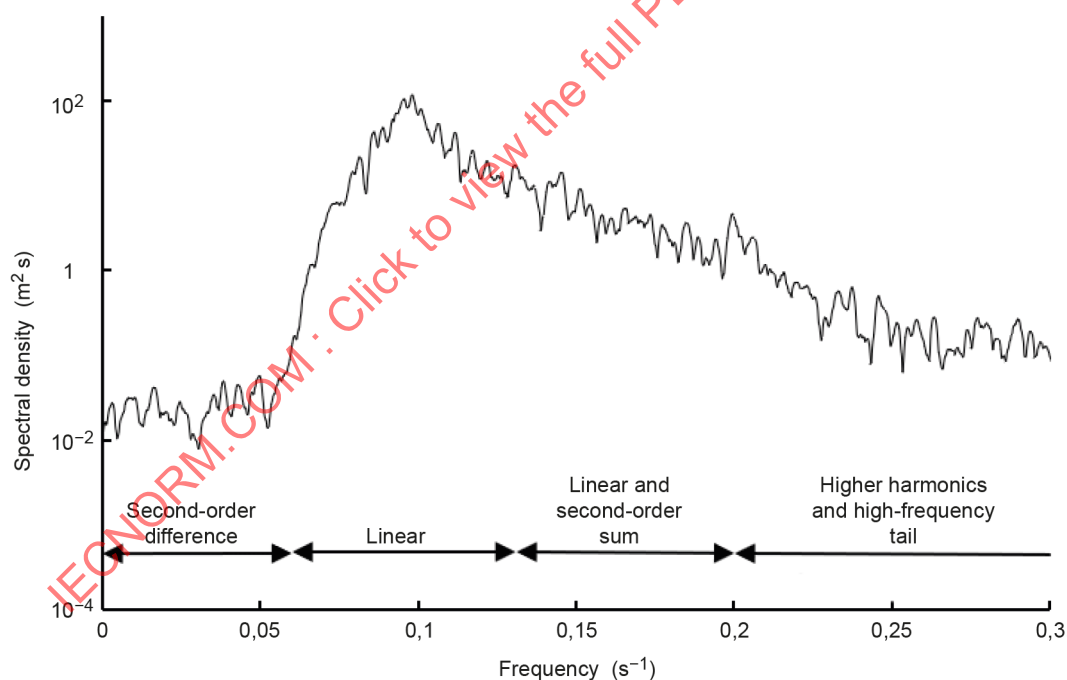
Estimation of wave directional spreading by long wave method / single point measurement

O.1 Background

The relative directions in which wave components travel have a substantial effect on their combined kinematics and dynamics. The conventional way of measuring relative directions is to use either an array of three or more instruments or multi-degree-of-freedom devices. Another approach is to exploit the relationship between wave nonlinearity and wave directionality. The wave elevation time series can be written as summation of the linear free waves and second-order bound waves.

$$\text{Wave Elevation } [\eta(t)] = \text{Linear free waves } [\eta_{\text{free}}] + \text{Second-order bound waves } [\eta_{2-}]$$

The bound waves associated with a given set of free waves are simply a function of their component directions. Adcock & Taylor [54] derived a method for estimating the local directional spreading for a point measurement. This approach is herein called the 'long-wave method' (LWM).



IEC

Figure O.1 – A typical 60-min (full-scale) time history spectrum with $H_s = 6,18$ m and $T_p = 10,36$ s recorded at the Ocean Engineering Wide Tank, University of Ulsan, Korea (South)

Figure O.1 shows the frequency range of the various terms: the upper tail of the linear components overlaps in frequency with the sum term making accurate separation rather difficult. In contrast, the difference terms are small but measurable at frequencies well below any significant linear term. Here, the largest components, predominately linear terms, occur at frequencies above 0,06 Hz.

O.2 Linear free-wave extraction

To calculate the bound waves for a given time series of free surface elevation above the mean water level $\eta(t)$, the linear free waves η_{free} must first be extracted [55]. The data were linearized following the procedure outlined by Walker *et al* [56].

$$\eta_{\text{free}} = \eta(t) - \frac{S_{22}}{d} (\eta^2 - \hat{\eta}^2) \quad (\text{O.1})$$

$$\frac{S_{22}}{d} = kB_{22} \quad (\text{O.2})$$

$$B_{22} = \frac{\coth kd (1 + 2C)}{2(1 - C)} \quad (\text{O.3})$$

$$C = \text{sech} 2kd \quad (\text{O.4})$$

where d is the mean water depth, and $\hat{\eta}$ is the Hilbert-transformed, time series obtained from η . S_{22} is the modified Stokes coefficient and B_{22} is the standard Stokes coefficient for the second order corrections.

O.3 Second-order calculation

The freely propagating waves may be written as

$$\eta_{\text{free}} = \sum_{n=1}^{n=N} a_n \cos \phi_n \quad (\text{O.5})$$

where a_n is the Fourier coefficient, N the number of Fourier components used, and

$$\phi_n = \omega_n t + \zeta_n \quad (\text{O.6})$$

where ζ gives the relative phase of the component, ω is the circular frequency of the component and t is time. The waves in equation (O.5) will interact to give a second-order record given by

$$\eta = \eta_{\text{free}} + \eta_{2+} + \eta_{2-} \quad (\text{O.7})$$

Where

$$\eta_2^\pm = \sum_{n=1}^{n=N} \sum_{m=1}^{m=N} a_n a_m \kappa^\pm \cos(\phi_n \pm \phi_m) \quad (\text{O.8})$$

where κ^+ and κ^- are the interaction kernels

$$\begin{aligned} \kappa^\pm = & \frac{\omega_n^2 + \omega_m^2}{2g} + \frac{\omega_n \omega_m}{2g} \left\{ \frac{\cos \theta}{\tanh(|k_n|d) \tanh(|k_m|d)} \mp 1 \right\} \\ & \times \left\{ \frac{(\omega_n \pm \omega_m)^2 + g|k_n \pm k_m| \tanh(|k_n \pm k_m|d)}{(\omega_n \pm \omega_m)^2 - g|k_n \pm k_m| \tanh(|k_n \pm k_m|d)} \right\} \\ & + \left\{ \frac{\omega_n \pm \omega_m}{2g(\omega_n \pm \omega_m)^2 - g|k_n \pm k_m| \tanh(|k_n \pm k_m|d)} \right\} \\ & \times \left\{ \frac{\omega_n^3}{\sinh^2(|k_n|d)} \pm \frac{\omega_m^3}{\sinh^2(|k_m|d)} \right\} \end{aligned} \quad (\text{O.9})$$

The wavenumber $|k|$ and natural frequency ω are related by the linear dispersion relation. The angle between the interacting components is θ .

Annex P (informative)

Direction spreading function

Ocean waves have multidirectional components. The directional spreading function can provide the directional distribution of wave energy. The directional spectrum of the sea surface is commonly presented as the frequency spectrum times a function of angular spreading, expressed as:

$$S(f, \theta) = S(f)D(\theta) \quad (\text{P.1})$$

$$S(f) = A_\gamma \frac{5}{16} H_s \frac{f_p^4}{f^5} \exp \left[-\frac{5}{4} \left(\frac{f}{f_p} \right)^{-4} \right] \gamma^{\exp \left[-0,5 \left(\frac{f-f_p}{\sigma f_p} \right)^2 \right]} \quad (\text{P.2})$$

$$A_\gamma = 1 - 0,287 \ln(\gamma) \quad \sigma = \begin{cases} 0,07 & f \leq f_p \\ 0,09 & f > f_p \end{cases}$$

$$D(\theta) = \frac{\Gamma(1+n/2)}{\sqrt{\pi}\Gamma(1/2+n/2)} \cos^n(\theta - \theta_p) \quad -\frac{\pi}{2} \leq \theta - \theta_p \leq \frac{\pi}{2} \quad (\text{P.3})$$

where $S(f)$ is the frequency spectrum of the wave and may be described by the JONSWAP spectrum [57]. $D(\theta)$ is the directional spreading function [58]. H_s , f_p and f denote the significant wave height, peak frequency of wave and wave frequency. γ is a peak enhancement factor, Γ is the Gamma function, θ and θ_p are the direction of elementary wave trains and the main wave direction, respectively. The typical value of the exponent n is 2 for deep waters as recommended in DNV-CG-0130 [59]. The frequency spectrum of the wave can be described by the Pierson-Moskowitz spectrum for fully developed seas [60].

The γ in the JONSWAP spectrum and the exponent n in the spreading function can also be identified by the least square method based on the measured wave spectrum at the site, as shown in reference [5]. The wave directional spreading may affect the floating substructure motions in the sway, roll and yaw directions (assuming the primary wave direction is parallel to the surge direction) and these motions may be underestimated without consideration of directional spreading of the wave spectrum. The effects of wave directional spreading on the motions in the sway and roll directions are relatively small when the primary wave direction is located between the surge and sway directions, but the effect of spreading on the yaw motion may be large [61].

Annex Q (informative)

Concrete structures design

Q.1 General

This Annex Q provides guidance on how to design concrete structures / members within a floating wind turbine. It can be considered as a premise of a structural design basis. A project design basis will need to provide details on how the guidance is applied and a consistent level of safety is reached. The intent of this guidance is to bridge concrete structural design codes to the present floating wind turbine standard.

For concrete offshore structures, the design should be performed according to the principles of limit state design as defined in ISO 19900. The design verification is hence based on response values, limit values and safety factors.

In general, the structural design can follow ISO 19903 "Concrete Offshore Structures". This guidance provides the alterations and additions to this standard, taking due consideration to the specific loadings and verification methods used for FOWT.

This guidance will not provide structural detailing or material selection rules, which would fall beyond its scope. The guidance is aimed for reinforced or pre-stressed reinforced concrete structures comprising steel passive and prestress reinforcements in normal weight or light-weight aggregate concrete.

Load cases during concrete structure construction are outside the scope of this standard, as civil construction design codes are generally suitable for the verification of temporary situations. However, it shall be verified that possible deflections or cracks allowed during construction do not impair the serviceability or strength of the FOWT.

Allowable finished dimensional tolerances should be specified at the design stage. Inspections are to be carried out to verify that the dimensional tolerance criteria are being met.

Q.2 Design load cases

Q.2.1 Limit states in reinforced concrete design

All limit states defined above in the standards are to be considered – this Annex Q uses the typical ISO limit state definition. The equivalence between these limit states and DLCs shall be taken from Table L.1: Ultimate Limit State (ULS), Accidental Limit State (ALS), Serviceability Limit State (SLS) and Fatigue Limit State (FLS). The SLS has a particular importance in concrete structures designs because it is under this limit state that the watertightness and durability of the structure are guaranteed.

In ULS, ALS and FLS, all structural components and details of reinforced concrete shall be verified: the concrete itself, main reinforcements, but also other elements such as shear reinforcements like stirrups and ties, laps, rebar connections, bends, pre-stress tendons, pre-stressed bolting or bars, grout, embedment plates, anchorages.

In FLS, the verification shall consider exposure classes and accessibility for inspection/ repair. Reinforcement corrosion also affects fatigue life significantly.

In SLS, the verifications consist in checking that the deflections of the structure are acceptable, that the stress levels in all components will not lead to unacceptable creep or loss of prestress over time, that concrete cracking will not lead to uncontrolled flooding or excessive corrosion of steel components.

Q.2.2 ULS, ALS and FLS load cases

All load cases described in Clause 7 of this document should be considered to derive loads in all structural members of the FOWT in the ULS, ALS and FLS limit states. The load factors remain unchanged from those defined in Subclause Q.2.4, and shall be used in conjunction with the material factors given in Subclause Q.3.1.

Prestress loads shall be considered with both load factors (0,9 and 1,1 accounting for overtightening and losses over lifetime). For example, larger pre-stress forces are generally more onerous for concrete whereas lower prestress forces are more onerous for steel reinforcement verifications or stability of bolted components.

Q.2.3 SLS load cases

Relevant load levels should be defined for the different SLS cases to ensure the functionality of the FOWT. The full operating range as well as the idling load cases should be evaluated. As a minimum, the 1-year return period wave and current conditions shall be considered in deriving SLS loads.

Q.2.4 Load factors

The load factors presented in Table Q.1 should be used to derive design loads in structural members. The load factors should be adjusted, as required, for consistency with the reference standard used to provide an equivalent level of safety. The ULS shall be checked in two design situations ULS (A) and ULS (B). ULS (A) to reflect gravitational, static and quasi-static action-dominated conditions; ULS (B) to reflect conditions dominated by environmental actions and ice actions.

Prestressing actions may be considered as actions resulting from imposed deformations. Due account shall be taken to the time-dependent effects in calculation of effective internal forces. Both coefficients 0,9 and 1,1 shall be used as a partial factor for action in the design.

Table Q.1 – Partial factors γ_F for actions for different limit states

Limit State	Classification of action (load categories)				
	γ_G	γ_Q	γ_E^c	γ_D^d	γ_A^a
ULS (A)	1,25	1,25	0,7 ^b	1,0	0
ULS (B)	1,0	1,0	1,35 ^b	1,0	0
SLS	1,0	1,0	1,0	1,0	0
FLS	1,0	1,0	1,0	1,0	0
ALS	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Load categories: G = permanent load Q = variable functional load E = environmental load D = deformation load P = prestressing load ^a A value of 0 for a partial factor for actions means that the action is not applicable to the design situation. ^b A factor of 0 should also be investigated if deemed more unfavorable. ^c The load factors are increased from ISO 19903 to match the $2,10^{-2}$ annual probability of exceedance (50-year return period). ^d Prestressing actions may be considered as actions resulting from imposed deformations. Due account shall be taken to the time-dependent effects in calculation of effective internal forces. Both coefficients 0,9 and 1,1 shall be used as a partial factor for action in the design.					

Q.3 Design criteria

Q.3.1 Material factors

The characteristic resistance of structural elements (concrete, passive reinforcements, prestress elements and grout) are defined in ISO 19903.

The material factors as per ISO 19903 are given in Table Q.2. Specified tolerances need to be considered when defining the material factors.

Table Q.2 – Material factors γ_m for different limit states and materials

Limit state	ULS	SLS	FLS	ALS
Concrete and grout	1,50	1,0	1,50	1,20
Steel reinforcement	1,15	1,0	1,15	1,10

Q.3.2 ULS, ALS, FLS verifications

In the ULS, ALS and FLS, the material factors listed in Table Q.2 may be considered in the load cases listed in Clause Q.2. Design criteria, internal forces calculations as well as the characteristic resistance should be considered according to ISO 19903.

Q.3.3 SLS: Watertightness verification

The watertightness of the structure should be verified as SLS. A portion of the concrete member forming the boundary of the volume of liquid shall remain under compression.

For watertight structures, such as compartments (see 15.5), the minimum compression zone of external and internal boundaries should be of at least:

- 25 % of the wall thickness or 100 mm, whichever is more for pressure differentials smaller than 150 kPa
- 25 % or 200 mm, whichever is more for pressure differentials larger than 150 kPa

A verification according to the two main reinforcement directions is satisfactory.

Direct water flow calculations can be undertaken to justify sufficient watertightness of the concrete structure. The whole lifecycle of the structure from construction to operations and offshore installation shall be considered to seek the location of possible cracks and how likely they are to remain open. These calculations should be specifically verified in these cases.

Q.3.4 SLS: Crack-opening verification

In the absence of crack-opening verification criteria, the limitations defined in Table Q.3 may be used. When crack widths are verified for possible changes in prestress forces, the application sequence of prestress and concrete creep could affect concrete cracking. The method used should comply with ISO 19903.

Table Q.3 – Allowable crack-width for different exposure zones

Exposure zone (ISO 19903 definition)	Allowable crack opening
Submerged	0,4 mm
Splash	0,2 mm
Atmospheric	0,2 mm
Internal	0,4 mm

Different methods of assessing crack-opening may result in different assessed crack-opening widths under the same stress. The limitations defined herein are aimed at preventing excessive corrosion.

Q.3.5 SLS: Limitation of stresses

The stresses in members for the defined SLS load level should be checked to ensure that creep, loss of pretension or yielding of reinforcement does not occur.

Annex R (informative)

Relationship between peak wave period and significant wave height in the sea areas affected by swell

R.1 General

Equation (11) in 6.4.4.1 is only applicable to wind waves. Longer period may be observed in the sea areas affected by swell. This annex provides the guidance on the prediction of wave period for such sea areas.

R.2 Relationship between wave height and wave period in the sea areas affected by swell

The relationship between significant wave height and peak wave period can be modelled by using regression based on the measurement or hindcasting as mentioned in ISO19901-1 [62]. Care is needed for the treatment of the scatter of the data. Figure R.1 shows an example of the relationship between the significant wave height and significant wave period measured at Fukushima Offshore site [63] together with those predicted by Equation (11) in the broken lines, and by Goda's equation [64] for swell ($H_0/L_0 = 0,01$) in the dashed line. Note that Equation (11) is used for the relationship between T_p and H_s , and here it is assumed $T_p \cong T_{1/3}$ and $H_s \cong H_{1/3}$. Clearly, the measurement data falls outside of the boundary specified by Equation (11) because of the effect of swell. It is recommended to consider the effect of swell on the wave period in such sea areas. In this example, one possible modification to equation (11) is as follows.

$$11,1\sqrt{H_s / g} \leq T \leq \min(24,1\sqrt{H_s / g}, 17) \quad (\text{R.1})$$

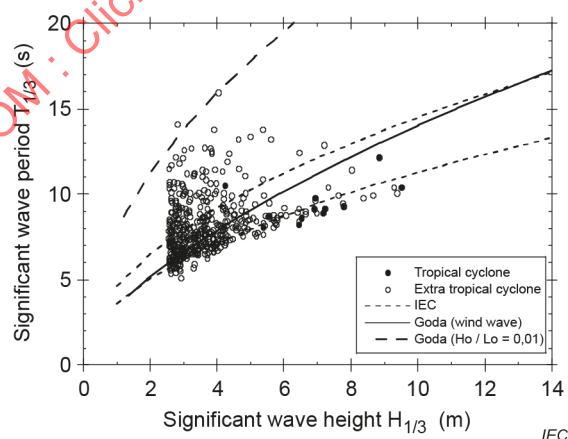


Figure R.1 – The relationship between significant wave height and significant wave period based on the measurement at Fukushima offshore site [2]

Annex S (informative)

Application of damage stability criteria

S.1 Objective

This Annex S provides grounds for judging whether to require damage stability based on risk analysis.

The collision speed of service vessels or drifting vessels will be lower than for cruising ships. Therefore, this annex treats the collision by cruising ships because the effect will be larger and more important to the damage stability criteria.

The break of the outer shell of a floating substructure is a critical event without damage stability (watertight compartment). Therefore, this annex does not consider a compartment and its effect on flooded volume.

This method evaluates collision probability based on statistical data such as Automatic Identification System (AIS) data and does not include individual data (wind conditions) related to the loss of restoration of the floating structure alone.

The navigation speed included in the dynamic information of the AIS data is the ground speed and the effect of wind conditions on the collision speed is taken into account.

S.2 Scenario of loss of floating stability

Scenarios of loss of floating stability and subsequent total loss of the structure should be basically based on the results of risk analysis.

Unless there are special circumstances, the scenarios can be considered as follows.

The causes of loss of floating stability are able to be classified into 1) severe storm condition and subsequent collapse of structure or capsize, 2) corrosion or fatigue of structure, 3) break of outer shell of a FOWT because of collision by ships, 4) break of outer shell of a FOWT because of collisions of drifting objects, 5) intrude of water from opening units such as an intake of ballast water or break at an attached space of mooring lines, 6) manufacturing defects due to loss of quality control.

1) and 2) must be considered in the criteria of design conditions in this standard, and 4) should not be treated in this standard because of this event is thought to be exceedingly rare and accidentally. 5) is already addressed in 15.5. Therefore, 3) and 6) are considered in this annex.

"6) Manufacturing defects" can be controlled by ordinary procedure. On the other hand, "3) collision by ships" is discussed in the following subclauses.

S.3 Flow of application of new damage stability criteria

The flowchart of the evaluation procedure is shown in Figure S.1.

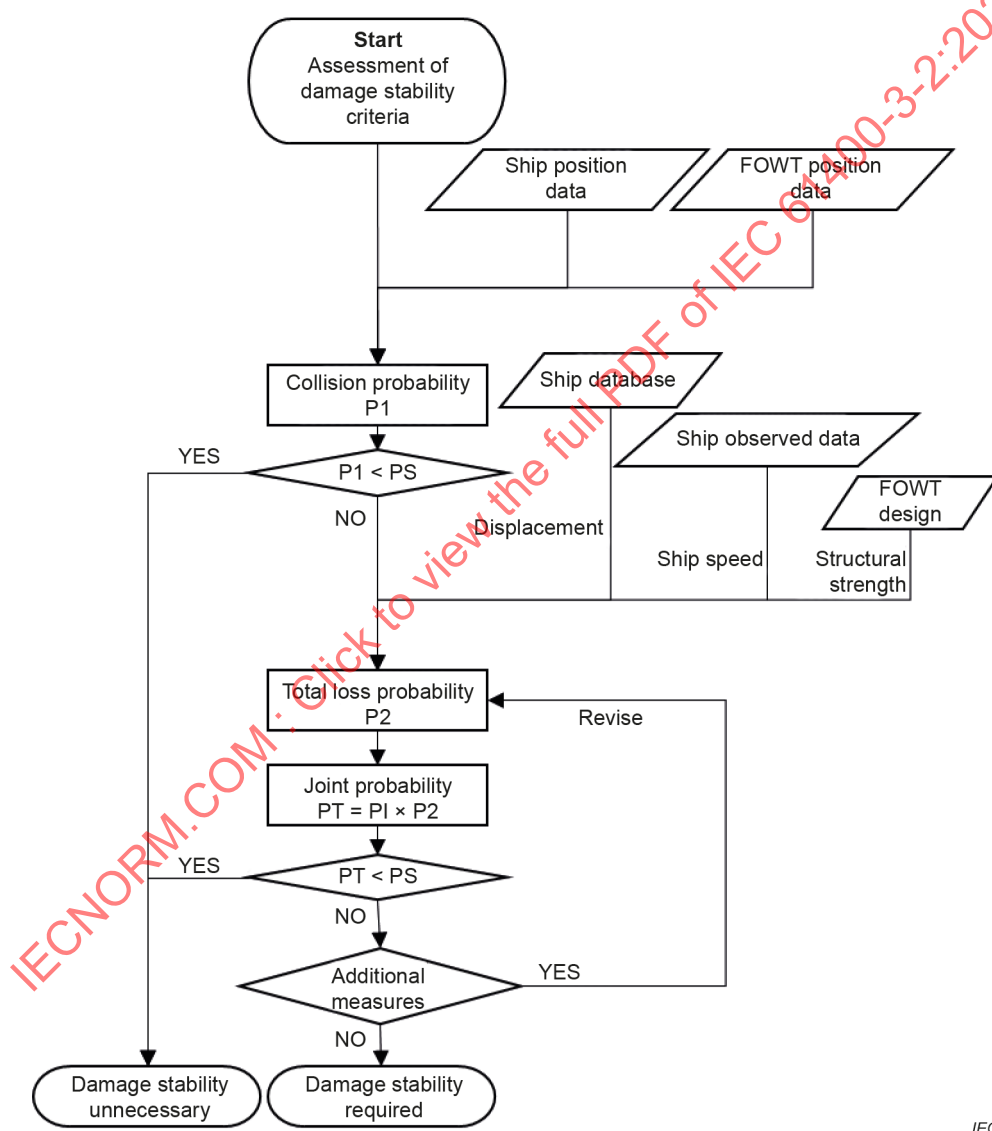
First, the collision probability P_1 should be estimated. For the estimation of collision probability P_1 , the time series data of ship position, i.e., AIS data, radar data, or visual observation data can be used.

The damage stability criteria can be not considered when P_1 is less than the target probability of failure PS , which is described in Clause S.4. If P_1 is larger than PS , the total loss probability by ship collision P_2 should be estimated.

The joint probability of loss of floating stability and subsequent total loss probability of the structure by a ship collision PT is described as a product of a collision probability P_1 and the total loss probability by ship collision P_2 .

The damage stability criteria can be not considered when PT is less than PS .

Additional measures, such as rubber fender, stronger material, design change etc. can also make FOWT design without damage stability criteria when PT in the first study is less than PS .



IEC

Figure S.1 – Concept flow of application of new damage stability criteria

S.4 Definition of target probability of failure (PS)

The target probability of failure corresponding to the safety level used for assessing the structural integrity of the structure PS should be based on the defined reliability-based design. If there is not such design, the PS can be set as 10^{-4} according to the common figures indicated in major international codes or classification rules (see Table S.1).

Table S.1 shows examples of annual target reliability of offshore structures. "The safety level used for assessing the structural integrity of the structure" should be based on the rule used to design the FOWT. If there is not such a rule, "the safety level used for assessing the structural integrity of the structure" is able to be set to 10^{-4} as an annual target reliability.

Table S.1 – Annual reliability of offshore structures

No.	Document/guideline	Publisher, year	Reliability
1	DNV-ST-0119 Floating wind turbine structures	DNV, 2021	10^{-4}: class 1, where failure is unlikely to lead to unacceptable consequences such as loss of life, collision with an adjacent structure, and environmental impacts. 10^{-5}: class 2, where failure may well lead to unacceptable consequences of these types.
2	19th INTERNATIONAL SHIP AND OFFSHORE STRUCTURES CONGRESS Volume2 Committee V.1 Accidental limit states	ISSC, 2015	10^{-3} to 10^{-4}: for group 2; Hazards associated with specially identified accidental events belong to group 1 or group 2. 10^{-3}: for less serious failure in a redundant structure 10^{-4}: for serious failure in a redundant structure and for less serious failure with significant warning before the occurrence of failure in a non-redundant structure 10^{-5}: for serious failure with significant warning before the occurrence of failure and for less serious failure with no warning before the occurrence of failure in a non-redundant structure
3	ISO 19900:2019 Petroleum and natural gas industries General requirements for offshore structures	ISO, 2019	10^{-3} to 10^{-4} for abnormal events

S.5 Definition of collision probability (P1)

First, the approach frequency n_{gi} ([times/year/vessel]) of individual ships sailing in the area where the FOWT will be installed is calculated from the location of the vessels, using Equation (S.1). Assuming that the variation in the course of each voyage of an individual ship follows a normal distribution [65] as shown in Figure S.2, the probability distribution of the range of collision with the FOWT is integrated for each individual ship.

$$n_{gi} = \int_{-0,5(B+D)}^{0,5(B+D)} \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma^2}} e^{\left(-\frac{(x-\mu_i)^2}{2\sigma^2}\right)} dx \quad (S.1)$$

where

n_{gi} is the approach frequency of individual ships;

B is the average ship's width around the FOWT;

D is the width of the FOWT;

μ_i is the distance between the FOWT and each ship;

σ is the standard deviation of the ship's navigational position.

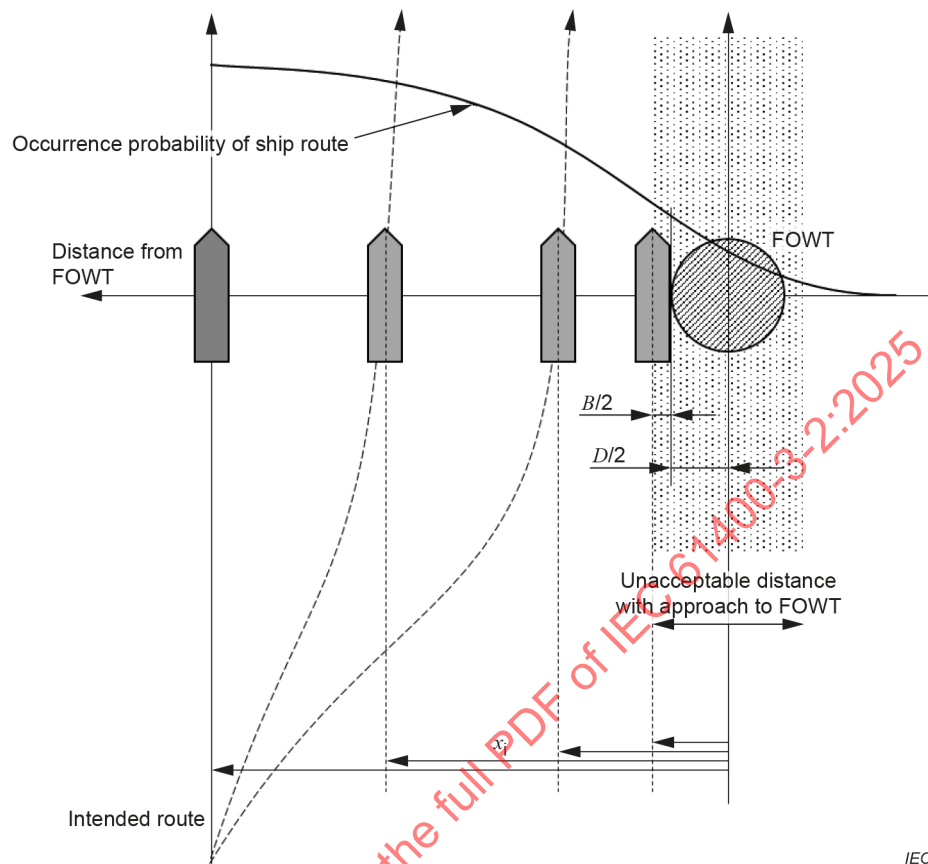


Figure S.2 – Concept image of the approaching frequency

Next, the annual approach frequency n_{gi} ([times/year/vessel]) is calculated for each individual ship and summed from ship number "1" to ship number "n". Annual approach frequency n_g ([times/year]) to the FOWT is obtained using Equation (S.2). Ship number "n" means the total number of vessels around the FOWT. Approach probability P_g is obtained according to Equation (S.3). In this assumption, a collision is thought to be a rare disaster event and treated as a Poisson process, which is generally used as a stochastic process for disaster occurrence. In this case, the frequency of occurrence of the event is assumed to be sufficiently smaller than unity.

$$n_g = \sum_{i=1}^n n_{gi} \quad (\text{S.2})$$

$$\begin{aligned} P_g(t) &= 1 - e^{-n_g t} \\ &\approx n_g t \\ &= n_g \quad (t = 1) \end{aligned} \quad (\text{S.3})$$

where

n_g is the approach frequency of ships;

P_g is the approach probability;

n is number of ships around a FOWT.

Finally, the annual approach frequency is multiplied by the failure probability of avoidance of obstacles, P_c , to obtain the annual collision probability, shown in Equation (S.4). If there is certain data of ship collision accidents, P_c used in the calculation of $P1$ should follow that data. If not, P_c can be set to $10^{-3,7}$, which is based on the observation results of collision accidents between vessels and fixed obstacles in inland sea [66].

$$P1 = n_g \times P_c \quad (S.4)$$

where

$P1$ is collision probability;

P_c is the failure probability of avoidance of obstacles.

S.6 Definition of total loss probability by ship collision (P2)

S.6.1 Concept of estimation of P2 and PT

The total loss probability of the structure by a ship collision $P2$ can be obtained by FEM analysis for all ships around a FOWT with various ship speed in strict way. The basic concept how to estimate PT is described as a summation of each PT of each ship (see Figure S.3).

No.	Ship displacement	Ship speed	$P1$	$P2$	PT
1	$\Delta 1$	$V1$	$P1_1$	$P2_1 = 0$	$PT_1 = P1_1 \times P2_1$
2	$\Delta 2$	$V2$	$P1_2$	$P2_2 = 1$	$PT_2 = P1_2 \times P2_2$
3	$\Delta 3$	$V3$	$P1_3$	$P2_2 = 0$	$PT_3 = P1_3 \times P2_3$
$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$
n	Δn	Vn	$P1_n$	$P2_n = 0$	$PT_n = P1_n \times P2_n$

The outer shell around water surface is broken = 1
 Not broken = 0

$$PT = \sum_{i=1}^n PT_i$$

IEC

Figure S.3 – Concept of estimation of P2 and PT in a strict way

S.6.2 Simplification of FEM analysis

To reduce calculation cost, an estimation method by a FEM analysis with a representative ship is addressed in this subclause instead of FEM analysis with whole ships around a FOWT.

The condition whether the outer shell of a FOWT is broke or not is defined according to Equation (S.5) based on the amount of deformation energy.

$$E_{\text{defo_c}} \leq E_{\text{defo}} = \alpha E_s \quad (\text{S.5})$$

where

$E_{\text{defo_c}}$ is the minimum energy which breaks the outer shell of the FOWT;

E_{defo} is the actual absorbing energy of the FOWT by structural deformation;

E_s is the absorbed energy in both the ship and the FOWT;

α is the ratio of the deformation energy of the FOWT against the total absorbed energy.

$E_{\text{defo_c}}$ and α may be obtained from FEM analysis with a representative ship. $E_{\text{defo_c}}$ is assumed to be constant without depending on the ship type or ship size, because $E_{\text{defo_c}}$ depends on the local structure. α is based on the assumption that the total deformation energy in a FOWT and a ship can be divided into FOWT's deformation and ship's deformation.

In the assumption, the amount of deformation obtained by FEM analysis can be represented by the energy E_s shown in Equation (S.6) and Equation (S.7).

$$\begin{aligned} M_B V_B &= (M_A + M_B) V' \\ \frac{1}{2} M_A V_A^2 + \frac{1}{2} M_B V_B^2 &= \frac{1}{2} M_A V'^2 + \frac{1}{2} M_B V'^2 + E_s \end{aligned} \quad (\text{S.6})$$

$$E_s = \frac{1}{2} V_B^2 \left(\frac{M_A M_B}{M_A + M_B} \right) \quad (\text{S.7})$$

where

M_A is a mass of a FOWT including added mass;

M_B is a mass of a ship including added mass;

V_A is a FOWT speed (=0);

V_B is a ship speed;

V' is a speed of a ship and a FOWT after a collision.

Equations (S.5) and (S.7) can be used to determine the value of $P2$ in the method shown in the previous clause, that is, whether the outer shell of a FOWT is broke or not.

Therefore, the criteria of the ship speed with various displacement, which creates a brake of the outer shell of a FOWT is expressed with a representative ship speed shown in Equation (S.8).

$$V_B > \sqrt{\frac{2E_{\text{defo_c}}(M_A + M_B)}{\alpha M_A M_B}} \quad (\text{S.8})$$

The limit curve is expressed in a form of kinetic energy of collision ship (see Figure S.4).

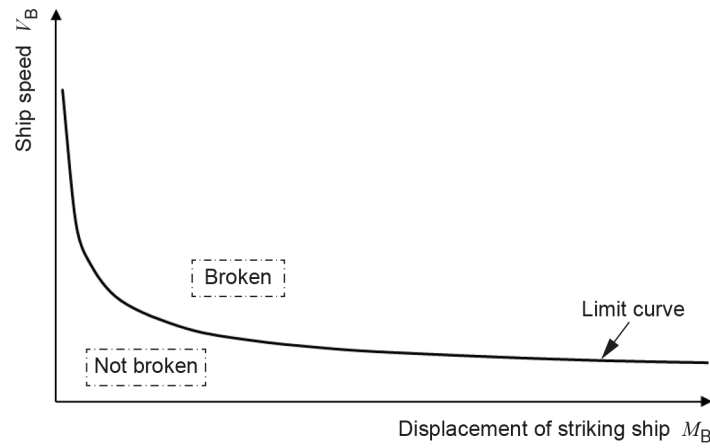


Figure S.4 – Concept of a limit curve

S.6.3 Estimation of P2 by limit curve

To estimate total loss probability by ship collision ($P2$), the simplest concept of the limit curve can be applied. The approach that a product of whole $P1$ and whole $P2$ estimated individually can be applied when collision events relating whole $P1$ and breaking event of outer shell relating whole $P2$ are considered independent. This approach can be expressed in Equation (S.9).

$$\sum_{i=1}^n (P1_i \times P2_i) \cong \sum_{i=1}^n P1_i \times \frac{\sum_{i=1}^n P2_i}{n} = \sum_{i=1}^n P1_i \times \frac{n_d}{n} \quad (\text{S.9})$$

where

$P2$ is the total loss probability by ship collision;

n is the total number of ships around the FOWT;

n_d is the number of ships above the limit curve.

The concept of the limit curve can divide ships around the FOWT into safe and dangerous based on their speed and displacement as shown in Figure S.5.

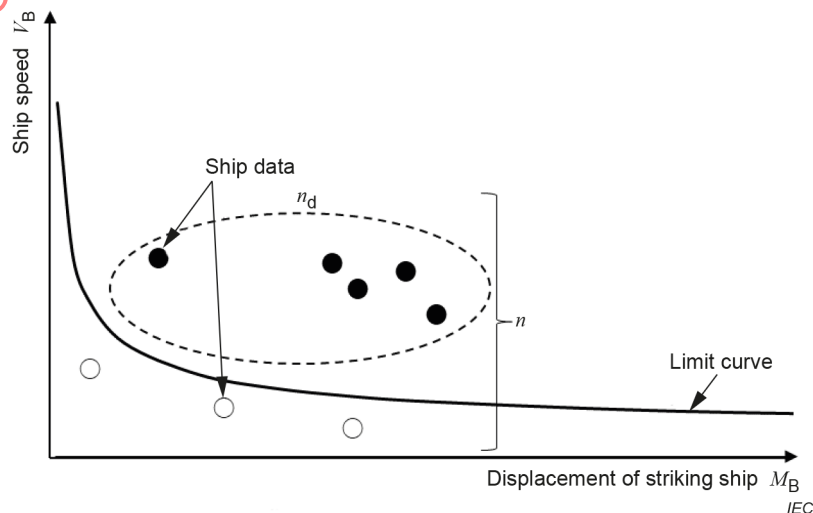


Figure S.5 – Concept of the probability of total loss probability by ship collision

The ship, which is located over the limit curve of total loss, can be thought to have enough energy to create a break of the outer shell of the FOWT. This means that P_2 of the ship, which is located over the limit curve, is unity, and P_2 of the ship, which is located below the limit curve, is zero. Therefore, P_2 is obtained from number of ships over the limit curve and total number of ships around the FOWT. P_2 is expressed with the number of ships above the limit curve and the total number of ships around the FOWT shown in Equation (S.9).

S.7 Additional countermeasure to reduce P_2

All collisions are not the head-on condition. Therefore, appropriate consideration of collision position or collision speed can shift the limit curve of total loss into a more realistic position. The variation of collision position or collision speed can be considered through model tank tests or numerical simulations such as MBD (Multi Body Dynamics). The expected value of collision energy in consideration of the variation of collision position or collision speed through these tests or simulations can change the value of E_{defo} and the ship speed that creates a break of the outer shell.

Additional countermeasures that reduce the effect of collision, such as rubber fenders, can be considered. The effect of absorbed energy by rubber fenders in estimation of the ship speed that creates a break of the outer shell is expressed in Equation (S.10). The ship speed that creates a break of the outer shell when absorbed energy by rubber fender is considered can be expressed in Equation (S.11) according to Equation (S.7).

$$E_{\text{defo_c}} \leq E_{\text{defo}} = \alpha(E_S - E_F) \quad (\text{S.10})$$

$$V_B' > \sqrt{2 \left(\frac{E_{\text{defo_c}}}{\alpha} + E_F \right) \left(\frac{M_A + M_B}{M_A M_B} \right)} \quad (\text{S.11})$$

where

V_B' is the ship speed that creates a break of the outer shell in consideration of the effect of rubber fenders,

E_F is absorbed energy by fenders.

Bibliography

The following documents are relevant to the design of FOWTs:

- [1] IEC 61400-24, *Wind turbines – Part 24: Lightning protection*
- [2] ISO 12944-2, *Paints and varnishes – Corrosion protection of steel structures by protective paint systems – Part 2: Classification of environments*
- [3] ISO 12944-9, *Paints and varnishes – Corrosion protection of steel structures by protective paint systems – Part 9: Protective paint systems and laboratory performance test methods for offshore and related structures*
- [4] ISO 13628-5, *Petroleum and Natural Gas Industries – Design and operation of subsea production systems – Part 5: Subsea umbilicals*
- [5] ISO 19901-2, *Petroleum and natural gas industries – Specific requirements for offshore structures – Part 2: Seismic design procedures and criteria*
- [6] ISO 19901-8, *Petroleum and natural gas industries – Specific requirements for offshore structures – Part 8: Marine soil investigations*
- [7] ISO 19901-10, *Petroleum and natural gas industries – Specific requirements for offshore structures – Part 10: Marine geophysical investigations*
- [8] ISO 21650, *Actions from waves and currents on coastal structures*
- [9] ABS, *Guide for Building and Classing Floating Offshore Wind Turbines*
- [10] ABS, *Guidance Notes on Global Performance Analysis for Floating Offshore Wind Turbine Installations*
- [11] BV, NI572, *Classification and Certification of Floating Offshore Wind Turbine*
- [12] DNV-ST-0119, *Floating Wind Turbine Structures*
- [13] DNV-ST-0126, *Support structures for wind turbines*
- [14] Germanischer Lloyd WindEnergie GmbH, *Rules and Guidelines: IV – Industrial Services, Part 2 – Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines*
- [15] H. Wang, R. J. Barthelmie, S. C. Pryor and H. G. Kim, A new turbulence model for offshore wind turbine standards, *Wind Energy*, Volume 17, Issue 10, pages 1587–1604, October 2014
- [16] ITTC, *Recommended Procedures and Guidelines 7.5-02-07-03.8 – Model Tests for Offshore Wind Turbines*
- [17] ITTC, *Recommended Procedures and Guidelines 7.5-02-07-03.17 – Uncertainty Analysis for Model Testing of Offshore Wind Turbines*
- [18] ITTC, *Final Report and Recommendations to the 29th ITTC*, The Specialist Committee on Hydrodynamic Modelling of Marine Renewable Energy Devices
- [19] Nippon Kaiji Kyokai (ClassNK), *Guidelines for Floating Offshore Wind Turbines*

- [20] ITTC:2021, *The Specialist Committee on Hydrodynamic Modelling of Marine Renewable Energy Devices*

Documents relevant to statistical extrapolation of operational metocean parameters for ultimate strength analysis (Annex D):

- [21] Winterstein, S.R., Ude, T., Cornell, C.A., Bjerager, P. and Haver, S., 1993, *Environmental parameters for extreme response: Inverse FORM with omission factors*, ICOSAR'93, Innsbruck
- [22] Moon, J. S., Sahasakul, W., Soni, M. and Manuel, L., 2014, *On the Use of Site Data to Define Extreme Turbulence Conditions for Wind Turbine Design*, Journal of Solar Energy Engineering including Wind Energy and Building Energy Conservation, Transactions of the ASME, Vol. 136, No. 4, 044506
- [23] Ross, E., Astrup, O.C., Bitner-Gregersen, E., Bunn, N., Feld, G., Gouldby, B., Huseby, A., Liu, Y., Randell, D., Vanem, E., Jonathan, P., 2020, *On environmental contours for marine and coastal design*, Ocean Engineering, Vol. 195, 106194
- [24] Huseby A. B., Vanem E. and Natvig B., 2015, *Alternative environmental contours for structural reliability analysis*, Structural Safety, Vol. 54, pp. 32-45

Documents relevant to corrosion protection (Annex E):

- [25] BV, NI572, *Classification and Certification of Floating Offshore Wind Turbine*
- [26] DNV-OS-C101, *Design of offshore steel structures, general – LRFD method*
- [27] DNV-ST-0126, *Support structures for wind turbines*
- [28] DNV-RP-B401, *Cathodic Protection Design*
- [29] IEC 60721-3-3, *Classification of environmental conditions – Part 3: Classification of groups of environmental parameters and their severities –Stationary use at weatherprotected locations*
- [30] ISO 12944-2, *Paints and varnishes – Corrosion protection of steel structures by protective paint systems – Part 2: Classification of environments*
- [31] ISO 12944-9, *Paints and varnishes – Corrosion protection of steel structures by protective paint systems – Part 9: Protective paint systems and laboratory performance test methods for offshore and related structures*
- [32] ISO 19902, *Petroleum and Natural Gas Industries – Fixed Steel Offshore Structures*

Documents relevant to Prediction of extreme wave heights during tropical cyclones (Annex F):

- [33] Moon, I. J., Ginis, I., Hara, T., Tolman, H. L., Wright, C. W. and Walsh, E. J., 2003, *Numerical Simulation of Sea Surface Directional Wave Spectra under Hurricane Wind Forcing*, J. of Physical Oceanography, Vol. 33, pp. 1680-1706
- [34] Schloemer, R. W., 1954, *Analysis and synthesis of hurricane wind patterns over Lake Okeechobee Florida*, Hydrometeorological Report, No.31
- [35] Holland, G. J., 1980, *An Analytic Model of the Wind and Pressure Profiles in Hurricanes*, Monthly Weather Reviews, American Meteorological Society, Vol. 108, pp. 1212-1218

- [36] Dvorak, V. F., 1975, *Tropical Cyclone Intensity Analysis and Forecasting from Satellite Imagery*, Monthly Weather Review, American Meteorological Society, Vol. 103, pp. 420-430
- [37] Vickery, P.J., Masters, F. J., Powell, M. D., and Wadhera, D., 2009, *Hurricane hazard modelling: The past, present, and future*, J. of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, Vol. 97, Nos. 7–8, pp. 392-405, <http://dx.doi.org/10.1016/j.jweia.2009.05.005> (viewed 3rd March 2018)
- [38] Vickery, P.J., Wadhera, D., Powell, M.D., and Chen, Y., 2009, *A Hurricane Boundary Layer and Wind Field Model for Use in Engineering Applications*, J. of Appl. Meteor., 48, pp. 381–405
- [39] Hagerman, G., 2014, *Development of an Integrated Extreme Wind, Wave, Current, and Water Level Climatology to Support Standards-Based Design of Offshore Wind Projects*, Technology Assessment Programs Final Report #672, Bureau of Safety and Environmental Enforcement
- [40] Ishihara, T., Siang, K. K., Leong, C. C. and Fujino, Y., 2005, *Wind field model and mixed probability distribution function for typhoon simulation*, Proc. of the Sixth Asia-Pacific Conference on Wind Engineering, pp. 412-426
- [41] Tanemoto, J. and Ishihara, T., 2013, *Prediction of extreme wind speed by using mesoscale model and JMA best track of tropical cyclones*, Proc. of the Eighth Asia-Pacific Conference on Wind Engineering
- [42] Tolman, H. L., 1989, *The numerical WAVEWATCH: A third generation model for the hindcasting of wind waves on tides in shelf seas*, Communications on Hydraulic and Geotechnical Engineering, Delft University of Technology, pp. 72
- [43] Booij, N. R., Ris, R. C. and Holthuijsen, L. H., 1999, *A third-generation wave model for coastal regions*, Part I, J. of Geophysical Research, 104, C4
- [44] Powell, M.D., Vickery, P. J., and Reinhold, T.A., 2003, *Reduced drag coefficient for high wind speeds in tropical cyclones*, Nature, 422, March 20, pp. 279-283
- [45] Holthuijsen, L. H., Powell, M. D., and Pietrzak, J. D., 2012, *Wind and waves in extreme hurricanes*, J. of Geophys. Res., Vol. 117
- [46] Vickery, P. J., Skerlj, P. F., Steckley, A. C., and Twisdale, L. A., 2000, *Hurricane wind field model for use in hurricane simulations*, J. of Struct. Engrg., ASCE, 126(10), pp. 1203–1222

Databases for tropical storms conditions (Annex F):

- [47] The National Hurricane Center / Tropical Prediction Center, USA (NOAA): <http://www.nhc.noaa.gov/> (viewed 3rd March 2018)
- [48] The Japan Meteorological Agency, Japan (JMA): <http://www.wis-jma.go.jp/cms/> (viewed 3rd March 2018)

Documents relevant to tsunamis (Annex J):

- [49] Goto, C. and Sato, K.: *Development of Tsunami Numerical Simulation System for Sanriku*, Report of PARI, vol. 32, NO. 2, pp. 3-44, June 1993
- [50] <http://www.bousai.go.jp/jishin/tsunami/hinan/1/pdf/sub.pdf> (in Japanese) [viewed 2017-10-05]
- [51] Imamura, F., Yalciner, A.C. and Ozyurt, G.: *Tsunami modeling manual* 2006
- [52] IUGG/IOC Time Project, IOC Manuals and Guides, No. 35, UNESCO, 1997
- [53] Kokubun, Kentaroh, Taniguchi, Tomoki and Inoue, Shunji: *Effects of Earthquake and Tsunami on Floating offshore wind turbine*, Proceedings of the International Symposium on Marine and Offshore Renewable Energy 2013

Document relevant to estimation of wave directional spreading by long wave method / single point measurement (Annex O):

- [54] Adcock TAA, Taylor PH. 2009 "Estimating ocean wave directional spreading from an Eulerian surface elevation time history." *Proc. R. Soc. A* 465, 3361–3381. (doi:10.1098/rspa.2009.0031)
- [55] McAllister ML, Venugopal V, Borthwick AGL. 2017 "Wave directional spreading from point field measurements." *Proc. R. Soc. A* 473: 20160781. <http://dx.doi.org/10.1098/rspa.2016.0781>
- [56] Walker, D. A. G., Taylor, P. H. and Eatock Taylor, R. 2005 "The shape of large surface waves on the open sea and the Draupner New Year wave." *Appl. Ocean Res.* 26, 73–83. (doi:10.1016/j.apor.2005.02.001)

Documents relevant to direction spreading function (Annex P):

- [57] K. Hasselmann, T.P. Barnett, E. Bouws, H. Carlson, D.E. Cartwright, K. Enke, J.A. Ewing, H. Gienapp, D.E. Hasselmann, P. Kruseman, A. Meerburg, P. Miller, D.J. Olbers, K. Richter, W. Sell, H. Walden. Measurements of wind-wave growth and swell decay during the Joint North Sea Wave Project (JONSWAP) 'Ergänzungsheft zur Deutschen Hydrographischen Zeitschrift Reihe, A(8) (Nr. 12), p.95, 1973
- [58] H. Mitsuyasu, F. Tasai, T. Suhara, S. Mizuno, M. Ohkusu, T. Honda, and K. Rikiishi. Observation of the directional spectrum of ocean waves using a cloverleaf buoy, *Journal of Physical Oceanography*, 5(4), 750--760, 1975
- [59] DNV-CG-0130, Wave Loads
- [60] W. J. Pierson, L. Moskowitz. A proposed spectral form for fully developed wind seas based on the similarity theory of S. A. Kitaigorodski, New York University G. S. Report 63-12, 1962
- [61] T. Ishihara, Y. Liu, Dynamic response analysis of a semi-submersible floating wind turbine in combined wave and current conditions using advanced hydrodynamic models, *Energies*, 13(21), 5820, 2020

Documents relevant to relationship between peak wave period and significant wave height in the sea areas affected by swell (Annex R):

- [62] ISO 19901-1, *Petroleum and natural gas industries – Specific requirements for offshore structures – Part 1: Metocean design and operating considerations*
- [63] A. Yamaguchi and T. Ishihara, Numerical prediction of Normal and Extreme Waves at Fukushima Offshore Site, *Journal of Physics: Conference Series*, 1037(4), 042022, 2018
- [64] Y. Goda, Random Seas and Design of Maritime Structures 3rd Edition, *Advanced Series on Ocean Engineering*, Vol. 33, 2009

Documents relevant to Application of damage stability criteria (Annex S):

- [65] DET NORSKE VERITAS, *Navigational Risk Assessment Vesterhav Syd Offshore Wind Farm*, Technical Report No./DNV Reg No. PD-644204-18PYFR2-5 Rev 4, 2015
- [66] Fujii, Y. and Mizuki, N., Design of VTS systems for water with bridges, *Proceedings of The International Symposium on Advances in Ship Collision Analysis*, pp.177-190, 1998

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-3-2:2025

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-3-2:2025

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	172
INTRODUCTION.....	175
1 Domaine d'application	176
2 Références normatives	177
3 Termes et définitions	178
4 Symboles, unités et abréviations	191
4.1 Généralités	191
4.2 Symboles et unités.....	191
4.3 Abréviations.....	192
5 Éléments principaux	193
5.1 Généralités	193
5.2 Méthodes de conception	193
5.3 Niveau de sécurité d'une FOWT.....	195
5.4 Classes de sécurité du RNA et du mât.....	196
5.5 Assurance qualité	196
5.6 Marquages de l'ensemble rotor-nacelle.....	196
5.7 Marquages de la structure de support.....	196
6 Conditions externes – Définition et évaluation	197
6.1 Généralités	197
6.2 Classes d'éoliennes	197
6.3 Définition des conditions externes sur un site de FOWT.....	198
6.3.1 Généralités.....	198
6.3.2 Conditions de vent.....	199
6.3.3 Conditions maritimes	199
6.3.4 Conditions relatives au réseau d'alimentation électrique	207
6.3.5 Autres conditions d'environnement	207
6.4 Évaluation des conditions externes sur un site de FOWT	208
6.4.1 Généralités.....	208
6.4.2 Base de données océano-météorologiques.....	208
6.4.3 Évaluation des conditions de vent.....	209
6.4.4 Évaluation des conditions maritimes	212
6.4.5 Évaluation d'autres conditions d'environnement.....	216
6.4.6 Évaluation des conditions du réseau électrique	218
6.4.7 Évaluation des conditions du sol.....	218
7 Conception structurelle.....	219
7.1 Généralités	219
7.2 Méthodologie conceptuelle.....	219
7.3 Charges	219
7.3.1 Généralités.....	219
7.3.2 Charges d'inertie et gravitationnelles	219
7.3.3 Charges aérodynamiques	220
7.3.4 Charges de manœuvre	220
7.3.5 Charges hydrodynamiques	220
7.3.6 Surcharges de glace de mer/lac.....	221
7.3.7 Autres charges	221
7.4 Situations de conception et cas de charge associés.....	222

7.4.1	Généralités	222
7.4.2	Production d'électricité (DLC 1.1 à 1.6).....	233
7.4.3	Production d'électricité et survenance de panne ou perte du raccordement au réseau électrique (DLC 2.1 – 2.6)	235
7.4.4	Démarrage (DLC 3.1 à 3.3).....	237
7.4.5	Arrêt normal (DLC 4.1 à 4.3).....	238
7.4.6	Arrêt d'urgence (DLC 5.1).....	239
7.4.7	Immobilisation (arrêt ou ralenti) (DLC 6.1 à 6.5)	239
7.4.8	Immobilisation et conditions de panne (DLC 7.1 à 7.2)	241
7.4.9	Transport, assemblage, maintenance et réparation (DLC 8.1 à 8.4).....	242
7.4.10	Contrôle de redondance et stabilité après avarie (DLC F1.1 à F2.3)	246
7.5	Calculs de charge et d'effet de charge	247
7.5.1	Généralités	247
7.5.2	Pertinence des charges hydrodynamiques	248
7.5.3	Calcul des charges hydrodynamiques	248
7.5.4	Calcul des surcharges de glace de mer/lac.....	249
7.5.5	Évaluation d'amortissement globale pour les évaluations de la réponse de la structure de support	250
7.5.6	Exigences de simulation	251
7.5.7	Autres exigences	255
7.6	Analyse de l'état limite	256
7.6.1	Méthode	256
7.6.2	Analyse de la résistance à la rupture	259
7.6.3	Analyse de fatigue	262
7.6.4	Analyse de l'aptitude au service.....	263
8	Système de commande	263
9	Systèmes mécaniques	265
10	Système électrique	265
11	Conception des ancres	266
12	Assemblage, transport et installation	266
12.1	Généralités	266
12.2	Planification	267
12.3	Conditions d'environnement	267
12.4	Documentation.....	267
12.5	Transport, réception, manutention et stockage.....	267
13	Mise en service, fonctionnement et maintenance	268
13.1	Généralités	268
13.2	Exigences de conception pour le fonctionnement, le contrôle et la maintenance en toute sécurité	268
13.3	Mise en service	269
13.3.1	Généralités	269
13.3.2	Alimentation	270
13.3.3	Essais de mise en service	270
13.3.4	Enregistrements	270
13.3.5	Activités postérieures à la mise en service	270
13.4	Manuel d'utilisation de l'opérateur.....	270
13.4.1	Généralités	270
13.4.2	Renseignements concernant les enregistrements de fonctionnement et de maintenance	271

13.4.3	Instructions pour l'arrêt automatique non programmé.....	271
13.4.4	Instructions pour une fiabilité réduite	271
13.4.5	Plan de procédures de travail	271
13.4.6	Plan de procédures d'urgence	272
13.5	Manuel de maintenance	272
14	Systèmes de maintien en position.....	273
14.1	Généralités	273
14.2	Systèmes de maintien en position caténaires, semi-tendus ou tendus.....	273
14.3	Systèmes de ligne tendue	274
14.4	Amarrage synthétique	274
14.5	Matériel du système de maintien en position	274
14.6	Câble d'alimentation dynamique.....	275
15	Stabilité de flottaison	275
15.1	Généralités	275
15.2	Critères de stabilité statique intacte	276
15.3	Évaluation quasi statique	277
15.4	Évaluation de la réponse dynamique.....	277
15.5	Critères de stabilité après avarie.....	277
16	Matériaux	278
17	Systèmes de support maritime.....	278
17.1	Généralités	278
17.2	Système d'assèchement	278
17.3	Système de ballast.....	279
Annexe A (informative) Principaux paramètres de conception d'une éolienne en mer flottante (FOWT).....		280
A.1	Identificateurs d'éolienne en mer flottante (FOWT).....	280
A.1.1	Généralités	280
A.1.2	Paramètres de l'ensemble rotor-nacelle (machine)	280
A.1.3	Paramètres de la structure de support	281
A.1.4	Conditions de vent (fondées sur une période de référence de 10 min et incluant les effets de sillage dans le parc éolien, le cas échéant).....	281
A.1.5	Conditions maritimes (fondées sur une période de référence de 3 h, le cas échéant).....	282
A.1.6	Conditions du réseau électrique sur le site de l'éolienne	283
A.2	Autres conditions d'environnement.....	283
A.3	Conditions aux limites pour le transport, l'installation et la maintenance.....	284
Annexe B (informative) Recommandations relatives au calcul des charges hydrodynamiques.....		285
B.1	Généralités	285
B.2	Équation de Morison	285
B.3	Théorie de la diffraction et de la radiation	285
B.4	Charge de tossage.....	286
B.5	Vibrations et mouvements induits par les tourbillons	286
B.6	Équipements accessoires et concrétions marines	287
B.7	Méthodes d'analyse globale et d'analyse de fatigue	287
B.8	Charges de vagues déferlantes.....	288
B.9	Espace libre dans l'air	288
Annexe C (informative) Conception des ancres de l'éolienne en mer flottante (FOWT)		289

Annexe D (informative) Extrapolation statistique des paramètres océano-météorologiques opérationnels pour l'analyse de résistance ultime	290
D.1 Généralités	290
D.2 Utilisation de l'IFORM pour déterminer la hauteur des vagues significatives au cours d'une période de 50 ans en fonction de la vitesse moyenne du vent	291
D.3 Exemples de distributions conjointes de V et H_S et approximations du contour d'environnement	293
D.4 Choix de la durée de l'état de mer	295
D.5 Détermination de la hauteur extrême de vague individuelle à intégrer éventuellement à l'état de mer SSS	296
Annexe E (informative) Protection contre la corrosion	297
E.1 Généralités	297
E.2 L'environnement marin	297
E.3 Considérations relatives à la protection contre la corrosion	298
E.4 Systèmes de protection contre la corrosion – Structures de support	299
E.5 Protection contre la corrosion de l'ensemble rotor-nacelle	300
Annexe F (informative) Prévision des hauteurs de vagues extrêmes lors de cyclones tropicaux	301
F.1 Généralités	301
F.2 Estimation du champ éolien pour les cyclones tropicaux	301
F.3 Estimation des vagues pour les cyclones tropicaux	302
Annexe G (informative) Recommandations pour l'alignement des niveaux de sécurité dans les régions de cyclones tropicaux	303
G.1 Généralités	303
G.2 Critères de niveau de solidité global	303
G.3 Cas de charge pour la conception	303
Annexe H (informative) Séismes	305
Annexe I (informative) Essais sur modèles	306
Annexe J (informative) Tsunamis	309
J.1 Généralités	309
J.2 Modèle numérique du tsunami [51], [52]	309
J.3 Évaluation de la variance de la hauteur de la surface de l'eau et de la vitesse du courant [5]	312
Annexe K (informative) Redondance du système de maintien en position	313
Annexe L (informative) Différence des méthodes d'état limite dans les normes IEC et ISO 314	
Annexe M (informative) Application de la logique de charges et d'effets de charge à la conception des sous-structures flottantes	316
M.1 Généralités	316
M.2 Configurations types pour le calcul des charges	316
M.3 Exemple appliqué	317
Annexe N (informative) Recommandations relatives à la durée de simulation et aux paramètres associés	319
N.1 Considérations générales	319
N.1.1 Généralités	319
N.1.2 Temps transitoire initial	319
N.1.3 Échantillonnage de la dynamique à basse fréquence	319
N.1.4 Période de référence	320
N.2 Simulations pour l'analyse de l'état limite de fatigue	320
N.2.1 Généralités	320

N.2.2	Variance de réponse et période de référence.....	320
N.2.3	Convergence statistique des dommages.....	320
N.3	Simulations pour l'analyse des états limites extrêmes.....	321
N.3.1	Généralités.....	321
N.3.2	Cohérence de la valeur extrême caractéristique (EC) avec la période de référence.....	321
N.3.3	Variabilité de la valeur caractéristique.....	322
Annexe O (informative) Estimation de la propagation directionnelle des vagues par la méthode des vagues longues ou le mesurage en un point unique.....		323
O.1	Contexte.....	323
O.2	Extraction des vagues libres linéaires.....	324
O.3	Calcul du second ordre.....	324
Annexe P (informative) Fonction de propagation directionnelle.....		326
Annexe Q (informative) Conception des structures en béton.....		327
Q.1	Généralités.....	327
Q.2	Cas de charge pour la conception.....	327
Q.2.1	États limites dans la conception du béton armé.....	327
Q.2.2	Cas de charge pour ULS, ALS et FLS.....	328
Q.2.3	Cas de charge pour SLS.....	328
Q.2.4	Facteurs de charge.....	328
Q.3	Critères de conception.....	329
Q.3.1	Facteurs de matériaux.....	329
Q.3.2	Vérifications des ULS, ALS, FLS.....	329
Q.3.3	SLS: vérification de l'étanchéité à l'eau.....	330
Q.3.4	SLS: vérification de l'ouverture des fissures.....	330
Q.3.5	SLS: limitation des contraintes.....	330
Annexe R (informative) Relation entre la période de pic des vagues et la hauteur des vagues significatives dans les zones maritimes affectées par la houle.....		331
R.1	Généralités.....	331
R.2	Relation entre la hauteur des vagues et la période des vagues dans les zones maritimes affectées par la houle.....	331
Annexe S (informative) Application des critères de stabilité après avarie.....		332
S.1	Objectif.....	332
S.2	Scénario de perte de stabilité de flottaison.....	332
S.3	Déroulement de l'application des nouveaux critères de stabilité après avarie.....	332
S.4	Définition de la probabilité de défaillance cible (PS).....	334
S.5	Définition de la probabilité de collision (P1).....	334
S.6	Définition de la probabilité de perte totale par collision de navires (P2).....	336
S.6.1	Concept d'estimation de P2 et PT.....	336
S.6.2	Simplification de l'analyse FEM.....	337
S.6.3	Estimation de P2 par la courbe limite.....	339
S.7	Contre-mesures supplémentaires pour réduire la probabilité P2.....	340
Bibliographie.....		341
Figure 1 – Parties d'une éolienne en mer flottante (FOWT).....		181
Figure 2 – Degrés de liberté de mouvement d'un corps rigide d'une sous-structure flottante; <i>représentation graphique par Alfred Hicks du National Renewable Energy Laboratory (Laboratoire national des énergies renouvelables)</i>		182
Figure 3 – Processus de conception d'une éolienne en mer flottante (FOWT).....		195

Figure 4 – Définition des niveaux d'eau.....	205
Figure 5 – Vue de haut en bas du lacet de la nacelle et du désalignement du lacet de la nacelle dans une simulation	233
Figure 6 – Deux approches pour calculer l'effet de charge pour la conception	258
Figure D.1 – Exemple de construction du contour d'environnement au cours d'une période de 50 ans pour une durée de l'état de mer de 3 h.....	292
Figure J.1 – Résultat calculé de l'Équation (J.8)	311
Figure M.1 – Exemple de flux de travail de charge et d'effet de charge pour une configuration de modèle hybride "poutres" et "nœuds" de la sous-structure flottante.....	317
Figure O.1 – Spectre chronologique type de 60 min (pleine échelle) avec $H_s = 6,18$ m et $T_p = 10,36$ s enregistré à l'Ocean Engineering Wide Tank, Université d'Ulsan, Corée du Sud.....	323
Figure R.1 – Relation entre la hauteur des vagues significatives et la période des vagues significatives fondée sur le mesurage au site en mer de Fukushima [2].....	331
Figure S.1 – Schéma conceptuel d'application des nouveaux critères de stabilité après avarie	333
Figure S.2 – Image conceptuelle de la fréquence d'approche.....	335
Figure S.3 – Concept d'estimation stricte de P_2 et P_T	337
Figure S.4 – Concept d'une courbe limite.....	338
Figure S.5 – Concept de la probabilité de perte totale par collision de navires	339
Tableau 1 – Conversion entre les vitesses de vent extrême de différentes périodes d'intégration.....	210
Tableau 2 – Cas de charge pour la conception.....	225
Tableau 3 – Facteur de sécurité pour la limite d'élasticité	261
Tableau G.1 – Cas de charge supplémentaires pour les régions affectées par des cyclones tropicaux	304
Tableau L.1 – Correspondance des états limites du Tableau 4 de l'ISO 19904-1 et des cas de charge de l'IEC 61400-3-2	315
Tableau Q.1 – Facteurs partiels γ_F pour des actions pour différents états limites.....	329
Tableau Q.2 – Facteurs de matériaux γ_m pour différents états limites et matériaux.....	329
Tableau Q.3 – Largeur de fissure admissible pour différentes zones d'exposition	330
Tableau S.1 – Fiabilité annuelle des structures en mer	334

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

SYSTÈMES DE GÉNÉRATION D'ÉNERGIE ÉOLIENNE –

Partie 3-2: Exigences de conception des éoliennes en mer flottantes

AVANT-PROPOS

- 1) La Commission Électrotechnique Internationale (IEC) est une organisation mondiale de normalisation composée de l'ensemble des comités électrotechniques nationaux (Comités nationaux de l'IEC). L'IEC a pour objet de favoriser la coopération internationale pour toutes les questions de normalisation dans les domaines de l'électricité et de l'électronique. À cet effet, l'IEC - entre autres activités - publie des Normes internationales, des Spécifications techniques, des Rapports techniques, des Spécifications accessibles au public (PAS) et des Guides (ci-après dénommés "Publication(s) de l'IEC"). Leur élaboration est confiée à des comités d'études, aux travaux desquels tout Comité national intéressé par le sujet traité peut participer. Les organisations internationales, gouvernementales et non gouvernementales, en liaison avec l'IEC, participent également aux travaux. L'IEC collabore étroitement avec l'Organisation Internationale de Normalisation (ISO), selon des conditions fixées par accord entre les deux organisations.
- 2) Les décisions ou accords officiels de l'IEC concernant les questions techniques représentent, dans la mesure du possible, un accord international sur les sujets étudiés, étant donné que les Comités nationaux de l'IEC intéressés sont représentés dans chaque comité d'études.
- 3) Les Publications de l'IEC se présentent sous la forme de recommandations internationales et sont agréées comme telles par les Comités nationaux de l'IEC. Tous les efforts raisonnables sont entrepris afin que l'IEC s'assure de l'exactitude du contenu technique de ses publications; l'IEC ne peut pas être tenue responsable de l'éventuelle mauvaise utilisation ou interprétation qui en est faite par un quelconque utilisateur final.
- 4) Dans le but d'encourager l'uniformité internationale, les Comités nationaux de l'IEC s'engagent, dans toute la mesure possible, à appliquer de façon transparente les Publications de l'IEC dans leurs publications nationales et régionales. Toutes divergences entre toutes Publications de l'IEC et toutes publications nationales ou régionales correspondantes doivent être indiquées en termes clairs dans ces dernières.
- 5) L'IEC elle-même ne fournit aucune attestation de conformité. Des organismes de certification indépendants fournissent des services d'évaluation de conformité et, dans certains secteurs, accèdent aux marques de conformité de l'IEC. L'IEC n'est responsable d'aucun des services effectués par les organismes de certification indépendants.
- 6) Tous les utilisateurs doivent s'assurer qu'ils sont en possession de la dernière édition de cette publication.
- 7) Aucune responsabilité ne doit être imputée à l'IEC, à ses administrateurs, employés, auxiliaires ou mandataires, y compris ses experts particuliers et les membres de ses comités d'études et des Comités nationaux de l'IEC, pour tout préjudice causé en cas de dommages corporels et matériels, ou de tout autre dommage de quelque nature que ce soit, directe ou indirecte, ou pour supporter les coûts (y compris les frais de justice) et les dépenses découlant de la publication ou de l'utilisation de cette Publication de l'IEC ou de toute autre Publication de l'IEC, ou au crédit qui lui est accordé.
- 8) L'attention est attirée sur les références normatives citées dans cette publication. L'utilisation de publications référencées est obligatoire pour une application correcte de la présente publication.
- 9) L'IEC attire l'attention sur le fait que la mise en application du présent document peut entraîner l'utilisation d'un ou de plusieurs brevets. L'IEC ne prend pas position quant à la preuve, à la validité et à l'applicabilité de tout droit de brevet revendiqué à cet égard. À la date de publication du présent document, l'IEC n'avait pas reçu notification qu'un ou plusieurs brevets pouvaient être nécessaires à sa mise en application. Toutefois, il y a lieu d'avertir les responsables de la mise en application du présent document que des informations plus récentes sont susceptibles de figurer dans la base de données de brevets, disponible à l'adresse <https://patents.iec.ch>. L'IEC ne saurait être tenue pour responsable de ne pas avoir identifié de tels droits de brevets.

L'IEC 61400-3-2 a été établie par le comité d'études 88 de l'IEC: Systèmes de génération d'énergie éolienne. Il s'agit d'une Norme internationale.

Cette première édition annule et remplace l'IEC TS 61400-3-2 parue en 2019. Cette édition constitue une révision technique.

Cette édition inclut les modifications techniques majeures suivantes par rapport à l'IEC TS 61400-3-2:

- a) le contenu pertinent de l'IEC 61400-3-1 a été transféré dans l'IEC 61400-3-2, faisant de l'IEC 61400-3-2 un document autonome qui ne doit pas être lu directement conjointement avec l'IEC 61400-3-1;
- b) plusieurs modifications ont été apportées concernant les conditions océano-météorologiques spécifiées à l'Article 6 en prenant en compte la nature de la FOWT et le site en mer sur lequel la FOWT est installée, notamment: (1) l'importance de la propagation directionnelle des vagues a été soulignée, car elle peut entraîner des charges plus importantes pour la FOWT, y compris l'ajout des nouvelles Annexe O et Annexe P informatives, et (2) la caractéristique de la houle a été expliquée, ce qui peut être pertinent pour certains projets FOWT, y compris l'ajout d'une nouvelle Annexe R informative concernant la caractéristique de la houle;
- c) les 7.1, 7.2, 7.3, 7.4 et 7.5 ont été modifiés pour inclure un tableau de DLC (*Design Load Case*, cas de charge pour la conception) révisé et ses descriptions associées, y compris, entre autres, des exigences mises à jour sur la directionnalité, les conditions de vagues, les cas de contrôle de redondance et de stabilité après avarie, et un cas de contrôle de solidité; d'autres mises à jour sont effectuées concernant les recommandations et les éléments nécessaires fournis sur les calculs de charge et les exigences de simulation;
- d) le 7.6 a été mis à jour avec des recommandations relatives à l'évaluation de la fatigue ainsi que des clarifications sur l'analyse de l'aptitude au service et le matériel applicable pour le WSD. L'Annexe L connexe a été mise à jour et une nouvelle Annexe M a été ajoutée pour la clarification des facteurs de sécurité et l'approche de charge et d'effet de charge pour les sous-structures flottantes;
- e) le concept de système de commande de flotteur qui interagit avec le régulateur de l'éolienne a été introduit à l'Article 8;
- f) l'Article 11 "Conception de la fondation et de la sous-structure" a été renommé en "Conception des ancres" et des exigences relatives aux conditions transitoires ont été ajoutées;
- g) un article plus détaillé sur la conception du béton a été ajouté à l'Article 16 ainsi qu'une Annexe Q informative;
- h) l'Article 15 a été mis à jour dans le but d'améliorer la facilité d'utilisation, en utilisant l'expérience du pétrole et du gaz et en prenant en compte les caractéristiques uniques des éoliennes. Les mises à jour comprenaient des recommandations pour les TLP, la stabilité après avarie, la stabilité dynamique, les essais et l'ajout de l'Annexe S concernant la manière d'analyser la probabilité de collision.

La présente Norme internationale doit être lue conjointement avec l'IEC 61400-1, *Systèmes de génération d'énergie éolienne – Partie 1: Exigences de conception*.

Le texte de cette Norme internationale est issu des documents suivants:

Projet	Rapport de vote
88/1028/FDIS	88/1050/RVD

Le rapport de vote indiqué dans le tableau ci-dessus donne toute information sur le vote ayant abouti à l'approbation de cette Norme internationale.

La langue employée pour l'élaboration de cette Norme internationale est l'anglais.

Cette publication a été rédigée selon les Directives ISO/IEC, Partie 2; elle a été développée selon les Directives ISO/IEC, Partie 1 et les Directives ISO/IEC, Supplément IEC, disponibles sous www.iec.ch/members_experts/refdocs. Les principaux types de documents développés par l'IEC sont décrits plus en détail sous www.iec.ch/publications.

Une liste de toutes les parties de la série IEC 61400, publiées sous le titre général *Systèmes de génération d'énergie éolienne*, se trouve sur le site web de l'IEC.

Le comité a décidé que le contenu de ce document ne sera pas modifié avant la date de stabilité indiquée sur le site web de l'IEC sous webstore.iec.ch dans les données relatives au document recherché. À cette date, le document sera

- reconduit,
- supprimé, ou
- révisé.

IMPORTANT – Le logo "colour inside" qui se trouve sur la page de couverture de ce document indique qu'il contient des couleurs qui sont considérées comme utiles à une bonne compréhension de son contenu. Les utilisateurs devraient, par conséquent, imprimer ce document en utilisant une imprimante couleur.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-3-2:2025

INTRODUCTION

La présente partie de l'IEC 61400 expose les exigences minimales de conception des éoliennes en mer flottantes (FOWT, *Floating Offshore Wind Turbines*) et n'est pas conçue pour servir de spécification intégrale de conception ou de manuel d'utilisation.

Plusieurs parties différentes peuvent être responsables de la prise en charge des différents éléments de la conception, de la fabrication, de l'assemblage, de l'installation, du montage, de la mise en service, de l'exploitation et de la maintenance d'une éolienne en mer flottante (FOWT), ainsi que de l'assurance que les exigences du présent document sont respectées. La division de responsabilité entre ces parties relève de questions contractuelles, et ne relève pas du domaine d'application du présent document.

Toute exigence du présent document peut être modifiée s'il peut être démontré de manière adéquate que la sécurité du système n'est pas compromise. La conformité au présent document ne dégage pas toute personne, organisation ou personne morale de sa responsabilité d'observer d'autres réglementations applicables.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 61400-3-2:2025

SYSTÈMES DE GÉNÉRATION D'ÉNERGIE ÉOLIENNE –

Partie 3-2: Exigences de conception des éoliennes en mer flottantes

1 Domaine d'application

La présente partie de l'IEC 61400 spécifie des exigences d'évaluation des conditions externes sur un site d'éoliennes en mer flottantes (FOWT), ainsi que les exigences essentielles de conception, afin d'assurer l'intégrité technique des FOWT. Elle a pour objet de fournir un niveau de protection approprié contre les dommages provoqués par tous les dangers prévus pendant la durée de vie prévue.

Le présent document se concentre sur l'intégrité technique des composants structurels d'une FOWT, mais concerne également les sous-systèmes, tels que les mécanismes de commande et de protection, les systèmes électriques internes et les systèmes mécaniques.

Une éolienne doit être considérée comme une FOWT lorsque la sous-structure flottante est soumise à une charge hydrodynamique et soutenue par la flottabilité et un système de maintien en position. Une FOWT englobe cinq sous-systèmes principaux: le RNA (*Rotor-Nacelle Assembly*, ensemble rotor-nacelle), le mât, la sous-structure flottante, le système de maintien en position et les machines, équipements et systèmes embarqués qui ne font pas partie du RNA.

Les types suivants de sous-structures flottantes sont pris en compte de manière explicite dans le contexte du présent document:

- structures en forme de navire et barges;
- structures semi-submersibles (Semi);
- bouées à spar (Spar);
- plateformes/bouées à lignes tendues (TLP/TLB, *Tension-Leg Platforms/Buoys*).

Le présent document peut être utilisé pour des types de structures autres que ceux énumérés ci-dessus. Cependant, une attention particulière peut être nécessaire pour prendre en charge de nouvelles caractéristiques afin d'atteindre le même niveau de sécurité cible. Ces autres structures peuvent avoir une grande variabilité de configuration, de matériaux et de formes structurelles et, par conséquent, ne peuvent être que partiellement couvertes par les exigences du présent document. Dans d'autres cas, les exigences spécifiques stipulées dans le présent document peuvent s'avérer ne pas s'appliquer à tout ou partie d'une structure en cours de conception. Dans tous les cas ci-dessus, la conformité au présent document exige que la conception repose sur ses principes sous-jacents et atteigne un niveau de sécurité équivalent ou supérieur au niveau implicite de la conception.

Le présent document s'applique aux structures flottantes non habitées avec une seule éolienne à axe horizontal. Bien qu'elles soient généralement applicables, des considérations supplémentaires peuvent être nécessaires, par exemple, pour les unités à plusieurs éoliennes installées sur une seule sous-structure flottante, les éoliennes à axe vertical, les FOWT avec amarrages partagés, les spars tournants, les structures flottantes sans système de maintien en position ou les systèmes combinés d'énergie éolienne/houlomotrice.

Le présent document est à utiliser avec les normes IEC et ISO appropriées mentionnées à l'Article 2. En particulier, le présent document est totalement cohérent avec les exigences de l'IEC 61400-1. Lorsque des exigences du présent document peuvent être en contradiction avec celles des références normatives, les exigences stipulées dans le présent document prévalent sur celles des références normatives.

2 Références normatives

Les documents suivants sont cités dans le texte de sorte qu'ils constituent, pour tout ou partie de leur contenu, des exigences du présent document. Pour les références datées, seule l'édition citée s'applique. Pour les références non datées, la dernière édition du document de référence s'applique (y compris les éventuels amendements).

IEC 60721 (toutes les parties), *Classification des conditions d'environnement*

IEC 61400-1:2019, *Systèmes de génération d'énergie éolienne – Partie 1: Exigences de conception*

IEC 61400-3-1, *Systèmes de génération d'énergie éolienne – Partie 3-1: Exigences de conception des éoliennes en mer fixes*

IEC 61400-13, *Éoliennes – Partie 13: Mesurage des charges mécaniques*

IEC 61400-15-1, *Systèmes de génération d'énergie éolienne – Partie 15-1: Conditions à remplir pour l'acceptabilité d'un site de centrale éolienne*¹

IEC 61400-24, *Systèmes de génération d'énergie éolienne – Partie 24: Protection contre la foudre*

IEC TS 61400-30:2023, *Wind energy generation systems – Part 30: Safety of wind turbine generators – General principles for design* (disponible en anglais seulement)

ISO 2394, *Principes généraux de la fiabilité des constructions*

ISO 2533, *Atmosphère type*

ISO 18692-1, *Cordages en fibres pour le maintien en position des structures marines – Partie 1: Spécification générale*

ISO 18692-2, *Cordages en fibres pour le maintien en position des structures marines – Partie 2: Polyester*

ISO 18692-3, *Cordages en fibres pour le maintien en position des structures marines – Partie 3: Polyéthylène à haut module*

ISO 19900, *Industries du pétrole et du gaz naturel – Exigences générales relatives aux structures en mer*

ISO 19901-1, *Industries du pétrole et du gaz naturel – Exigences spécifiques relatives aux structures en mer – Partie 1: Dispositions océano-météorologiques pour la conception et l'exploitation*

¹ À l'étude. Stade au moment de la publication: IEC/AFDIS 61400-15-1:2023.

ISO 19901-4, *Industries du pétrole et du gaz naturel – Exigences spécifiques relatives aux structures en mer – Partie 4: Bases conceptuelles des fondations*

ISO 19901-6, *Industries du pétrole et du gaz naturel – Exigences spécifiques relatives aux structures en mer – Partie 6: Opérations marines*

ISO 19901-7, *Industries du pétrole et du gaz naturel – Exigences spécifiques relatives aux structures en mer – Partie 7: Systèmes de maintien en position des structures en mer flottantes et des unités mobiles en mer*

ISO 19902, *Industries du pétrole et du gaz naturel – Structures en mer fixes en acier*

ISO 19903, *Industries du pétrole et du gaz naturel – Structures en mer en béton*

ISO 19904-1, *Industries du pétrole et du gaz naturel – Structures en mer flottantes – Partie 1: Unités monocoques, unités semi-submersibles et unités spars*

ISO 19906, *Industries du pétrole et du gaz naturel – Structures arctiques en mer*

ISO 29400, *Navires et technologie maritime – Énergie éolienne offshore – Opérations portuaires et maritimes*

API RP 2T, *Planning, Designing, and Constructing Tension Leg Platforms*

OMI, *Recueil international de règles de stabilité à l'état intact*, 2008 (CODE IS 2008), Édition 2020

OMI, *Recueil MODU de 2009*, Édition 2020

3 Termes et définitions

Pour les besoins du présent document, les termes et définitions de l'IEC 61400-1 ainsi que les suivants s'appliquent.

L'ISO et l'IEC tiennent à jour des bases de données terminologiques destinées à être utilisées en normalisation, consultables aux adresses suivantes:

- IEC Electropedia: disponible à l'adresse <https://www.electropedia.org/>
- ISO Online browsing platform: disponible à l'adresse <https://www.iso.org/obp>

3.1

espace libre dans l'air

dégagement entre la surface de l'eau la plus élevée observée dans des conditions d'environnement extrêmes et la partie exposée la plus basse non conçue pour résister à l'impact des vagues

3.2

ancres

dispositif fixé à l'extrémité de la ligne d'ancrage ou de la ligne tendue et partiellement ou totalement enterré dans le plancher océanique pour limiter le mouvement de la ligne d'ancrage ou de la ligne tendue et pour transférer les charges vers le plancher océanique

Note 1 à l'article: Les options disponibles pour l'ancrage des structures flottantes comprennent les ancres flottantes, les pieux d'ancrage (battus, lancés, à aspiration, à torpille/gravité intégrés et forés et cimentés) et d'autres types d'ancres comme les ancres gravitaires et les ancres à plaque.

3.3

pas de pale

mouvement de rotation de la pale par rapport au moyeu pour contrôler l'angle entre la pale et le vent

3.4

codirectionnel

qui agit dans la même direction

3.5

système de commande

système qui met en œuvre les fonctions de commande de l'éolienne et de la structure de support de FOWT, y compris les capteurs, les éléments logiques, les actionneurs, les réseaux de communication et les alimentations électriques

Note 1 à l'article: Le système de commande a pour but de contrôler le fonctionnement de l'éolienne et de la structure de support de FOWT par des moyens actifs et passifs pour optimiser le rendement électrique et maintenir les paramètres de fonctionnement dans les limites retenues par hypothèse dans la conception structurelle de l'ensemble de la FOWT. Le système de commande est susceptible d'inclure des boucles de commande pour le fonctionnement normal ainsi que des alarmes et des mécanismes d'arrêt pour assurer que les limites ne sont pas dépassées.

Note 2 à l'article: Il peut exister un système de commande distinct pour l'exploitation de l'éolienne et la structure de support de la FOWT.

3.6

courant

écoulement d'eau au-delà d'un emplacement fixé, habituellement décrit en matière de vitesse et de direction

3.7

diffraction

phénomène physique qui décrit l'influence d'une sous-structure flottante sur le champ d'onde entrant

Note 1 à l'article: La diffraction constitue une partie de la charge hydrodynamique d'excitation d'onde sur la sous-structure flottante.

3.8

vague de calcul

onde déterministe avec une hauteur, une période et une direction définies, utilisée pour la conception d'une structure en mer

Note 1 à l'article: Une vague de calcul peut être associée à une exigence d'utilisation d'une théorie particulière de vague périodique.

3.9

concepteur

entité ou entités responsables de la conception d'une FOWT

3.10

câble d'alimentation dynamique

câble électrique dynamique et immergé qui alimente ou capte l'énergie d'une sous-structure flottante, la partie dynamique étant située entre le point d'attache de la sous-structure flottante et le point de contact avec le fond marin ou une autre sous-structure flottante

3.11

conditions d'environnement

caractéristiques de l'environnement (température du vent, de l'air et de la mer, vagues, courants marins, niveau d'eau, glace de mer/lac, concrétions marines, affouillement et ensemble des mouvements du plancher océanique, etc.) qui peuvent influencer le comportement d'une FOWT

3.12

conditions externes

facteurs externes qui influent sur le fonctionnement d'une FOWT, y compris les conditions d'environnement, l'état du réseau électrique et d'autres facteurs climatiques (température, neige, glace, etc.)

3.13

hauteur extrême des vagues significatives

hauteur des vagues significatives de l'état de mer au cours de la période de référence avec une probabilité annuelle de dépassement de $1/N$ ("période de retour": N années), extrapolée de la distribution des extrêmes de la hauteur des vagues significatives sur le site

3.14

hauteur de vague extrême

hauteur de vague individuelle (généralement la hauteur des vagues passant par zéro), avec une probabilité annuelle de dépassement de $1/N$ ("période de retour": N années)

3.15

couvert de glace

couverture continue rigide/cassante de glace, non en mouvement

3.16

fetch

distance sur laquelle le vent souffle au-dessus de la mer avec une vitesse et une direction sensiblement constantes

3.17

éolienne en mer fixe

éolienne dont la sous-structure est soumise à une charge hydrodynamique et repose sur le plancher océanique

3.18

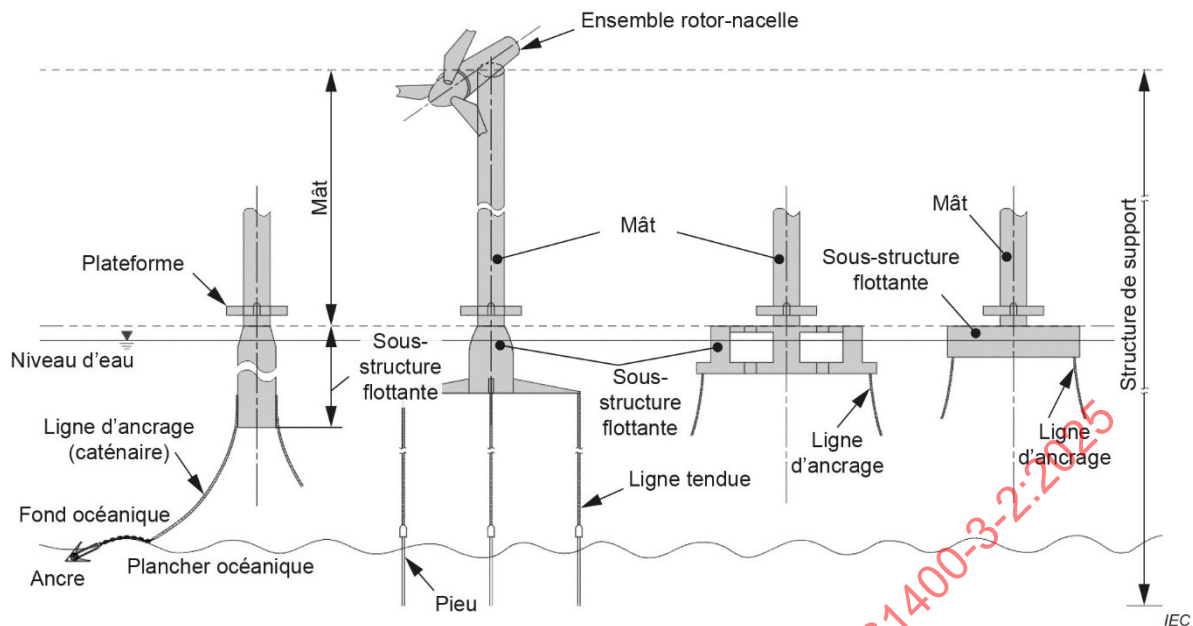
éolienne en mer flottante

FOWT

éolienne dont la sous-structure flottante est soumise à une charge hydrodynamique et est soutenue par flottabilité et un système de maintien en position

Note 1 à l'article: Différents concepts de structure de support de FOWT sont représentés à la Figure 1, ainsi que les autres parties de la structure de support d'une FOWT.

Note 2 à l'article: L'abréviation "FOWT" est dérivée du terme anglais développé correspondant "floating offshore wind turbine".



De gauche à droite: spar, TLP, semi-submersible et barge.

Figure 1 – Parties d'une éolienne en mer flottante (FOWT)

3.19

site de l'éolienne en mer flottante

emplacement ou emplacement prévu d'une FOWT, soit seule soit dans un parc éolien

3.20

stabilité de flottaison

aptitude d'une sous-structure flottante à générer un moment de rappel après un écart par rapport à une position flottante d'équilibre

Note 1 à l'article: En règle générale, la vérification de la stabilité de flottaison s'applique à la fois à l'état intact et à l'état d'avarie.

3.21

sous-structure flottante

partie d'une structure de support de FOWT qui flotte au-dessus du fond océanique, qui se connecte au mât et au système de maintien en position, et se compose d'une structure flottante pour supporter les charges opérationnelles

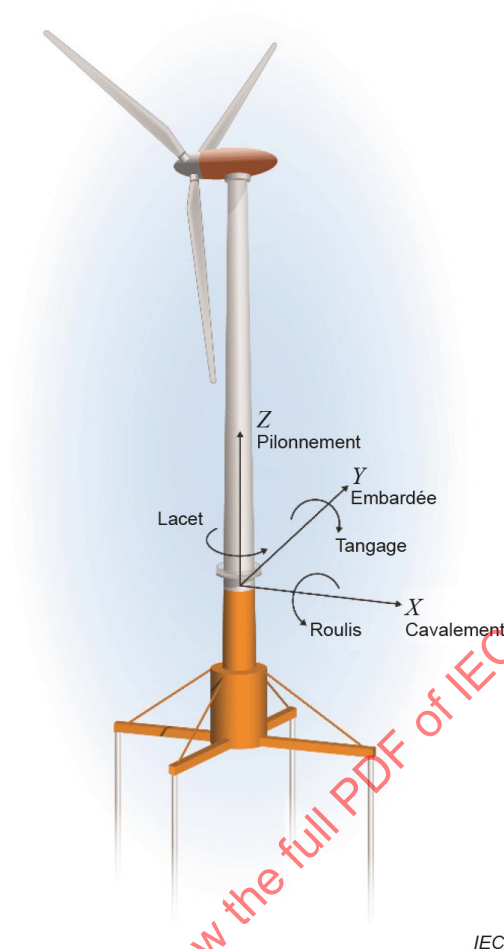
Note 1 à l'article: Une sous-structure flottante peut également être appelée "coque". Différents concepts de sous-structure flottante sont représentés à la Figure 1, ainsi que les autres parties d'une FOWT.

3.22

pilonnement

mouvement de translation vers le haut ou vers le bas de la sous-structure flottante

Note 1 à l'article: Les six degrés de liberté de mouvement d'un corps rigide d'une sous-structure flottante (cavalement, embardée, pilonnement, roulis, tangage et lacet) sont représentés à la Figure 2.



IEC

Figure 2 – Degrés de liberté de mouvement d'un corps rigide d'une sous-structure flottante; représentation graphique par Alfred Hicks du National Renewable Energy Laboratory (Laboratoire national des énergies renouvelables)

Note 2 à l'article: Le système de coordonnées représenté à la Figure 2 est fourni à titre indicatif uniquement et peut être défini par le concepteur.

3.23

marée astronomique la plus haute

niveau de l'eau au repos le plus haut qui peut se produire sous n'importe quelle combinaison de conditions astronomiques et dans des conditions météorologiques moyennes

Note 1 à l'article: Des marées de tempête, générées par des phénomènes météorologiques et essentiellement irrégulières, sont superposées aux variations de marée, si bien que globalement le niveau de l'eau au repos peut se trouver au-dessus de la marée astronomique la plus haute.

3.24

rétrosimulation

méthode de simulation des données (océano-météorologiques) historiques d'une région, par modélisation numérique

3.25

hauteur du moyeu

hauteur du centre de la surface balayée du rotor de l'éolienne par rapport au niveau moyen de la mer

3.26**glace hummockée**

glace brisée et floes empilés formant des ondins de glace lorsque de grands bancs de glace (floes) se rencontrent ou rencontrent un obstacle rigide, par exemple, une sous-structure flottante

3.27**floe**

plaque de glace de dimensions comprises entre quelques mètres et plusieurs kilomètres, non rigidement accrochée par le gel à la côte, immobile ou en mouvement

3.28**givrage**

déposition d'un couvert de glace ou accumulation de givre sur des pièces d'une FOWT, qui peut avoir comme conséquence des charges supplémentaires et/ou des propriétés modifiées

3.29**eaux intérieures**

eaux presque entièrement ou entièrement entourées de terre

3.30**effet de charge**

effet d'une charge unique ou d'une combinaison de plusieurs charges sur un composant ou sur un système structurel, par exemple, une force interne, un effort, une contrainte, un mouvement, etc.

3.31**marée astronomique la plus basse**

niveau de l'eau au repos le plus bas qui peut se produire sous n'importe quelle combinaison de conditions astronomiques et dans des conditions météorologiques moyennes

Note 1 à l'article: Des marées de tempête, générées par des phénomènes météorologiques et essentiellement irrégulières, sont superposées aux variations de marée, si bien que globalement le niveau de l'eau au repos peut se trouver au-dessous de la marée astronomique la plus basse.

3.32**fabricant**

entité ou entités responsables de la fabrication et de la construction d'une FOWT

3.33**conditions maritimes**

caractéristiques de l'environnement marin (vagues, courants marins, niveau d'eau, glace de mer/lac, concrétions marines, mouvement du plancher océanique et affouillement, etc.) qui peuvent influencer le comportement d'une FOWT

3.34**concrétions marines**

revêtement sur la surface des composants structurels dû à des végétaux, animaux et bactéries

3.35**niveau moyen de la mer**

niveau moyen de la mer observé au cours d'une durée assez longue pour s'affranchir des variations dues aux vagues, marées et marées de tempête

3.36

période moyenne au niveau zéro

période moyenne entre les passages des vagues par zéro (par le haut ou le bas) dans un état de mer spécifique

Note 1 à l'article: Il existe des relations entre la période moyenne au niveau zéro et la période de pic.

3.37

océano-météorologique

abréviation de météorologique et océanographique

3.38

désaligné (pour le vent et les vagues)

qui agit dans des directions différentes

3.39

système d'ancrage

type passif de système de maintien en position qui comprend généralement des lignes d'ancrage, des ancres, des connecteurs et du matériel et peut inclure d'autres composants tels que des bouées, des poids suspendus, des tourelles, un système de déconnexion, etc.

3.40

glace en mouvement

portions de glace de mer/lac qui se déplacent sous l'action du vent et/ou des courants

3.41

multidirectionnel (pour le vent et les vagues)

qui agit dans plusieurs directions

3.42

lacet de la nacelle

pour les éoliennes à mécanisme de commande nacelle-lacet actif ou passif, degré de liberté déterminant l'orientation du RNA par rapport au mât (et par extension la sous-structure flottante)

3.43

tirant d'eau en exploitation

tirant d'eau de la sous-structure flottante, mesuré entre le bas de la quille et le SWL, sans excitation environnementale (sans vent, sans vague et sans courant), en conditions d'exploitation, c'est-à-dire en place avec l'éolienne, le système de maintien en position et le câble d'alimentation dynamique étant entièrement installés et lestés pour l'exploitation

Note 1 à l'article: Le tirant d'eau en exploitation est généralement une valeur fixe pour une conception de FOWT donnée. Il peut toutefois comporter une faible plage de valeurs dans le cas de conceptions de FOWT spécifiques, par exemple, qui varie en fonction des plages de niveaux de marée pour une TLP ou en fonction des variations des concrétions marines.

3.44

limite de fonctionnement

valeur d'un certain paramètre physique défini dans la base de calcul, tel que l'accélération, l'inclinaison, la gîte, le déplacement, l'excursion, la fréquence, la vitesse de rotation (tr/min), la tension, la déformation, la pression, la vitesse du vent, la hauteur des vagues, etc., qui satisfait aux critères de fonctionnement stipulés les plus exigeants pour une FOWT spécifiée pour assurer son fonctionnement dans des critères de fiabilité et de sécurité acceptables

3.45

période de pic des vagues

période de l'énergie maximale du spectre de vagues

3.46**tangage**

mouvement de rotation de la sous-structure flottante autour d'un axe aligné sur la direction d'embarquée

Note 1 à l'article: Les six degrés de liberté de mouvement d'un corps rigide d'une sous-structure flottante (cavalement, embarquée, pilonnement, roulis, tangage et lacet) sont représentés à la Figure 2.

3.47**système de collecte de puissance**

système électrique qui récupère l'énergie produite par une ou plusieurs FOWT

Note 1 à l'article: Le système de collecte de puissance comprend tous les équipements électriques raccordés entre les bornes des éoliennes et le point de connexion au réseau. Pour les parcs éoliens en mer, le système de collecte de puissance peut inclure le raccordement à la côte.

3.48**radiation (hydrodynamique)**

phénomène physique décrivant le champ d'onde généré par l'oscillation d'une sous-structure flottante dans l'eau

Note 1 à l'article: La radiation dépend du degré de liberté et de fréquence d'oscillation de la sous-structure flottante. La masse ajoutée et l'amortissement par radiation de vagues sont les composantes de charge hydrodynamique les plus courantes de la radiation.

3.49**société de classification reconnue**

membre de l'Association internationale des sociétés de classification (IACS), avec une compétence et une expérience reconnues et pertinentes dans les structures flottantes

3.50**redondance (pour système de maintien en position)**

état d'un système de maintien en position de la FOWT lorsqu'à la suite d'une perte d'une ligne d'ancrage ou d'une ligne tendue, la FOWT est maintenue dans une zone confinée par le système de maintien en position endommagé et n'interfère pas avec d'autres structures, de sorte qu'il ne se produit aucune autre conséquence liée à la perte de la ligne d'ancrage ou de la ligne tendue

Note 1 à l'article: La rupture du câble d'alimentation dynamique à l'intérieur du champ et la coupure de l'alimentation en raison de la dérive de la FOWT peuvent être une solution acceptée, sous réserve de l'approbation du propriétaire ou du développeur.

3.51**période de référence**

période pendant laquelle la stationnarité d'un processus stochastique donné est définie par hypothèse, par exemple la vitesse du vent, l'élévation ou la réaction de la mer

3.52**réfraction**

processus par lequel l'énergie des vagues est redistribuée du fait des variations de la vitesse de propagation des vagues due aux variations de profondeur d'eau et/ou de la vitesse des courants

3.53**roulis**

mouvement de rotation de la sous-structure flottante autour d'un axe aligné sur la direction de cavalement

Note 1 à l'article: Les six degrés de liberté de mouvement d'un corps rigide d'une sous-structure flottante (cavalement, embarquée, pilonnement, roulis, tangage et lacet) sont représentés à la Figure 2.

3.54

ensemble rotor-nacelle

partie d'une FOWT soutenue par la structure de support

3.55

échantillonnage

dimensionnement des plaques, poutres et raidisseurs des sous-structures flottantes

3.56

fond océanique

interface entre la mer et le plancher océanique

3.57

déclivité du fond océanique

gradient local du fond océanique, par exemple, associé à une plage

3.58

glace de mer/lac

eau de mer ou eau douce de lac gelée

3.59

état de mer

état de la mer pour lequel ses propriétés statistiques restent stables

3.60

plancher océanique

matériaux au-dessous du fond océanique dans lesquels repose une structure de support

3.61

mouvement du plancher océanique

mouvement du plancher océanique dû aux processus géologiques naturels

3.62

affouillement

déplacement des matériaux constituant le plancher océanique par des courants et des vagues, ou du fait de la présence d'éléments de structure interrompant le régime naturel d'écoulement au-dessus du fond océanique

3.63

semi-submersible

sous-structure flottante constituée normalement d'une structure supérieure avec un certain nombre de colonnes de support largement espacées et de grande section reliées à des pontons immergés ou à des plaques de pilonnement

Note 1 à l'article: La configuration ponton/colonne est généralement choisie pour réduire le plus possible les mouvements globaux dans une large plage de fréquences de vagues.

3.64

eaux peu profondes

profondeur d'eau dans laquelle la présence du plancher océanique a un effet significatif sur l'hydrodynamique des vagues

3.65**hauteur des vagues significatives**

mesure statistique de la hauteur des vagues dans un état de mer, définie soit comme la hauteur moyenne du tiers supérieur des vagues passant par zéro soit comme égale à $4 \times \sigma_\eta$, où σ_η est l'écart-type de la hauteur de la surface de la mer

Note 1 à l'article: La première hauteur est appelée hauteur statistique des vagues significatives (généralement désignée par $H_{1/3}$ ²⁾, alors que la dernière hauteur est appelée hauteur spectrale des vagues significatives (désignée par H_s ou H_{m0}).

3.66**période des vagues significatives**

mesure statistique de la période des vagues dans un état de mer, définie comme la période moyenne du tiers supérieur des vagues passant par zéro, et désignée par $T_{1/3}$

Note 1 à l'article: Il existe des relations entre la période de pic T_p et $T_{1/3}$.

3.67**spar**

sous-structure flottante à forts tirants d'eau et à faible surface de plan d'eau

3.68**zone d'éclaboussure**

zone externe de la structure de support de FOWT fréquemment mouillée du fait du fonctionnement de l'éolienne, des variations de vague, des variations de marée et des mouvements de la sous-structure flottante

Note 1 à l'article: Pour définir les limites supérieure et inférieure de la zone d'éclaboussure, les paramètres suivants doivent être pris en compte, le cas échéant, en fonction du type spécifique de la structure de support de FOWT:

- le niveau de l'eau au repos le plus haut, avec une période de retour de 1 an, augmenté de la hauteur de crête d'une vague dont la hauteur est égale à la hauteur des vagues significatives avec une période de retour de 1 an;
- le niveau de l'eau au repos le plus bas avec une période de retour de 1 an, diminué de la profondeur de creux d'une vague dont la hauteur est égale à la hauteur des vagues significatives avec une période de retour de 1 an;
- le tirant d'eau en exploitation le moins profond et le plus profond; et
- l'angle de gîte moyen par direction de la sous-structure flottante pendant le fonctionnement normal de l'éolienne.

Les zones de la structure de support qui ne sont mouillées qu'au cours d'importants orages (avec une période de retour supérieure à 1 an) ne sont pas prises en compte dans la zone d'éclaboussure.

3.69**système de maintien en position**

système capable de limiter les excursions et/ou les accélérations de la FOWT dans des limites stipulées et de maintenir l'orientation prévue

Note 1 à l'article: Un système de maintien en position peut différer d'un système d'ancrage dans le cas de propulseurs actifs, de lignes tendues, etc.

3.70**niveau de l'eau au repos**

niveau d'eau abstrait calculé en incluant les effets des marées et de la marée de tempête, mais en excluant les variations dues aux vagues

Note 1 à l'article: Le niveau de l'eau au repos peut être au-dessus ou au-dessous du niveau moyen de la mer, ou au même niveau.

² En eaux profondes, $H_{1/3} \approx 0,956 H_s$ indépendamment de la forme spectrale des vagues (ISO 21650:2007).

3.71

marée de tempête

variation du niveau d'eau due aux variations atmosphériques et/ou au vent associé à une tempête

3.72

modèle de dynamique structurelle

outil numérique ou séquence de modèles utilisée pour calculer la réponse physique de la structure de la FOWT, y compris l'excitation environnementale (vent, vagues, courant), les actions de contrôle et la réponse structurelle du système complet (rotor, transmission, nacelle, mât, sous-structure flottante et système de maintien en position)

3.73

structure de support

partie d'une FOWT comprenant le mât, la sous-structure flottante et le système de maintien en position

Voir Figure 1.

3.74

cavalement

mouvement de translation d'avant en arrière de la sous-structure flottante

Note 1 à l'article: Les six degrés de liberté de mouvement d'un corps rigide d'une sous-structure flottante (cavalement, embardée, pilonnement, roulis, tangage et lacet) sont représentés à la Figure 2.

3.75

embardée

mouvement de translation latéral de la sous-structure flottante

Note 1 à l'article: Les six degrés de liberté de mouvement d'un corps rigide d'une sous-structure flottante (cavalement, embardée, pilonnement, roulis, tangage et lacet) sont représentés à la Figure 2.

3.76

houle

état de mer dans lequel des vagues générées par des vents distants du site ont progressé jusqu'à ce dernier, sans être générées localement

3.77

ligne tendue

ensemble de composants d'un système de maintien en position qui forme une liaison verticale ou quasi verticale tendue entre la sous-structure flottante de type TLP et l'ancre sur et sous le fond océanique afin d'assurer le maintien en position et la stabilité de flottaison des FOWT

3.78

plateforme à lignes tendues

système structurel amarré verticalement, flottant et conforme dans lequel la flottabilité excessive de la sous-structure flottante (excédant le poids et les charges des lignes tendues) maintient la tension dans le système d'ancrage

3.79

courant de marée

courant résultant des marées

3.80

amplitude de marée

hauteur entre la marée astronomique la plus haute et la marée astronomique la plus basse

3.81**marées**

mouvements réguliers prévisibles de la mer produits par les forces astronomiques

3.82**mât**

partie de la structure de support d'une FOWT reliant la sous-structure flottante à l'ensemble rotor-nacelle

3.83**tsunami**

vagues de mer à période longue, provoquées par de rapides mouvements verticaux du fond océanique

3.84**unidirectionnel (pour le vent et les vagues)**

qui agit dans une seule direction

3.85**remontée d'eau**

élévation des vagues par rapport à la sous-structure flottante

3.86**profondeur d'eau**

hauteur entre le fond océanique et le niveau de l'eau au repos

Note 1 à l'article: Comme il existe plusieurs définitions du niveau de l'eau au repos (voir le 3.70), il peut y avoir plusieurs valeurs de profondeur d'eau.

3.87**élévation des crêtes de vagues**

hauteur entre la crête d'une vague et le niveau de l'eau au repos

3.88**direction des vagues**

direction moyenne dans laquelle les vagues progressent

3.89**hauteur des vagues**

hauteur entre le point le plus élevé et le point le plus bas de la surface de l'eau d'une vague individuelle passant par zéro

3.90**période des vagues**

intervalle de temps entre les deux passages de vagues par zéro qui délimitent une vague passant par zéro

3.91**fréquence d'énergie maximale du spectre**

fréquence de l'énergie maximale du spectre de vagues, inverse de la période de pic des vagues

3.92**spectre de vagues**

représentation, dans le domaine fréquentiel, de la hauteur de la surface de la mer, dans un état de mer

3.93

cambrure des vagues

rapport de la hauteur de la vague à la longueur de la vague

3.94

interruption météorologique

un ou plusieurs intervalles de temps au cours desquels les conditions d'environnement sont trop mauvaises pour permettre l'exécution d'une opération maritime spécifiée

3.95

fenêtre météorologique

intervalle de temps au cours duquel les conditions d'environnement permettent l'exécution d'une opération maritime spécifiée

3.96

profil du vent – loi du cisaillement du vent

expression mathématique de la variation définie par hypothèse de la vitesse du vent à une hauteur donnée au-dessus du niveau de l'eau au repos

Note 1 à l'article: Les profils usuels sont le profil logarithmique (Équation (1)) et le profil de loi de puissance (Équation (2)).

$$V(z) = V(z_r) \times \frac{\ln(z/z_0)}{\ln(z_r/z_0)} \quad (1)$$

$$V(z) = V(z_r) \times \left(\frac{z}{z_r} \right)^\alpha \quad (2)$$

où

$V(z)$ est la vitesse du vent à la hauteur z ;

z est la hauteur au-dessus du niveau de l'eau au repos;

z_r est une hauteur de référence au-dessus du niveau de l'eau au repos, utilisée pour adapter le profil;

z_0 est la longueur de rugosité;

α est l'exposant de cisaillement du vent (ou de la loi de puissance).

3.97

mer de vent

état de mer produit par les vents locaux

3.98

lacet

mouvement de rotation de la sous-structure flottante autour d'un axe aligné sur la direction de pilonnement

Note 1 à l'article: Les six degrés de liberté de mouvement d'un corps rigide d'une sous-structure flottante (cavalement, embardée, pilonnement, roulis, tangage et lacet) sont représentés à la Figure 2.

3.99

vague passant par zéro

partie de l'historique temporel des valeurs d'élévation des vagues entre les passages de vagues par zéro

Note 1 à l'article: Un passage par zéro se produit lorsque la surface de la mer monte (et non lorsqu'elle descend), par rapport au niveau de l'eau au repos.

4 Symboles, unités et abréviations

4.1 Généralités

Pour les besoins du présent document, les symboles et abréviations de l'IEC 61400-1 ainsi que les suivants s'appliquent.

4.2 Symboles et unités

A_C	constante de Charnock	[-]
d	profondeur d'eau	[m]
$f_{\text{basse fréquence}}$	extrémité supérieure de la plage de basses fréquences	[Hz]
f_p	fréquence d'énergie maximale du spectre	[Hz]
g	accélération due à la pesanteur	[m/s ²]
H	hauteur de vague individuelle	[m]
H_B	hauteur de la déferlante	[m]
H_N	hauteur de vague individuelle avec une période de retour de N années	[m]
H_s	hauteur significative spectrale de vague	[m]
H_{sN}	hauteur significative spectrale de vague avec une période de retour de N années	[m]
$H_{1/3}$	hauteur significative statistique de vague	[m]
k	nombre d'ondes	[-]
K_{max}	degrés-jours de gel accumulés	[°C]
L_k	paramètre d'échelle intégrale de la composante de la vitesse	[m]
$p(V_{\text{moyeu}})$	fonction de densité de probabilité de la vitesse du vent à hauteur du moyeu	[-]
R_d	valeur de calcul de la résistance du composant	[-]
R_k	valeur caractéristique de la résistance du composant	[-]
S_d	valeur de calcul de l'effet de charge	[-]
$S.F.$	facteur de sécurité	[-]
S_k	valeur caractéristique de l'effet de charge	[-]
S_η	spectre de vagues unilatéral	[m ² /Hz]
t	temps	[s]
T	période des vagues	[s]
T_p	période d'énergie maximale du spectre	[s]
T_z	période des vagues moyenne au niveau zéro	[s]
U_N	vitesse des courants avec une période de retour de N années	[m/s]
U_{ss}	vitesse des courants sous-marins	[m/s]
U_w	vitesse des courants produits par le vent	[m/s]

V_N	vitesse de vent extrême prévue (moyennée sur 10 min), avec une période de retour de N années	[m/s]
V_{eN}	vitesse de vent extrême prévue (moyennée sur 3 s), avec une période de retour de N années	[m/s]
z	hauteur au-dessus du SWL	[m]
α	exposant de cisaillement de la loi de puissance de la vitesse du vent	[-]
η	hauteur de la surface de la mer par rapport au SWL	[m]
κ	constante de von Karman	[-]
λ	longueur de vague (longueur d'onde)	[m]
θ_c	direction du courant	[°]
θ_w	direction des vagues	[°]
θ_{wm}	direction moyenne des vagues	[°]
$\sigma_{admissible}$	contrainte admissible	[N/m ² or Pa]
$\sigma_{déformation}$	contrainte de déformation admissible	[N/m ² or Pa]
σ_y	limite d'élasticité minimale spécifiée	[N/m ² or Pa]
σ_{cr}	contrainte critique de déformation en compression ou de déformation en cisaillement	[N/m ² or Pa]
σ_η	écart-type de la hauteur de la surface de la mer	[m]
τ	température	[°C]

4.3 Abréviations

COD	codirectionnel
CPT (Cone Penetration Test)	essai de pénétration au cône
DLC (Design Load Case)	cas de charge pour la conception
ECD (Extreme Coherent gust with Direction change)	rafale extrême cohérente avec changement de direction
ECM (Extreme Current Model)	modèle de courant extrême
EDC (Extreme Direction Change)	changement de direction extrême
EOG (Extreme Operating Gust)	rafale extrême de fonctionnement
ESS (Extreme Sea State)	état de mer extrême
EWLR (Extreme Water Level Range)	amplitude du niveau d'eau extrême
EWM (Extreme Wind speed Model)	modèle de vitesse de vent extrême
EWS (Extreme Wind Shear)	cisaillement du vent extrême
AMDE	analyse des modes de défaillance et de leurs effets
FOWT (Floating Offshore Wind Turbine)	éolienne en mer flottante
HAT (Highest Astronomical Tide)	marée astronomique la plus haute
IACS (International Association of Classification Societies)	Association internationale des sociétés de classification
OMI	Organisation maritime internationale
ITTC (International Towing Tank Conference)	Conférence internationale des bassins d'essais de carènes

LAT (Lowest Astronomical Tide)	marée astronomique la plus basse
MIC (Microbiologically Influenced Corrosion)	corrosion microbienne
MIS (MISaligned)	désaligné
MODU (Mobile Offshore Drilling Unit)	unité mobile de forage en mer
MSL (Mean Sea Level)	niveau moyen de la mer
MUL	multidirectionnel
NCM (Normal Current Model)	modèle de courant normal
NSS (Normal Sea State)	état de mer normale
NTM (Normal Turbulence Model)	modèle de turbulence normale
NWLR (Normal Water Level Range)	amplitude du niveau d'eau normal
NWP (Normal Wind Profile model)	modèle de profil normal du vent
RCS (Recognized Classification Society)	société de classification reconnue
RNA (Rotor-Nacelle Assembly)	ensemble rotor-nacelle
SSS (Severe Sea State)	état de mer forte
SWL (Still Water Level)	niveau de l'eau au repos
TLB (Tension-Leg Buoy)	bouée à lignes tendues
TLP (Tension-Leg Platform)	plateforme à lignes tendues
UNI	unidirectionnel
WSD (Working Stress Design)	calcul des contraintes en service

5 Éléments principaux

5.1 Généralités

Les exigences techniques et mécaniques permettant d'assurer la sécurité des systèmes structurels, mécaniques, électriques et de commande d'une FOWT sont indiquées dans le présent document. Cette spécification relative aux exigences s'applique à la conception, la fabrication, le transport (y compris le remorquage), l'assemblage, l'installation et aux manuels de fonctionnement et de maintenance d'une FOWT et au processus de management de la qualité associé. En outre, les procédures de sécurité établies pour les différentes pratiques utilisées dans le transport, l'assemblage, l'installation, le fonctionnement et la maintenance d'une FOWT sont prises en compte.

5.2 Méthodes de conception

Le présent document exige l'utilisation d'un modèle de dynamique structurelle afin de prévoir les effets de charge pour la conception. Un tel modèle doit être utilisé afin de déterminer les effets des charges relatives à toutes les combinaisons appropriées de conditions externes et de situations de conception définies respectivement aux Articles 6 et 7. Le présent document a défini comme cas de charge un ensemble minimal de telles combinaisons.

La conception de la structure de support d'une FOWT doit être fondée sur les conditions externes spécifiques au site. Celles-ci doivent donc être déterminées conformément aux exigences stipulées à l'Article 6. Les conditions doivent être récapitulées dans la base de calcul.

La conception de la structure de support d'une FOWT doit inclure le calcul du système de maintien en position conformément à l'Article 14 et prendre en compte la stabilité de flottaison selon l'Article 15. Les exigences de décalage, les conditions océano-météorologiques et les charges correspondantes sur la sous-structure flottante induites par le système de câbles d'alimentation dynamique et le risque de collision avec la sous-structure flottante et le système de maintien en position doivent être pris en compte. Le poids immergé, les caractéristiques de réponse mécanique et l'emplacement du point d'attache doivent être pris en compte.

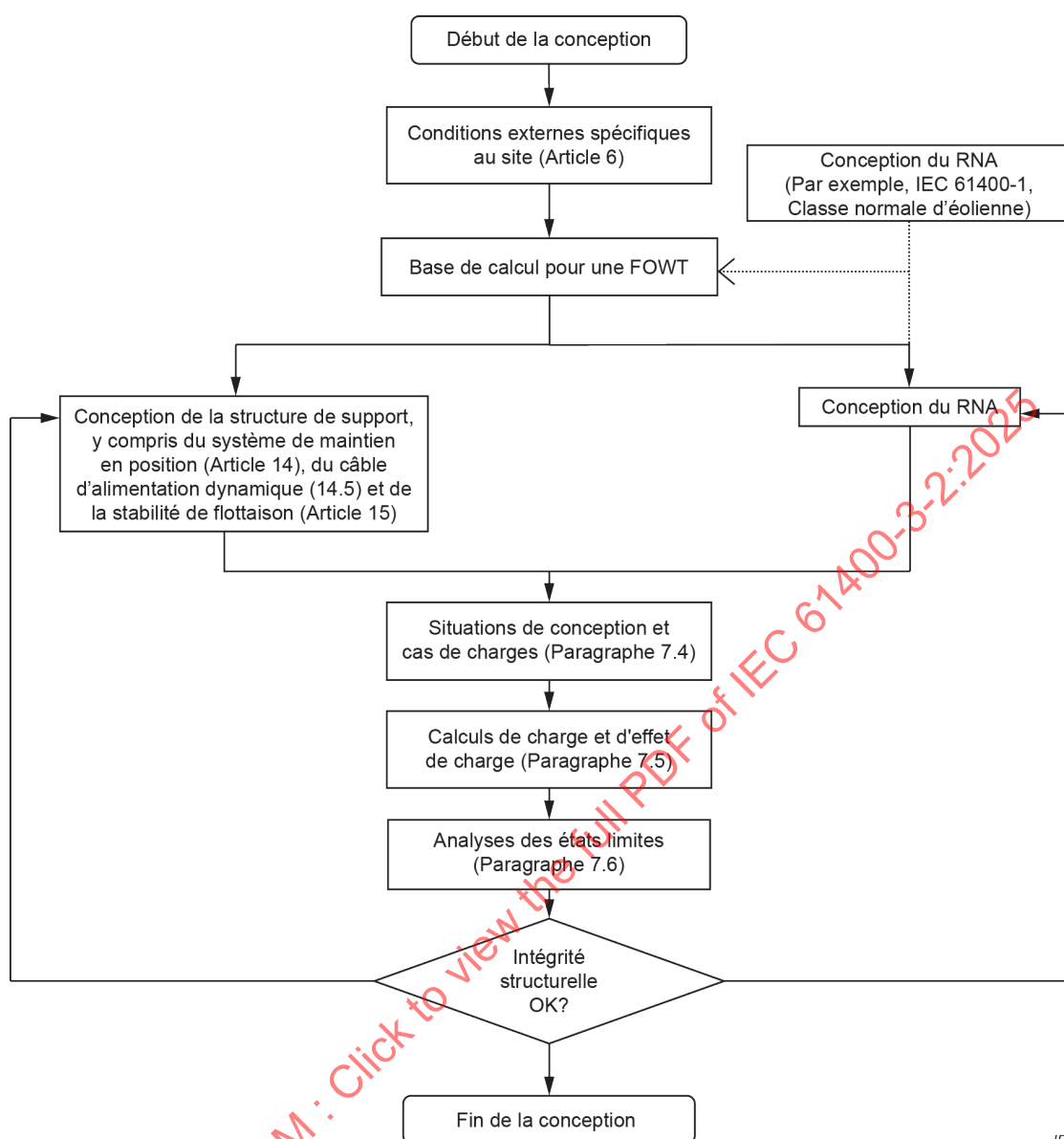
Dans le cas de l'ensemble rotor-nacelle (RNA), qui peut avoir été conçu initialement en se fondant sur une classe normale d'éolienne, comme cela est défini en 6.2 de l'IEC 61400-1:2019, il doit être démontré que la structure de support de FOWT et les conditions en mer spécifiques au site ne compromettent pas l'intégrité structurelle du RNA. La démonstration doit comprendre une comparaison des charges et des déviations dans le RNA calculées pour la structure de support spécifique de la FOWT et les conditions spécifiques du site, avec celles calculées au cours de la conception initiale.

La conception du système de commande et de protection (voir l'Article 8), des systèmes mécaniques (voir l'Article 9) et du système électrique (voir l'Article 10) doit être vérifiée en tenant compte de la réponse dynamique de la FOWT.

Le processus de conception d'une FOWT est représenté à la Figure 3. La figure indique les éléments principaux du processus de conception et identifie les articles correspondants appropriés de la présente norme. Le processus est itératif et doit inclure des calculs de charges et d'effets de charges relatifs à l'ensemble de l'éolienne, comprenant la structure de support et l'ensemble rotor-nacelle intégrés. La conception structurelle d'une FOWT peut être considérée comme achevée lorsque son intégrité structurelle a été vérifiée en se fondant sur les analyses d'état limite définies en 7.6.

Les données obtenues à partir des essais en vraie grandeur du RNA doivent être utilisées afin de renforcer la confiance vis-à-vis des valeurs de calcul prévues et de valider les modèles de dynamique structurelle, ainsi que les situations de conception. Les données obtenues à partir des essais en vraie grandeur de la structure de support de FOWT peuvent être utilisées de la même façon, le cas échéant. Des recommandations concernant le mesurage des charges mécaniques relatives aux essais en vraie grandeur de l'éolienne sont fournies dans l'IEC 61400-13. Il convient d'utiliser les données obtenues à partir des essais à l'échelle du modèle pour confirmer la réponse d'une configuration particulière de la sous-structure flottante, pour valider les modèles de dynamique structurelle et les situations de conception, et pour confirmer la non-survenance d'un comportement extraordinaire ou inattendu de la configuration soumise à l'essai (voir l'Annexe I).

La vérification de l'adéquation de la conception doit être réalisée par des calculs et il convient d'appuyer une telle vérification par des essais. Pour des recommandations relatives à la façon dont les essais sur modèles peuvent être utilisés dans le processus de conception, voir l'Annexe I.



IEC

Figure 3 – Processus de conception d'une éolienne en mer flottante (FOWT)

5.3 Niveau de sécurité d'une FOWT

Le niveau de sécurité de la FOWT, conçue selon le présent document, doit être égal ou supérieur au niveau inhérent de l'IEC 61400-1.

La FOWT est non habitée, sauf pour les visites d'inspection et de maintenance occasionnelles, et les conséquences d'une éventuelle défaillance d'une FOWT sont considérées comme modérées. Cette caractérisation correspond au niveau d'exposition moyen (L2) défini dans la série ISO 19900. Il convient de prendre des précautions, car les normes ISO 19901-7 et ISO 19904-1 ne spécifient pas les facteurs de sécurité et les périodes de retour pour le niveau d'exposition moyen (L2). Par conséquent, les périodes de retour, les facteurs de sécurité et les méthodes fournis dans la présente norme diffèrent de ceux de la série ISO 19900. Le niveau de sécurité d'une FOWT considérée comme une structure L2 est équivalent au niveau de sécurité traité dans l'IEC 61400-1. Des considérations supplémentaires relatives à l'approche adoptée dans la série ISO 19900 et dans la série IEC 61400 pour les analyses à l'état limite sont données à l'Annexe L.

5.4 Classes de sécurité du RNA et du mât

Le RNA doit être conçu selon l'une des deux classes de sécurité suivantes:

- une classe normale de sécurité s'appliquant lorsqu'une défaillance entraîne un risque de dommage corporel ou d'autres conséquences sociales ou économiques;
- une classe de sécurité spécifique s'appliquant lorsque les exigences de sécurité sont déterminées par les réglementations locales et/ou lorsqu'elles font l'objet d'un accord entre le fabricant et le client.

Les facteurs de sécurité partielle, relatifs aux RNA de classe normale de sécurité, sont spécifiés dans l'IEC 61400-1.

Les facteurs de sécurité partielle, relatifs aux RNA de classe de sécurité spécifique, doivent faire l'objet d'un accord entre le fabricant et le client. Un RNA conçu selon la classe de sécurité spécifique doit être classé comme une éolienne de classe S, comme cela est défini dans l'IEC 61400-1.

L'IEC 61400-1 définit des niveaux de sécurité qui correspondent au niveau de sécurité défini en 5.3 pour la FOWT. Les classes de sécurité de l'IEC 61400-1 peuvent être appliquées au mât.

5.5 Assurance qualité

L'assurance qualité doit faire partie intégrante de la conception, de l'approvisionnement, de la fabrication, de l'installation, de la mise en service, du fonctionnement et de la maintenance, ainsi que de la mise hors service des FOWT et de l'ensemble de leurs composants.

5.6 Marquages de l'ensemble rotor-nacelle

Les informations suivantes, au minimum, doivent apparaître de manière visible, lisible et indélébile sur la plaque signalétique de l'ensemble rotor-nacelle:

- fabricant du RNA et pays de fabrication;
- modèle et numéro de série;
- année de fabrication;
- puissance assignée;
- vitesse de référence du vent, V_{ref} ;
- plage de vitesses du vent en fonctionnement à hauteur du moyeu, $V_{int} - V_{ext}$;
- plage des températures ambiantes de fonctionnement;
- classe d'éolienne IEC (voir l'IEC 61400-1);
- tension assignée aux bornes de l'éolienne;
- fréquence aux bornes de l'éolienne ou plage de fréquences dans le cas où l'amplitude de variation nominale est supérieure à 2 %.

5.7 Marquages de la structure de support

Les informations suivantes, au minimum, doivent apparaître de manière visible, lisible et indélébile sur la plaque signalétique de la structure de support (y compris de la sous-structure flottante) de la FOWT:

- marquage du tirant d'eau (marquages de franc-bord combinés pour l'exploitation en mer);
- identification de l'unité;
- identification de la société et du propriétaire inscrit;
- marquages exigés par les autorités locales.

6 Conditions externes – Définition et évaluation

6.1 Généralités

Les FOWT sont soumises à des conditions d'environnement et électriques, y compris l'influence d'éoliennes à proximité, qui peuvent influencer sur leur charge, leur durabilité et leur fonctionnement. Afin d'assurer un niveau adéquat de sécurité et de fiabilité, les paramètres liés à l'environnement, à l'électricité et au sol doivent être pris en compte lors de la conception et doivent figurer de manière explicite dans les documents de conception.

Les conditions d'environnement se subdivisent en conditions de vent, conditions maritimes (vagues, courants marins, niveau d'eau, glace de mer/lac, concrétions marines, mouvement du plancher océanique et affouillement) et autres conditions d'environnement. Les conditions électriques se rapportent aux conditions du réseau d'alimentation électrique. Les propriétés du sol sont pertinentes pour la conception de l'ancre de FOWT et pour la conception du système de maintien en position.

L'intégrité structurelle doit être démontrée en tenant dûment compte des conditions d'environnement de chaque site spécifique au niveau duquel la FOWT sera installée ultérieurement.

Le processus de conception d'une FOWT est représenté à la Figure 3. L'évaluation des conditions externes spécifiques au site constitue la première étape du processus de conception, ainsi que la base de calcul. Le présent article spécifie par conséquent à la fois la définition et l'évaluation des conditions externes.

Les conditions externes sont subdivisées en catégories normales et extrêmes. Les conditions externes normales concernent, en règle générale, les conditions de charges structurelles récurrentes, tandis que les conditions externes extrêmes représentent les conditions externes de conception peu fréquentes. Les cas de charge pour la conception doivent consister en des combinaisons critiques de ces conditions externes (pour les périodes de retour combinées spécifiées) et des modes de fonctionnement des éoliennes, ainsi que d'autres situations de conception.

La définition et l'évaluation des conditions externes normales et extrêmes à prendre en compte dans la conception sont spécifiées du 6.2 au 6.4.

Les abréviations ajoutées entre parenthèses dans les intitulés des paragraphes, et figurant dans la partie restante du présent article, sont utilisées pour décrire les conditions externes s'appliquant aux cas de charge pour la conception définis en 7.4.

6.2 Classes d'éoliennes

Les conditions externes à prendre en compte lors de la conception dépendent du site ou du type de site prévu pour l'installation d'une FOWT. Les classes d'éoliennes spécifiées dans l'IEC 61400-1 sont définies en matière de paramètres de vitesse de vent et de turbulences. L'objectif de ces classes est de couvrir la plupart des applications terrestres. L'IEC 61400-1 comprend une classe spécifique pour les conditions cycloniques tropicales ("classe T"). Des recommandations supplémentaires concernant les conditions cycloniques tropicales sont fournies à l'Annexe G du présent document.

Il existe quelques différences principales entre les conditions de vent en mer et sur terre. Toutefois, dans le cas d'une FOWT, la définition des classes en matière de paramètres de vitesse de vent et de turbulences reste une base de calcul appropriée pour l'ensemble rotor-nacelle (RNA). Comme cela est indiqué en 5.2, il doit être démontré ensuite que les conditions externes spécifiques au site ne remettent pas en cause l'intégrité structurelle du RNA.

Le fabricant doit décrire, dans les documents de conception, les modèles utilisés, ainsi que les valeurs des paramètres de conception importants. Lorsque les modèles décrits à l'Article 6 sont retenus, une déclaration des valeurs des paramètres est suffisante. Il convient que les documents de conception contiennent les informations de recommandations énumérées à l'Annexe A.

6.3 Définition des conditions externes sur un site de FOWT

6.3.1 Généralités

Une FOWT doit être conçue afin de résister en toute sécurité aux conditions de vent et aux conditions maritimes retenues comme base de calcul.

Le régime des vents et les conditions maritimes, en matière de charges et de sécurité, se subdivisent en conditions normales se présentant fréquemment en phase normale de fonctionnement d'une FOWT, et en conditions extrêmes dont la période de retour est de 1 an ou de 50 ans. Une période de retour de 500 ans est également utilisée pour un contrôle de solidité de la structure de support de FOWT.

NOTE Toutefois, l'amplitude normale des niveaux d'eau est définie dans le présent document comme étant la variation du niveau d'eau sur une période de retour de 1 an, se reporter au 6.3.3.4.2.

Les conditions extrêmes sont destinées à produire des effets de charge avec une période de retour de N années ($N = 1, 50$ ou 500) (charges de sections, déformations, etc.). La combinaison directe d'événements de N années marginaux produit généralement des effets de charge d'une période de retour plus longue que N années. Plus les paramètres d'environnement font l'objet d'une combinaison de ce type, plus la conception devient potentiellement prudente. Pour l'évaluation des conditions de vent et de l'environnement maritime combinés, plusieurs paramètres sont adaptés aux effets de charge des éoliennes en mer. Ainsi, pour la conception des FOWT, l'évaluation des conditions d'environnement conjointes par spécification de conditions associées en lieu et place de combinaisons directes de conditions marginales de période de retour équivalente est appropriée. La réponse à N années peut également être déterminée à l'aide d'une analyse à long terme fondée sur la réponse, dans laquelle tous les paramètres océano-météorologiques réels sont pris en compte à chaque pas de temps d'une tempête. Il convient d'accorder une attention particulière au fait que les combinaisons d'événements rares peuvent être difficiles à extrapoler. Le document API RP 2MET peut être utilisé à titre de recommandations.

L'approche des contours d'environnement peut déterminer ces conditions pour la conception. Les conditions d'environnement conjointes à calculer sont alors définies comme les conditions existantes parmi toutes les conditions concernant le contour d'environnement qui provoquent la réponse la plus extrême pour la période de retour spécifiée. La réponse dynamique possible doit être prise en compte dans l'évaluation. Cette méthode peut contribuer à établir les vitesses de vent, hauteurs et périodes des vagues, niveaux d'eau, relations directionnelles, etc. conjoints.

L'application de la méthode des contours d'environnement, ou d'autres méthodes probabilistes, exige généralement des informations qui définissent les distributions de probabilités conjointes à long terme des conditions de vent et maritimes. Dans la pratique, les conditions d'environnement ne sont pas toutes mesurées simultanément de façon générale. Les contours d'environnement sont en revanche développés pour les sous-ensembles de paramètres (par exemple, hauteurs des vagues et niveau d'eau, hauteur et période des vagues, etc.).

Les articles suivants définissent les conditions extrêmes marginales prédominantes à considérer comme des conditions minimales, par exemple, conditions de vent et maritimes de retour de N années. Les conditions à associer à ces conditions doivent être établies. En l'absence d'informations suffisantes permettant de développer des contours d'environnement spécifiques au site, d'autres méthodes prudentes sont prévues.

6.3.2 Conditions de vent

Les paramètres du vent définis dans l'IEC 61400-1 conviennent à l'environnement en mer. Les conditions spécifiques au site représentatives du site de la FOWT doivent être évaluées conformément aux exigences indiquées en 6.4.3.

Il convient d'assurer que la représentation du spectre de puissance des turbulences et l'échantillonnage des turbulences par le rotor dans la plage des basses fréquences sont adéquats pour obtenir une excitation appropriée des modes basse fréquence de la FOWT.

6.3.3 Conditions maritimes

6.3.3.1 Généralités

Il convient de faire preuve de prudence lors de la définition de l'entrée combinée du vent et des vagues dans les simulations de charge, afin de ne pas négliger des états de mer importants.

L'effet de la houle n'est pas explicitement inclus dans le spectre normal de vagues fondé sur une seule hauteur des vagues significatives et une seule période, mais il peut ne pas être négligeable dans la zone où la houle existe et prise en compte de manière appropriée. L'effet de la houle peut influencer la réponse des FOWT conjointement avec les réponses à basse fréquence des FOWT et la multidirectionnalité du spectre de vagues, c'est-à-dire que la direction dominante des vagues peut être différente pour la vague de vent et la houle. Les cas de désalignement du vent et des vagues entraînant une charge bidirectionnelle des vagues peuvent exiger une attention particulière pour les FOWT et doivent être pris en compte. Cela peut être particulièrement important pour les cas de charge entraînant une fatigue de la base du mât.

Les conditions maritimes décrites dans le présent paragraphe comprennent les vagues, les courants marins, le niveau d'eau, les glaces de mer, les concrétions marines, l'affouillement et le mouvement du plancher océanique. D'autres conditions externes pertinentes pour l'environnement marin sont définies en 6.3.5.

6.3.3.2 Vagues

6.3.3.2.1 Généralités

Les vagues sont irrégulières dans leur forme, varient en hauteur, longueur et vitesse de propagation, et peuvent aborder une FOWT suivant une direction ou simultanément suivant plusieurs directions. Les caractéristiques d'une mer réelle sont bien représentées par la description d'un état de mer au moyen d'un modèle de vague stochastique.

Le modèle de vague stochastique représente l'état de mer comme étant la superposition de nombreuses petites composantes de fréquences différentes, dont chacune est une vague périodique avec sa propre amplitude, sa propre fréquence et sa propre direction de propagation; les composantes ont entre elles des relations de phases aléatoires. Un état de mer de conception doit être décrit par un spectre de vagues, S_{η} , ainsi que par la hauteur des vagues significatives, H_s , une période d'énergie maximale du spectre, T_p , et une direction moyenne des vagues, θ_{wm} , ou une direction maximale des vagues, θ_{wp} . Le cas échéant, le spectre de vagues peut être complété par une fonction de propagation directionnelle. L'ISO 19901-1 spécifie des formulations de spectres normaux de vagues.

Des vagues périodiques ou régulières peuvent être utilisées comme une abstraction d'une mer réelle à des fins de calcul, sous réserve d'une justification appropriée. Une vague de calcul déterministe doit être spécifiée par sa hauteur, sa période et sa direction.

La corrélation des conditions de vent et des vagues doit être prise en compte pour la conception d'une FOWT. Cette corrélation doit être considérée comme une distribution de probabilités conjointes à long terme des paramètres pertinents, par exemple:

- vitesse moyenne du vent, V ;
- hauteur des vagues significatives, H_s ;
- période d'énergie maximale du spectre, T_p ; et
- profondeur d'eau, d .

La distribution de probabilités conjointes de ces paramètres est influencée par les conditions locales du site, telles que le fetch, la profondeur d'eau, la bathymétrie, etc. La distribution doit donc être déterminée à partir de mesurages de longue durée appropriés et/ou par l'utilisation de techniques numériques de rétrosimulation, selon la méthode appropriée (se reporter au 6.4.4).

La corrélation des conditions normales de vent et des vagues doit également prendre en compte le désalignement du vent et des vagues, c'est-à-dire les directions moyennes du vent et des vagues (la séparation de la mer de vent et de la houle peut également être prise en compte). Les distributions multidirectionnelles des directions du vent et des vagues peuvent influencer de manière significative sur les charges agissant sur la structure de support. L'importance de cette influence dépend de la nature de la directionnalité du vent et des vagues et des propriétés de la structure de support, telles que les fréquences propres, l'amortissement modal, les profils de modes et la symétrie géométrique. Le concepteur peut, dans certains cas, démontrer par une analyse appropriée qu'il est prudent et donc acceptable de considérer par hypothèse que le vent et les vagues sont alignés (codirectionnels) et agissent dans une même direction (unidirectionnelle), qui représente le cas le plus défavorable.

En variante, le concepteur peut démontrer par une analyse appropriée qu'il est prudent et donc acceptable de considérer par hypothèse que le vent et les vagues sont désalignés et agissent dans deux directions les plus défavorables (par exemple, un désalignement de 90° peut être le cas le plus défavorable en raison du manque d'amortissement aérodynamique qui en résulte). Les hypothèses concernant les directions du vent et des vagues sont prises en compte pour chaque cas de charge pour la conception en 7.4.

En tenant compte du désalignement du vent et des vagues, toute précaution doit être prise pour assurer la fiabilité des données de direction et des techniques de modélisation de l'éolienne (se reporter au 7.5).

L'événement combiné du vent, des vagues et du niveau d'eau extrêmes, et les autres paramètres appropriés doivent assurer que les actions environnementales extrêmes globales avec des périodes de retour de 1 an et de 50 ans sont prises en compte. Les propriétés géométriques et dynamiques de la structure de support peuvent impliquer que plusieurs événements combinés doivent être spécifiés.

Les modèles de vagues sont définis du 6.3.3.2.2 au 6.3.3.2.5 en matière de représentations de l'état de mer, y compris les modèles de vagues linéaires stochastiques et les vagues de calcul non linéaires régulières. Les modèles de vagues stochastiques doivent être fondés sur un spectre de vagues approprié au site prévu de la FOWT.

Tant que l'état de mer est stationnaire, H_s et T_p sont indépendantes de la période de référence. Pour déterminer la distribution de probabilités conjointes de V_{moyeu} , H_s , et T_p , une période d'intégration d'une heure doit être utilisée pour définir la vitesse moyenne du vent par rapport à laquelle corrélérer la hauteur des vagues significatives et la période d'énergie maximale du spectre.

Dans tous les cas, la propagation de la vague peut être importante pour le calcul de charge de la FOWT et il convient de la prendre en compte. La négligence de la propagation peut entraîner des résultats moins prudents (par exemple, la sous-estimation du mouvement de lacet fluctuant de la sous-structure flottante), ce qui est différent pour les éoliennes fixes. Voir l'Annexe O, l'Annexe P et l'ISO19901-1 pour des informations plus détaillées sur la propagation des vagues.

6.3.3.2.2 État de mer normale (NSS)

La hauteur des vagues significatives, la période d'énergie maximale du spectre et la direction, pour chaque état de mer normale doivent être choisies, ainsi que la vitesse moyenne du vent associée, en s'appuyant sur la distribution de probabilités conjointes à long terme des paramètres océano-météorologiques appropriés au site prévu.

Pour des calculs de charge de fatigue, le concepteur doit assurer que le nombre et la résolution des états de mer normale pris en compte sont suffisants pour représenter le dommage par fatigue associé à la distribution globale à long terme des paramètres océano-météorologiques.

Pour les calculs de charges ultimes, les états de mer normale pris en compte doivent être les états caractérisés par la valeur prévue de la hauteur des vagues significatives, H_s , et de la période d'énergie maximale du spectre, T_p , conditionnée par une valeur donnée de la vitesse moyenne du vent. Le concepteur doit tenir compte de la plage des périodes d'énergie maximale du spectre, T_p , appropriée à chaque hauteur des vagues significatives. Les calculs de conception doivent être fondés sur les valeurs de la période d'énergie maximale du spectre générant les plus fortes charges auxquelles la FOWT est soumise.

6.3.3.2.3 État de mer forte (SSS)

Le modèle d'état de mer forte doit être considéré conjointement avec des conditions normales de vent pour calculer les charges ultimes d'une FOWT, pendant la production d'électricité. Le modèle d'état de mer forte associe un état de mer forte à chaque vitesse moyenne du vent, dans la plage correspondant à la production d'électricité. La hauteur des vagues significatives $H_{s,SSS}(V)$, pour chaque état de mer forte doit être en général déterminée par l'extrapolation des données océano-météorologiques spécifiques au site appropriées, de sorte que la combinaison de la hauteur des vagues significatives et de la vitesse moyenne du vent ait une période de retour de 50 ans. Il est recommandé d'effectuer l'extrapolation des données océano-météorologiques en utilisant la méthode dite méthode de la fiabilité du premier ordre inverse (IFORM, *Inverse First Order Reliability Method*). Cette méthode est décrite à l'Annexe D qui fournit également des recommandations concernant le mode de détermination de $H_{s,SSS}(V)$ à partir des conditions d'environnement spécifiques au site. L'Annexe D fournit également des méthodes alternatives pour les contours d'environnement.

Pour améliorer la convergence, l'état de mer forte peut éventuellement inclure la hauteur extrême de vague individuelle qui, combinée à la période des vagues et à la vitesse moyenne du vent associées, a une période de retour de 50 ans. Dans ce cas, le concepteur doit tenir compte de la plage de périodes des vagues, T , appropriée à chaque hauteur de vague extrême. En l'absence d'une évaluation probabiliste plus élaborée, les calculs de conception doivent prendre pour hypothèse les valeurs de périodes des vagues comprises dans cette plage qui génèrent les plus fortes charges auxquelles une FOWT est soumise.

Pour toutes les vitesses moyennes du vent, la hauteur extrême inconditionnelle des vagues significatives, H_{s50} , avec une période de retour de 50 ans, peut être utilisée comme valeur prudente pour $H_{s,SSS}(V)$. De même, il est prudent d'adopter la hauteur extrême de vague individuelle H_{50} pour ladite hauteur de vague dans l'état de mer forte. Cette méthode peut être utilisée en l'absence d'informations définissant la distribution de probabilités conjointes à long terme du vent et des vagues.

6.3.3.2.4 État de mer extrême (ESS)

Le modèle d'état de mer extrême doit être pris en compte pour les actions environnementales globales combinées avec des périodes de retour de 1 an, 50 ans et de 500 ans. Il peut être nécessaire que le concepteur analyse de nombreux états de mer extrêmes combinés à différents niveaux d'eau, par exemple, afin de déterminer l'état ou les états de mer extrêmes appropriés de calcul (se reporter au 6.3.3.4.3 et au 6.3.3.3.5). La hauteur extrême des vagues significatives (H_{s500} , H_{s50} ou H_{s1}) doit être incluse dans l'état de mer et la hauteur extrême de vague individuelle (H_{500} , H_{50} ou H_1) peut éventuellement y être incluse pour améliorer la convergence. Dans ce cas, le concepteur doit tenir compte de la plage de périodes des vagues, T , appropriée à chaque hauteur de vague extrême. Les calculs de conception doivent prendre pour hypothèse les valeurs de périodes des vagues comprises dans cette plage qui génèrent les plus fortes charges auxquelles une FOWT est soumise.

L'état ou les états de mer extrêmes doivent être déterminés à partir d'une analyse des données océano-météorologiques spécifiques au site appropriées (c'est-à-dire des mesurages et/ou des données rétrosimulées) applicables au site de la FOWT (se reporter au 6.4.4).

En l'absence d'informations définissant la distribution de probabilités conjointes à long terme du vent et des vagues extrêmes, il doit être admis par hypothèse que la vitesse moyenne du vent extrême, établie au cours d'une durée de 10 min, avec une période de retour de 50 ans, se produit lors de l'état de mer extrême établi au cours d'une durée de 3 h, avec une période de retour de 50 ans. La même hypothèse doit s'appliquer par rapport à la combinaison de la vitesse du vent extrême établie au cours d'une durée de 10 min et de l'état de mer extrême établi au cours d'une durée de 3 h, avec une période de retour de 1 an. Lorsque la hauteur extrême de vague individuelle est utilisée, elle doit être admise par hypothèse comme se produisant aléatoirement lors de la simulation de l'état de mer extrême.

6.3.3.2.5 Vagues déferlantes

L'incidence des vagues déferlantes doit être évaluée lors de la conception d'une FOWT. Les vagues déferlantes sont classées en "glissantes", "plongeantes" ou "frontales", les deux premiers types étant adaptés aux sites convenant aux FOWT. La profondeur d'eau, la déclivité du fond océanique et la période des vagues déterminent s'il est prévu que la vague déferlante soit glissante ou plongeante. En outre, le déferlement des vagues peut être déclenché par la présence de la structure elle-même.

Des recommandations sont fournies à l'Annexe B concernant le calcul des charges appliquées par une vague déferlante à une structure de support de FOWT.

6.3.3.3 Courants marins

6.3.3.3.1 Généralités

Bien que les courants marins puissent, en principe, varier dans l'espace et dans le temps, ils sont généralement considérés comme un champ d'écoulement uniforme horizontal de vitesse et de direction constantes, qui ne varie qu'en fonction de la profondeur. Les composantes suivantes de la vitesse des courants marins doivent être prises en compte:

- les courants sous-marins générés par les marées, une marée de tempête et des variations de pression atmosphérique, etc.;
- les courants proches de la surface et produits par le vent.

La vitesse totale des courants est la somme vectorielle de ces composantes. Les vitesses des molécules d'eau et les vitesses des courants induites par les vagues doivent de même être additionnées vectoriellement. L'influence des courants marins sur la relation entre la longueur de vague et la période des vagues est généralement faible et peut être ignorée (se reporter au A.8.4.3 de l'ISO 19901-1 pour d'autres recommandations). D'autres composantes du courant spécifiques au site peuvent exister, telles que les courants de ressac, induits par des vagues proches du rivage s'écoulant parallèlement à la côte.

6.3.3.3.2 Courants sous-marins

Le profil des courants sous-marins peut être caractérisé par une loi de puissance simple appliquée à la profondeur d'eau d , où la vitesse des courants $U_{ss}(z)$ est définie en fonction de la hauteur z au-dessus du SWL:

$$U_{ss}(z) = U_{ss}(0) \left[(z + d)/d \right]^{1/7} \quad (3)$$

Les valeurs de vitesse à la surface de la mer $U_{ss}(0)$, pour des périodes de retour de 1 an et de 50 ans, peuvent être déterminées à partir de l'analyse des mesurages appropriés sur le site de la FOWT (se reporter au 6.4.4.3).

Généralement, il est prudent de prendre pour hypothèse que les courants sous-marins ont la même direction que celle des vagues.

6.3.3.3.3 Courants proches de la surface et produits par le vent

Le courant généré par le vent peut être caractérisé comme une distribution linéaire de la vitesse $U_w(z)$, se réduisant de la vitesse à la surface $U_w(0)$, à zéro à une profondeur de 20 m au-dessous du SWL:

$$U_w(z) = U_w(0) (1 + z/20) \quad (4)$$

Sur les sites au niveau desquels la profondeur d'eau est inférieure à 20 m, la vitesse des courants produits par le vent, au niveau du fond océanique n'est pas nulle.

Par hypothèse, la vitesse des courants marins de surface et produits par le vent peut être considérée comme ayant la même direction que le vent, et peut être estimée à partir de l'équation suivante:

$$U_w(0) = 0,01 V_{1\text{-heure}}(z = 10 \text{ m}) \quad (5)$$

où $V_{1\text{-heure}}(z = 10 \text{ m})$ est définie comme la valeur moyenne de la vitesse du vent pendant 1 h à une hauteur de 10 m au-dessus du SWL.

Les valeurs de $V_{1\text{-heure}}(z = 10 \text{ m})$, pour des périodes de retour de 1 an et de 50 ans, peuvent être déterminées à partir de l'analyse des mesurages appropriés sur le site de la FOWT. Ces vitesses de vent peuvent ensuite être utilisées dans l'Équation (5) pour estimer les valeurs de la vitesse des courants marins de surface et produits par le vent, pour des périodes de retour de 1 an et de 50 ans.

6.3.3.3.4 Modèle de courant normal (NCM)

Le modèle de courant normal est défini comme étant la combinaison appropriée et spécifique au site des courants produits par le vent et des courants de marée. Le modèle de courant normal exclut les courants sous-marins produits par les tempêtes. Les courants de marée normaux doivent être pris en compte comme étant la moyenne des vitesses des courants de marée.

Le modèle de courant normal doit être admis par hypothèse pour les cas de charge qui impliquent des conditions de vagues normales et fortes (NSS, SSS) et pour chaque cas de charge, la vitesse des courants produits par le vent peut être estimée à partir de la vitesse moyenne du vent correspondante (se reporter au 6.3.3.3.3).

6.3.3.3.5 Modèle de courant extrême (ECM)

Le modèle de courant extrême doit être pris en compte pour les cas de charge ultime associés à des conditions de vagues extrêmes (ESS). Les courants associés à l'ESS doivent entraîner des actions environnementales globales combinées à des périodes de retour de 1 an, 50 ans et de 500 ans et sont désignés par U_1 , U_{50} et U_{500} , respectivement. Les calculs de charge doivent être effectués en se fondant sur les courants qui génèrent les plus fortes charges auxquelles une FOWT est soumise.

Ces valeurs extrêmes doivent être déterminées à partir d'une analyse des données océano-météorologiques spécifiques au site appropriées (c'est-à-dire des mesurages et/ou des données rétrosimulées) applicables au site de la FOWT (se reporter au 6.4.4).

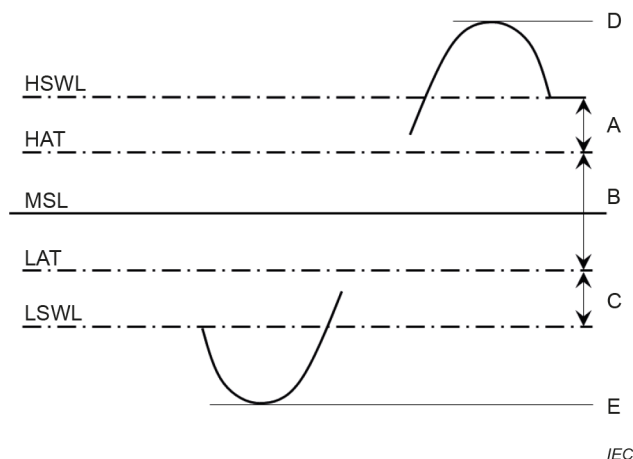
En l'absence d'informations définissant la distribution de probabilités conjointes à long terme des valeurs de vent extrême et des vagues extrêmes, il est prudent d'appliquer des courants avec une période de retour de 1 an et de 50 ans, et de considérer par hypothèse que le courant est codirectionnel aux vagues.

6.3.3.4 Niveau d'eau

6.3.3.4.1 Généralités

L'amplitude de la profondeur d'eau doit être déterminée lorsqu'elle est pertinente pour la conception de la FOWT.

Différents niveaux d'eau sont représentés à la Figure 4.



Légende

HSWL	niveau de l'eau au repos le plus haut	A	marée de tempête positive
HAT	marée astronomique la plus haute	B	amplitude de marée (égale à NWLR, voir le 6.3.3.4.2)
MSL	niveau moyen de la mer	C	marée de tempête négative
LAT	marée astronomique la plus basse	D	élévation de crête de vague maximale
LSWL	niveau de l'eau au repos le plus bas	E	hauteur de creux minimale

Figure 4 – Définition des niveaux d'eau

6.3.3.4.2 Amplitude du niveau d'eau normal (NWLR)

Par hypothèse, l'amplitude du niveau d'eau normal doit être prise égale à la différence à long terme entre la marée astronomique la plus haute (HAT) et la marée astronomique la plus basse (LAT).

La NWLR doit être admise par hypothèse pour les cas de charges de fatigue et de charges ultimes qui impliquent le modèle d'état de mer normale (NSS) fondé sur la distribution de probabilités conjointes des conditions d'état de mer et de vitesse du vent (H_s , T_p , V_{moyeu}). La NWLR doit également être admise par hypothèse pour les cas de charge ultimes associés:

- à l'état de mer forte (SSS);
- aux conditions de vagues avec une période de retour de 1 an.

Les calculs de charge ultimes doivent être effectués soit en se fondant sur le niveau d'eau compris dans la NWLR et entraînant les charges les plus élevées soit en considérant, de manière appropriée, la distribution de probabilités des niveaux d'eau compris dans la NWLR.

Pour les cas de charge ultimes associés au modèle stochastique d'état de mer forte (SSS), les niveaux d'eau correspondants à la NWLR peuvent entraîner la limitation des hauteurs de vagues due à la profondeur. Si tel est le cas, et afin d'éviter la limitation des hauteurs de vagues due à la profondeur, un niveau d'eau plus élevé compris dans l'amplitude du niveau d'eau extrême (EWLR) doit alors être admis par hypothèse.

Pour le calcul des charges hydrodynamiques de fatigue, le concepteur peut, dans certains cas, démontrer au moyen d'une analyse appropriée, que l'influence de la variation du niveau d'eau sur les charges de fatigue est négligeable ou peut être prise en compte de façon prudente en prenant pour hypothèse un niveau d'eau constant, supérieur ou égal au niveau moyen de la mer.

6.3.3.4.3 Amplitude du niveau d'eau extrême (EWLR)

L'amplitude du niveau d'eau extrême doit être admise par hypothèse pour les cas de charge ultime associés aux conditions de vagues avec une période de retour de 50 ans (ESS). La combinaison avec l'ESS doit entraîner des actions environnementales globales combinées à une période de retour de 50 ans. Il peut être nécessaire que le concepteur analyse un grand nombre de représentations de l'ESS combiné à différents niveaux d'eau. Les calculs de charge doivent être effectués en se fondant sur les niveaux d'eau générant les plus fortes charges auxquelles une FOWT est soumise. Les niveaux d'eau adéquats sur lesquels la conception s'appuie doivent être déterminés pour le calcul des charges hydrodynamiques, des surcharges de glace et de la flottabilité de la sous-structure flottante.

En l'absence de distribution de probabilités conjointes à long terme des paramètres océano-météorologiques, comprenant le niveau d'eau, le concepteur doit, au moins, effectuer des calculs fondés sur les niveaux d'eau suivants:

- le niveau de l'eau au repos le plus haut avec une période de retour de 50 ans, fondé sur une combinaison appropriée de la marée astronomique la plus haute et de la marée de tempête positive;
- le niveau de l'eau au repos le plus bas avec une période de retour de 50 ans, fondé sur une combinaison appropriée de la marée astronomique la plus basse et de la marée de tempête négative;
- le niveau d'eau associé à la charge la plus élevée induite par une vague déferlante.

6.3.3.5 Glace de mer/lac

À certains endroits, les charges de la structure de support flottante d'une FOWT dues à la glace de mer/lac peuvent être critiques. Les surcharges de glace peuvent être associées aux charges statiques d'un couvert de glace, ou aux charges dynamiques provoquées par le vent et par le mouvement des floes induit par le courant. Les floes en mouvement qui ont un effet sur la structure de support flottante pendant une longue durée peuvent entraîner d'importantes charges. Une évaluation spécifique au site de l'occurrence et des propriétés de la glace de mer/lac doit être entreprise, comme cela est indiqué en 6.4.4.5.

6.3.3.6 Concrétions marines

Les concrétions marines influent sur la masse, la configuration et la rugosité superficielle de la sous-structure flottante, du système de maintien en position et du système de câble dynamique d'une FOWT. En conséquence, les concrétions marines peuvent influencer sur les charges hydrodynamiques, la réponse dynamique, l'accessibilité et la vitesse de corrosion de la structure.

Les concrétions marines peuvent être considérables à certains endroits et doivent être prises en compte dans la conception de la structure de support de la FOWT.

Les concrétions marines sont grossièrement réparties en "organismes durs" (avec carapace: généralement des animaux comme des moules et des balanes) et en "organismes mous" (sans carapace: des algues et du varech). La croissance des organismes dits durs est généralement plus fine, mais conduit à une surface plus rugueuse qu'avec les organismes dits mous. Les organismes marins colonisent généralement une structure peu après l'installation, mais leur taux de croissance diminue après quelques années.

La nature et l'épaisseur des concrétions marines dépendent de la position de l'élément de structure par rapport au niveau de la mer, de l'orientation par rapport au courant dominant, de l'âge et de la stratégie de maintenance. Elles dépendent également d'autres conditions présentes sur le site, comme la salinité, la teneur en oxygène, la valeur du pH, le courant et la température.

L'environnement donnant lieu à la corrosion est habituellement modifié par les concrétions marines de la zone immergée supérieure de la structure de support de FOWT et de sa partie inférieure de la zone d'éclaboussure. Selon le type de concrétions marines et d'autres conditions locales, l'effet global résultant peut consister à activer ou à retarder l'attaque de la corrosion. L'activation des processus de corrosion par les concrétions marines (par exemple, par des métabolites corrosifs) est communément appelée corrosion microbiologique (MIC). Les concrétions marines peuvent, par la suite, perturber les dispositifs de lutte contre la corrosion, y compris les revêtements/gainages et la protection cathodique.

En raison des incertitudes impliquées par les hypothèses relatives aux concrétions marines, il convient de prévoir une stratégie d'inspection et d'élimination éventuelle de ces dernières, dans le cadre de la conception de la FOWT. La fréquence, la méthode d'inspection et les critères d'élimination des concrétions marines doivent être fondés sur l'effet de celles-ci sur la fiabilité structurelle d'une FOWT, et sur l'étendue de l'expérience acquise en la matière, dans les conditions spécifiques qui prévalent sur le site.

6.3.3.7 Mouvement du plancher océanique et affouillement

Les ancres d'une FOWT doivent être conçues en tenant compte de l'influence du mouvement du plancher océanique et de l'affouillement. L'analyse du mouvement du plancher océanique et de l'affouillement, ainsi que la conception d'une protection appropriée doivent être conformes aux exigences de l'ISO 19901-4 et de l'ISO 19901-7. Les exigences concernant l'évaluation des conditions du plancher océanique sont indiquées en 6.4.4.7.

6.3.4 Conditions relatives au réseau d'alimentation électrique

Les conditions aux bornes d'une FOWT doivent être déterminées pour l'installation spécifique comme cela est décrit en 6.4.6.

6.3.5 Autres conditions d'environnement

Des conditions d'environnement (climatiques) autres que les conditions maritimes et de vent peuvent compromettre l'intégrité et la sécurité d'une FOWT, du fait de leur action thermique, photochimique, corrosive, mécanique ou électrique, ou d'une autre action physique. D'autre part, les combinaisons des paramètres climatiques peuvent accroître leurs effets.

Les autres conditions d'environnement suivantes doivent au moins être prises en compte et l'action résultante doit être stipulée dans les documents de conception:

- la température de l'air;
- l'humidité;
- la masse volumique de l'air;
- le rayonnement solaire;
- la pluie, la grêle, la neige et la glace;
- l'accumulation de glace et de neige;
- les substances chimiques actives;
- les particules mécaniquement actives;
- la salinité provoquant une corrosion;
- la foudre;
- la sismicité entraînant des séismes et/ou des tsunamis;
- la densité de l'eau;
- la température de l'eau.

Les conditions climatiques prises en compte doivent être définies en tant que valeurs représentatives ou limites des conditions variables. La probabilité d'occurrence simultanée des conditions climatiques doit être prise en compte lors du choix des valeurs de calcul.

Les variations des conditions climatiques dans les limites normales correspondant à une période de retour d'un an ou à une période plus courte, ne doivent pas interférer avec le fonctionnement normal pour lequel une FOWT est conçue.

À moins qu'une corrélation existe, d'autres conditions d'environnement extrêmes selon le 6.4.5.3 doivent être combinées aux conditions normales de vent selon l'IEC 61400-1 et aux conditions maritimes normales selon le 6.3.3.

Il convient d'accorder une attention particulière à l'évaluation de l'analyse sismique dans le cas des sous-structures flottantes de type TLP/TLB, voir l'Annexe H.

6.4 Évaluation des conditions externes sur un site de FOWT

6.4.1 Généralités

Les conditions externes sur un site de FOWT doivent être évaluées conformément aux exigences des paragraphes suivants.

Les facteurs de sécurité partielle pour les charges référencées en 7.6.2.2 prennent pour hypothèse que l'évaluation sur site des conditions océano-météorologiques normales et extrêmes a été effectuée selon les exigences minimales du présent 6.4.

6.4.2 Base de données océano-météorologiques

Une base de données océano-météorologiques spécifique au site doit être établie et contenir les informations concernant:

- les vitesses et directions des vents;
- les hauteurs des vagues significatives, les périodes et directions des vagues;
- les statistiques de corrélation entre les vents et les vagues;
- les vitesses et directions des courants;
- les niveaux d'eau;
- l'occurrence et les propriétés de la glace de mer/lac et l'occurrence de leurs directions et vitesses de dérive;
- l'occurrence du givrage de l'éolienne et de sa structure de support de FOWT;
- d'autres paramètres océano-météorologiques pertinents, tels que les températures de l'air et de l'eau et leur masse volumique et densité respectives, la salinité de l'eau, la bathymétrie du site, les concrétions marines, etc.

La base de données peut être établie à partir de mesurages spécifiques au site appuyés, le cas échéant, par des simulations numériques (rétrosimulations). Si des mesurages spécifiques au site sont utilisés, les résultats doivent être généralement corrélés aux données d'un emplacement proche du site, pour lequel des mesurages de longue durée existent, sauf s'il peut être démontré qu'il s'agit de résultats prudents. La période de surveillance des mesurages spécifiques au site doit être suffisante pour assurer des statistiques fiables pour les différents paramètres, ainsi que pour la distribution de probabilités conjointes de ces paramètres. Si seule une analyse de corrélation des données mesurées doit être effectuée, il convient que l'emplacement des mesurages de longue durée se situe à moins de 50 km du site prévu de la FOWT, de même qu'il convient que la profondeur d'eau, le fetch et la bathymétrie soient identiques aux deux emplacements. En corrélant les données à long terme avec les données à court terme spécifiques au site d'une éolienne, il convient de veiller à ce que la corrélation soit adéquate et que l'incertitude de l'analyse de corrélation puisse être estimée. Si le site des mesurages de longue durée se situe à plus de 50 km du site prévu de l'éolienne, il est également recommandé d'effectuer des simulations numériques (rétrosimulations) pour évaluer les statistiques océano-météorologiques du site. Généralement, les mesurages de longue durée spécifiques au site ne doivent pas être exigés lors de la corrélation avec des données à long terme appropriées d'un emplacement proche du site, ou lorsque des outils numériques peuvent être appliqués de manière fiable pour transposer les données à long terme au site de l'éolienne.

Les mesurages des séries temporelles peuvent être d'une importance particulière, afin de caractériser les hauteurs, périodes et spectres de vagues sur des sites en eaux peu profondes.

Lors de l'évaluation de la qualité et de la quantité des données, il convient d'accorder une attention particulière au caractère approprié de ces dernières par rapport à l'extrapolation des événements très peu fréquents.

6.4.3 Évaluation des conditions de vent

6.4.3.1 Généralités

Les paramètres du vent sur le site doivent être soit mesurés et extrapolés soit calculés au moyen de méthodes appropriées (par exemple, mesurages de surveillance réalisés sur le site, enregistrements à long terme de stations météorologiques locales, modèles de simulation ou codes et normes au niveau local). Les méthodes décrites en 11.3 de l'IEC 61400-1:2019 et l'IEC 61400-15-1 s'appliquent avec les écarts spécifiés ci-dessous.

Les valeurs des paramètres suivants doivent être estimées sur le site de l'éolienne outre les valeurs spécifiées dans l'IEC 61400-1:

- la vitesse moyenne du vent extrême à hauteur du moyeu, $V_{1,\text{moyeu}}$, établie au cours d'une durée de 10 min, avec une période de retour de 1 an;
- l'écart-type de la vitesse du vent $\hat{\sigma}$ par rapport aux turbulences ambiantes (estimé comme la valeur moyenne de l'écart-type de la composante longitudinale) et l'écart-type $\hat{\sigma}_\sigma$ de $\hat{\sigma}$ à V_{moyeu} entre V_{int} et V_{ext} et V_{moyeu} égal à V_{ref} .

Des valeurs élevées de cisaillement du vent ont été consignées pendant des durées prolongées pour certaines zones liées à un écoulement ou des modifications de rugosité très importantes. Toutefois, pour les modèles de rafales qui utilisent le profil moyen du vent (c'est-à-dire EOG, ECD, EWS comme cela est défini dans l'IEC 61400-1), le cisaillement peut être considéré par hypothèse comme égal au cisaillement du vent moyen. Cette situation est justifiée parce que ces modèles sont concernés par des rafales produites par des turbulences, ce qui implique le caractère approprié des valeurs de cisaillement associées à des niveaux de turbulence élevés.

L'intervalle de tout échantillonnage de la vitesse du vent utilisé ci-dessus doit être de 2 m/s ou moins, et les secteurs de direction du vent doivent être de 30° ou moins. L'IEC 61400-1 exige que tous les paramètres, sauf la masse volumique de l'air, soient disponibles en tant que fonctions de la direction du vent, et donnés comme des valeurs moyennes établies au cours d'une durée de 10 min. Étant donné que l'environnement en mer présente généralement une variation moins directionnelle que l'environnement sur terre, la fourniture d'informations omnidirectionnelles concernant les paramètres tels que le cisaillement et les turbulences est acceptable sauf si les effets côtiers dans le cas de sites proches de la côte ou les obstacles à proximité immédiate l'excluent.

Les paramètres de vent extrême sur le site doivent être:

- mesurés dans la plage comprise entre $0,2 V_{\text{ref}}$ et $0,4 V_{\text{ref}}$ et extrapolés; ou
- déduits d'une analyse de corrélation de mesurages de surveillance de courte durée réalisés sur le site, et d'enregistrements à long terme provenant de stations météorologiques locales ou à partir de codes ou de normes au niveau local; ou
- fondés sur l'expérience acquise avec les sites proches. Dans ce cas, l'hypothèse de similitude entre les sites doit être justifiée.

Lorsque les vitesses moyennes du vent extrême spécifiques au site ne sont disponibles que pour des périodes d'intégration supérieures à 10 min, les facteurs de conversion indiqués dans le Tableau 1 peuvent être utilisés pour estimer la vitesse moyenne du vent extrême établie au cours d'une durée de 10 min. Les facteurs indiqués dans ce tableau donnent le rapport entre la vitesse de vent extrême pour une période d'intégration donnée et la vitesse moyenne du vent extrême, établie au cours d'une durée de 10 min.

Tableau 1 – Conversion entre les vitesses de vent extrême de différentes périodes d'intégration

Période d'intégration	10 min	1 h	3 h
Facteur de correction relatif à la vitesse moyenne de vent, établie au cours d'une durée de 10 min	1,00	0,95	0,90

La distribution de probabilités à long terme de la vitesse moyenne du vent, V_{moyeu} , peut être considérée par hypothèse comme indépendante de la période d'intégration, pour des périodes comprises dans la plage de 10 min à 3 h³.

6.4.3.2 Conditions de vent définies dans l'IEC 61400-1 appliquées à la conception de l'ensemble rotor-nacelle

Dans le cas où les conditions de vent spécifiées dans l'IEC 61400-1 sont utilisées comme base de calcul de l'ensemble rotor-nacelle, les variations suivantes des valeurs des paramètres peuvent être admises par hypothèse:

- l'inclinaison du débit moyen par rapport à un plan horizontal est nulle;
- le profil du vent, $V(z)$, indique la vitesse moyenne du vent en fonction de la hauteur z , au-dessus du niveau de l'eau au repos. Dans le cas des classes normales d'éoliennes, le profil normal de la vitesse du vent est donné par la loi de puissance:

$$V(z) = V_{\text{hub}} \left(z / z_{\text{moyeu}} \right)^{\alpha} \quad (6)$$

³ Cette hypothèse peut ne pas être valide à la queue de la distribution de probabilités à long terme, pour des vitesses moyennes du vent qui dépassent V_{ext}

où, pour des conditions normales de vent, l'exposant de la loi de puissance, α , est de 0,14.

6.4.3.3 Évaluation des turbulences ambiantes d'écoulement libre

La valeur de l'écart-type des turbulences ambiantes d'écoulement libre doit être déterminée à l'aide de techniques statistiques appropriées appliquées aux données mesurées et de préférence filtrées/redressées. Lorsque des effets topographiques (ligne de rivage) ou d'autres effets locaux peuvent influencer l'intensité de turbulence, ils doivent être représentés dans les données. Les caractéristiques de l'anémomètre, le taux d'échantillonnage et le temps d'intégration utilisé pour obtenir des données mesurées doivent être pris en compte lors de l'évaluation de l'intensité de turbulence.

Lorsqu'aucune donnée relative aux turbulences sur le site n'est disponible, l'écart-type des turbulences, σ_1 , peut être estimé en utilisant le paramètre de rugosité de surface, z_0 , déduit de l'expression de Charnock pour les conditions atmosphériques quasi neutres:

$$z_0 = \frac{A_C}{g} \left[\frac{\kappa \times V_{\text{moyeu}}}{\ln(z_{\text{moyeu}}/z_0)} \right]^2 \quad (7)$$

où

g est l'accélération due à la pesanteur;

κ 0,4 est la constante de Von Karman; et

A_C est la constante de Charnock.

$A_C = 0,011$ est recommandé pour la mer ouverte et $A_C = 0,034$ peut être utilisé pour les emplacements proches des côtes. Le paramètre de rugosité de surface et l'écart-type des turbulences en résultant, calculé en utilisant l'équation de Charnock, s'appliquent pour les conditions de mer ouverte. Il convient d'accorder une attention particulière aux cas pour lesquels l'influence de la topologie du rivage et de la rugosité à terre peut entraîner des valeurs supérieures d'écart-type des turbulences. Il est recommandé d'utiliser la valeur supérieure du coefficient sauf si les données spécifiques au site confirment le contraire.

La rugosité de la surface de la mer augmente avec la vitesse du vent et l'intensité de turbulence augmente donc en fonction de la vitesse du vent dans des conditions quasi neutres. Il a été constaté sur de nombreux sites en mer que l'intensité de turbulence moyenne est élevée à des vitesses du vent faibles, diminue jusqu'à un niveau minimal à des vitesses du vent de 8 m/s à 12 m/s environ (à une hauteur de référence de 10 m), puis augmente lentement conjointement à la vitesse du vent.

Le paramètre de rugosité est obtenu en résolvant l'équation implicite ci-dessus et, à son tour, l'écart-type de la composante longitudinale de la vitesse du vent peut être calculé à partir de l'équation suivante:

$$\sigma_1 = \frac{V_{\text{moyeu}}}{\ln(z_{\text{moyeu}}/z_0)} + 1,28 \times d \times I_{15} \quad d = 4 \text{ m/s} \quad (8)$$

où I_{15} est la valeur moyenne de l'intensité de turbulence à hauteur du moyeu, déterminée à $V_{\text{moyeu}} = 15$ m/s. L'application de l'hypothèse de conditions quasi neutres (comme Équation (7)) produit généralement des valeurs moyennes faibles de l'écart-type de la composante

longitudinale de la vitesse du vent et n'est pas valable pour représenter les conditions cycloniques tropicales⁴.

Des modèles tenant compte de conditions atmosphériques non neutres en mer ont été proposés. Les modèles définis dans l'ouvrage "H. Wang, R. J. Barthelmie, S. C. Pryor et H. G. Kim, *A new turbulence model for offshore wind turbine standards*, Wind Energy, Volume 17, Issue 10, pages 1587–1604, octobre 2014" peuvent être appliqués en l'absence d'autres informations. Ils représentent trois niveaux différents de turbulences qui étendent la plage de turbulences en haute mer à des turbulences très proches du rivage avec un terrain complexe. La justification du niveau à adopter doit faire l'objet d'une attention particulière.

En l'absence de données convenables, spécifiques au site, pour estimer l'écart-type des turbulences avec une période d'intégration de 1 h, cet écart-type peut être considéré par hypothèse comme lié à l'écart-type des turbulences moyennes au cours d'une durée de 10 min par l'équation suivante:

$$\sigma_{i,1\text{-heure}} = \sigma_{i,10\text{-min}} + b; \quad b = 0,2 \text{ m/s} \quad (9)$$

6.4.3.4 Évaluation des effets de sillage provenant d'éoliennes voisines

L'évaluation des effets de sillage provenant d'éoliennes voisines doit être effectuée conformément aux exigences indiquées dans l'IEC 61400-1. L'Annexe E de l'IEC 61400-1:2019 spécifie des recommandations concernant les conditions spécifiques au site.

6.4.4 Évaluation des conditions maritimes

6.4.4.1 Évaluation des conditions de vagues extrêmes

Les paramètres suivants d'état de mer extrême doivent être estimés:

- la hauteur des vagues significatives avec une période de retour de 500 ans en prenant pour hypothèse une période de référence de 3 h, H_{s500} ;
- la hauteur des vagues significatives avec une période de retour de 50 ans en prenant pour hypothèse une période de référence de 3 h, H_{s50} ;
- la hauteur des vagues significatives avec une période de retour de 1 an en prenant pour hypothèse une période de référence de 3 h, H_{s1} ;
- La hauteur extrême de vague individuelle avec une période de retour de 500 ans, H_{500} et la plage associée de périodes des vagues;
- La hauteur extrême de vague individuelle avec une période de retour de 50 ans, H_{50} et la plage associée de périodes des vagues;
- La hauteur extrême de vague individuelle avec une période de retour de 1 an, H_1 et la plage associée de périodes des vagues;
- la hauteur de crête de vague extrême avec une période de retour de 50 ans.

La hauteur extrême des vagues significatives et la hauteur extrême de vague individuelle peuvent être déterminées de plusieurs manières. La méthode la plus appropriée est fondée sur une analyse statistique des hauteurs des vagues significatives de tempête enregistrées dans

⁴ L'écart-type $4\text{m/s} \times I_{15}$ dans l'Équation (8) diffère de $1,44\text{m/s} \times I_{15}$, valeur spécifiée dans l'IEC 61400-1, étant donné que des écarts-types significativement plus grands ont été enregistrés à certains emplacements en mer. Par conséquent, il convient d'évaluer soigneusement ce paramètre pour un site spécifique, en prenant en compte les informations disponibles provenant de sites similaires ou voisins. De plus, la spécification de l'intensité de turbulence à distribution de Weibull dans la définition de classe de l'IEC 61400-1 n'est généralement pas valable en mer, ce qui influence l'évaluation de ETM.

la base de données océano-météorologiques au-dessus d'un certain seuil. Les hauteurs extrêmes des vagues individuelles peuvent être établies par convolution de la distribution à long terme de la hauteur des vagues significatives H_s et de la période d'énergie maximale du spectre T_p , avec la distribution conditionnelle à court terme de la hauteur de vague individuelle H , étant donné la hauteur des vagues significatives H_s . Il est fait référence à l'Article 8 de l'ISO 19901-1. Les hauteurs des vagues extrêmes peuvent toutefois être limitées par la profondeur d'eau.

Des vagues déferlantes peuvent se produire sur le site d'une FOWT selon la profondeur d'eau, la déclivité du fond océanique, la hauteur de vague, la période et la cambrure de vague.

L'Annexe F fournit des recommandations concernant l'évaluation des conditions de vagues extrêmes dans des conditions cycloniques tropicales.

Dans le cas où les données océano-météorologiques ne permettent pas d'évaluer la hauteur de vague extrême et la plage de périodes des vagues associées en eaux profondes, il peut être admis par hypothèse que:

$$H = 1,86 H_s \quad (10)$$

obtenue comme la valeur maximale la plus probable dans un état de mer avec période de référence de 3 h et une hauteur des vagues significatives H_s , en prenant pour hypothèse une distribution de Rayleigh des hauteurs de vagues et 1 000 vagues, c'est-à-dire le quantile de dépassement de 0,1 % de ladite distribution. Associée à cette hauteur de vague, la plage suivante de périodes des vagues peut être appliquée:

$$11,1 \sqrt{H_s/g} \leq T \leq 14,3 \sqrt{H_s/g} \quad (11)$$

Il convient de noter que l'équation ci-dessus est la relation pour les vagues générées par le vent. Une FOWT peut être installée sur des sites où la houle peut avoir un impact important sur la réponse de la FOWT. Dans de tels sites, des périodes plus longues que la valeur spécifiée dans l'Équation (11) peuvent être observées. Pour plus de précisions, voir l'Annexe R.

Pour une hauteur de vague donnée, la période des vagues a une limite inférieure qui dépend de la profondeur, déterminée à partir de la limite de hauteur des vagues déferlantes. Noter qu'en eaux profondes, les rapports H_{50}/H_{s50} et H_1/H_{s1} se situent généralement dans la plage de 1,9 à 2,0. Pour les sites en eaux peu profondes pour lesquels il n'existe pas de mesurages, H_{50} et H_1 doivent être considérées par hypothèse comme égales à la hauteur des vagues déferlantes dans les cas où cette dernière est inférieure à 2,0 fois la valeur de la hauteur H_s appropriée.

6.4.4.2 Évaluation des conditions normales de vagues

Pour les états de mer normale, la base de données océano-météorologiques spécifique au site doit être analysée afin d'établir la distribution de probabilités conjointes à long terme des paramètres suivants:

- la vitesse moyenne du vent à hauteur du moyeu, V_{moyeu} ;
- la hauteur des vagues significatives, H_s ;
- la période d'énergie maximale du spectre, T_p .

Noter qu'il s'agit d'une exigence minimale et que, dans le cas où l'utilisation d'un spectre normal de vagues n'est pas appropriée, d'autres paramètres de vagues ou un spectre discret de vagues y compris un spectre bidimensionnel de fréquence et de direction peuvent être pris en compte. Par exemple, des paramètres supplémentaires sont nécessaires lorsque la houle et la vague induite par le vent sont toutes deux dominantes et que le spectre à deux crêtes est utilisé pour la conception.

En 6.3.3.2.2, la définition de NSS exige une période d'intégration de 1 h pour établir la distribution de probabilités conjointes à long terme de V_{moyeu} , H_s et T_p . Si les données statistiques conjointes disponibles pour V_{moyeu} , H_s , et T_p sont fondées sur une période d'intégration différente, elles doivent être converties pour correspondre à une période d'intégration de 1 h, pour ce qui concerne la vitesse du vent. La corrélation entre V_{moyeu} , H_s et T_p peut augmenter avec une plus longue période d'intégration, du fait que l'accumulation des vagues sous l'influence du vent se produit pendant plusieurs heures. Cependant, en fonction des caractéristiques spécifiques du site, la corrélation peut ne pas varier de manière significative avec la période d'intégration et il peut donc être raisonnable de prendre pour hypothèse que la distribution de probabilités conjointes à long terme de V_{moyeu} , H_s et T_p est indépendante de la période d'intégration.

Si cela est nécessaire, la distribution de probabilités conjointes doit être étendue pour inclure les directions du vent et des vagues, bien qu'il n'existe pas souvent de mesurages spécifiques au site, permettant de déterminer l'occurrence conjointe de ces cinq paramètres⁵. La résolution de la distribution de probabilités conjointes doit être telle que l'intervalle de tout échantillonnage de vitesse du vent soit de 2 m/s ou moins, que l'intervalle de tout échantillonnage de hauteur des vagues significatives soit de 0,5 m ou moins, et que l'intervalle de tout échantillonnage de période des vagues soit de 0,5 s ou moins. Les intervalles d'échantillonnage de hauteur des vagues significatives et de période des vagues peuvent être augmentés lorsque les charges de fatigue calculées ne sont pas moins prudentes; ceci peut être démontré en utilisant des valeurs représentatives appropriées. Si des données directionnelles sont disponibles, les largeurs des secteurs de direction du vent et des vagues doivent être de 30° ou moins.

6.4.4.3 Évaluation des courants

Outre leur effet sur les charges de la structure de support d'une FOWT, les courants influent sur l'emplacement et l'orientation des aires d'accostage de navires et des dispositifs de protection, et peuvent engendrer un affouillement du plancher océanique.

Les courants marins doivent être évalués en tenant compte des composantes associées aux marées, à la marée de tempête, aux courants produits par le vent et aux courants océaniques, lorsque ceux-ci sont pertinents pour le site de l'éolienne. La vitesse et les caractéristiques directionnelles de chaque composante significative du courant marin sur le site doivent être évaluées séparément.

Les vitesses des courants marins de surface extrêmes ayant des périodes de retour de 1 an, 50 ans et de 500 ans doivent être déterminées à partir de l'analyse de la base de données océano-météorologiques spécifique au site.

De manière générale, il n'existe aucune exigence concernant l'évaluation de la variation de la vitesse de courant spécifique au site avec la profondeur, et les profils normaux fournis en 6.3.3.3 peuvent être admis par hypothèse. Cependant, les mesurages de l'amplitude et de la direction du courant spécifiques au site sont recommandés pour améliorer les profils normaux. Pour les sous-structures flottantes amarrées à un seul point, le courant de surface est particulièrement important. Pour les sous-structures flottantes à forts tirants d'eau, la variation du courant en profondeur est particulièrement importante.

⁵ Noter qu'une hypothèse de codirectionnalité du vent et des vagues peut ne pas être prudente pour les sites qui présentent couramment un désalignement important entre les directions du vent et des vagues.

6.4.4.4 Évaluation du niveau de la mer, des marées et des marées de tempête

Le niveau d'eau moyen et la fluctuation de ce niveau sur le site de l'éolienne doivent être évalués afin de déterminer les paramètres suivants:

- le niveau moyen de la mer (MSL);
- la marée astronomique la plus haute (HAT) et la marée astronomique la plus basse (LAT);
- le niveau de l'eau au repos le plus haut (HSWL) incluant la marée de tempête de tempête positive;
- le niveau de l'eau au repos le plus bas (LSWL) incluant la marée de tempête négative.

Ces paramètres doivent être déterminés à partir de la base de données océano-météorologiques spécifique au site. Les évaluations précises de la marée de tempête exigent un ensemble de données enregistrées sur le long terme. Les mesurages de longue durée ou les rétrosimulations provenant d'un emplacement proche peuvent être utilisés conjointement avec des techniques de corrélation pour en déduire les caractéristiques de marée de tempête spécifiques au site.

6.4.4.5 Évaluation de la glace de mer/lac

Sur les sites auxquels la formation de glace est prévue, la conception des structures de support d'une FOWT doit prendre en compte les propriétés physiques de la glace.

Il convient que les documents de conception décrivent les propriétés de la glace spécifiques au site.

Il y a plusieurs paramètres à évaluer, dont certains peuvent être mesurés, d'autres calculés à partir de formules empiriques et d'autres déterminés à partir des sources de données historiques telles que les atlas des glaces.

Les paramètres les plus adaptés sont énumérés ci-dessous:

- l'épaisseur de couche de glace avec une période de retour de 50 ans, h_{50} ;
- les dimensions des blocs de glace épais d'étendue finie (telles que les ondins) contenus dans la glace qui peuvent interagir avec la structure, y compris l'épaisseur de couche consolidée h_c , avec une période de retour de 50 ans;
- le coefficient de résistance de la glace C_R ;
- la densité de la glace;
- la vitesse du courant à une profondeur de 1 m sous la surface inférieure de la glace;
- la vitesse du vent à une hauteur de 10 m de la surface, agissant sur les plaques et les ondins de glace;
- la fluctuation du niveau d'eau;
- la salinité de l'eau;
- la densité de l'eau;
- la masse volumique de l'air;
- les degrés-jour de gel;
- le coefficient de traînée du vent C_W ;
- le coefficient de traînée des courants C_W ;
- la fréquence des concentrations en glace.

6.4.4.6 Évaluation des concrétions marines

L'épaisseur des concrétions marines et sa dépendance à l'égard de la profondeur au-dessous du niveau de la mer doivent être évaluées à partir des recommandations applicables, de l'expérience locale et des mesurages existants. Des études spécifiques au site peuvent être nécessaires pour établir la nature, l'épaisseur probable et la dépendance à l'égard de la profondeur des concrétions marines.

NOTE Des informations concernant les concrétions marines sont disponibles pour certaines zones (mer du Nord, golfe Persique, côte de l'Afrique de l'Ouest, golfe du Mexique, côte de Californie, côte est du Canada; se reporter à l'ISO 19901-1).

6.4.4.7 Évaluation du mouvement du plancher océanique et de l'affouillement

La stabilité du plancher océanique doit être évaluée. Il doit être déterminé si la bathymétrie et la configuration du sol du site exigent de prendre en compte la possibilité d'une anomalie de déclivité, de glissements, d'éboulement de cavité ou de phénomènes d'érosion. En général, le tassement et la liquéfaction du sol doivent être pris en compte pour la conception des ancrs gravitaires.

À partir d'observations, les variations du fond océanique peuvent généralement être caractérisées par la combinaison des éléments suivants:

- un affouillement local caractérisé par un affouillement en cuvette à bords raides autour des éléments de structure tels que des pieux et des groupes de pieux lorsqu'ils sont utilisés comme des ancrs;
- un affouillement global caractérisé par des bassins d'érosion peu profonds de grande étendue autour d'une structure, probablement provoqué par des effets de l'ensemble de la structure, par de multiples interactions de structure, ou par une interaction entre les vagues, le sol et la structure;
- un mouvement sur l'ensemble du plancher océanique de bancs de sable, de crêtes et de hauts-fonds qui se produiraient même en l'absence de structure. Ces mouvements peuvent provoquer l'abaissement ou la remontée du fond océanique, ou des cycles répétés de ces phénomènes. L'adjonction de structures bâties peut modifier le régime local de transport de sédiments, ce qui peut aggraver l'érosion, entraîner une accumulation, ou n'avoir aucun effet.

Le mouvement du plancher océanique et l'affouillement peuvent entraîner l'élimination du support vertical et latéral des ancrs, entraînant des tassements et des déplacements des ancrs peu profonds, une surcharge des éléments d'ancrage et une modification des propriétés dynamiques de la FOWT non souhaitables. Lorsque l'affouillement est une possibilité à envisager, il doit être pris en compte dans la conception et/ou son atténuation doit être examinée. En général, les évaluations doivent suivre les procédures décrites en 6.3.4 et 6.3.5 de l'ISO 19901-4.

L'ampleur de l'affouillement et la protection exigée contre cet affouillement sur le site de la FOWT doivent être déterminées:

- à partir des enregistrements précédents provenant de sites voisins ou de sites présentant des caractéristiques similaires du fond océanique;
- à partir d'essais sur modèles; ou
- à partir de calculs étalonnés par des essais sur prototypes ou sur modèles.

6.4.5 Évaluation d'autres conditions d'environnement

6.4.5.1 Généralités

Les paramètres spécifiés en 6.3.5 doivent être évalués.

6.4.5.2 Autres conditions d'environnement normales

Les valeurs normales pour les paramètres d'environnement donnés ci-dessous peuvent être admises par hypothèse comme suit:

- une plage de températures de l'air ambiant comprise entre -10 °C et $+30\text{ °C}$;
- une humidité relative jusqu'à 100 %;
- une intensité du rayonnement solaire de $1\,000\text{ W/m}^2$;
- une masse volumique de l'air de $1,225\text{ kg/m}^3$;
- une densité de l'eau de $1\,025\text{ kg/m}^3$;
- une plage de températures de l'eau comprise entre 0 °C et $+30\text{ °C}$.

Lorsqu'il n'existe pas de données relatives au site pour la masse volumique de l'air, il doit être admis par hypothèse que celle-ci est cohérente avec l'ISO 2533, corrigée de manière appropriée pour tenir compte de la température moyenne annuelle.

Lorsque des conditions externes complémentaires sont spécifiées par le concepteur, les paramètres et leurs valeurs doivent également être indiqués dans les documents de conception et être conformes aux exigences de l'IEC 60721-2-1.

6.4.5.3 Autres conditions d'environnement extrêmes

6.4.5.3.1 Généralités

Les autres conditions d'environnement extrêmes qui doivent être prises en compte dans la conception d'une FOWT comprennent la température, la foudre, la glace et les séismes.

6.4.5.3.2 Température

En l'absence de données spécifiques au site, la plage de températures extrêmes de l'air ambiant pour les FOWT peut être admise par hypothèse comme étant comprise entre -15 °C et $+40\text{ °C}$.

En l'absence de données spécifiques au site, la plage de températures extrêmes de l'eau pour les FOWT peut être admise par hypothèse comme étant comprise entre -2 °C et $+35\text{ °C}$.

6.4.5.3.3 Foudre

Les dispositions relatives à la protection contre la foudre exigées dans l'IEC 61400-24 peuvent être considérées comme adéquates pour les FOWT.

6.4.5.3.4 Givrage

Aucune exigence minimale de protection contre la glace n'est indiquée concernant les FOWT relevant des classes normales d'éoliennes. L'accumulation de glace sur les pièces de l'éolienne doit être prise en compte du fait:

- de l'humidité et des débris aux températures autour et au-dessous de 0 °C ;
- des embruns des crêtes de vagues aux températures inférieures à 0 °C .

6.4.5.3.5 Séismes

Le cas échéant, l'évaluation des conditions sismiques doit être effectuée, voir l'Annexe H.

6.4.6 Évaluation des conditions du réseau électrique

Pour l'évaluation des conditions du réseau électrique, il est fait référence au 11.7 de l'IEC 61400-1:2019. En l'absence de données relatives au site, une perte de connexion électrique au cours d'une durée continue de 3 mois doit être considérée comme la condition extrême.

6.4.7 Évaluation des conditions du sol

Des investigations du sol doivent être effectuées afin de fournir les informations adéquates permettant de caractériser les propriétés du sol, dans toute la profondeur et dans toute la zone qui affectent ou sont affectées par l'ancre. Les investigations doivent généralement inclure les éléments suivants:

- un relevé géologique du site;
- un relevé bathymétrique de la surface du fond océanique comprenant le repérage des rochers, des bancs de sable ou des obstacles présents sur le fond océanique;
- une investigation géophysique;
- des investigations géotechniques composées d'essais sur site et en laboratoire.

Pour développer les paramètres de conception exigés pour l'ancre, les données obtenues pendant les investigations doivent être appréciées conjointement avec une évaluation de la géologie des eaux peu profondes de la région, le cas échéant. Si la pratique le permet, il convient de définir le prélèvement de sol et le programme des essais après revue des résultats géophysiques.

Les investigations du sol doivent inclure un ou plusieurs sondages de sol afin de fournir les échantillons du sol destinés aux essais sur site et en laboratoire, pour déterminer des données appropriées à la définition des propriétés techniques. Le nombre et les profondeurs des sondages exigés doivent dépendre du nombre et de l'emplacement des ancrages des éoliennes dans le parc d'éoliennes en mer, de la variabilité du sol à proximité du site, du type d'ancre, et des résultats de toutes les investigations géophysiques préliminaires. Dans un grand parc d'éoliennes en mer, il convient de collecter les trous de forage pour au moins 10 % de l'ensemble des emplacements des ancrages. Les essais de pénétration au cône (CPT) et les sondages en vibro-carottage en eaux peu profondes peuvent être utilisés pour compléter des sondages de sol, lors de l'investigation du sol. Les données relatives au sol et spécifiques au site doivent être en principe établies pour chaque ancre à l'intérieur du parc éolien. Les CPT peuvent être utilisés à cet effet aux emplacements de l'éolienne non soumis à un sondage du sol. Pour l'étalonnage des CPT, un CPT doit être réalisé à proximité immédiate de l'un des sondages du sol.

NOTE D'autres recommandations concernant le matériel et les procédures d'investigation des sols marins sont données dans l'ISO 19901-8. L'ISO 19901-10 fournit des recommandations sur les investigations géophysiques marines.

L'investigation du sol doit fournir les données suivantes qui servent de base à la conception des ancrages:

- les données destinées à la classification du sol et sa description;
- les paramètres de résistance au cisaillement, y compris les effets de dégradation du sol s'ils sont pertinents pour le type d'ancre;
- les propriétés de déformation, y compris les paramètres de consolidation s'ils sont pertinents pour le type d'ancre;
- la perméabilité, si elle est pertinente pour le type d'ancre;
- les paramètres de déformabilité et d'amortissement pour la prévision des propriétés dynamiques de la structure de la FOWT, s'ils sont pertinents pour le type d'ancre.

Pour chaque couche du sol, ces propriétés techniques doivent être soigneusement évaluées au moyen d'essais sur site et en laboratoire appropriés.

L'évaluation des conditions du sol doit également prendre en compte le potentiel de liquéfaction du sol, le tassement à long terme et le déplacement de l'ancre, ainsi que le sol environnant, les caractéristiques de stabilité hydrauliques et de stabilité du sol.

7 Conception structurelle

7.1 Généralités

La FOWT doit être conçue conformément au présent article. Les exigences supplémentaires pertinentes pour la conception des sous-structures flottantes doivent être conformes aux paragraphes applicables de l'ISO 19904-1, en tenant compte du niveau d'exposition défini en 5.3.

Le système de maintien en position doit être conçu conformément à l'Article 14.

L'intégrité des composants porteurs de la structure d'une FOWT doit être vérifiée et un niveau de sécurité acceptable doit être déterminé par rapport aux exigences spécifiées. La résistance ultime et la résistance à la fatigue des éléments de structure doivent être vérifiées par des calculs, des essais ou les deux afin de démontrer l'intégrité structurelle d'une FOWT avec le niveau de sécurité approprié.

Les calculs doivent être réalisés à l'aide des méthodes appropriées. Les descriptions des méthodes de calcul doivent être fournies dans les documents de conception. Les descriptions doivent comporter des preuves de la validité des méthodes de calcul ou des références aux études de validation adaptées. Le niveau de charge dans tout essai de vérification de résistance doit correspondre aux facteurs de sécurité appropriés pour les charges caractéristiques selon le 7.6.

Les résonances de la structure de support, du rotor et de la transmission de la FOWT doivent être identifiées pour la plage de fréquences jusqu'à et y compris 2 fois l'excitation de fréquence de passage des pales. Les résonances possibles doivent être étudiées à des niveaux de turbulence correspondant à 30 % des turbulences de calcul de classe C NTM pour le DLC 1.2. Lorsque des charges résonantes élevées sont constatées à des turbulences faibles, des mesures doivent être prises pour éviter les résonances ou doivent être incluses dans les charges pour la conception.

7.2 Méthodologie conceptuelle

Il doit être vérifié que les états limites ne sont pas dépassés pour la conception de la FOWT.

Les calculs de conception doivent être fondés sur des méthodes validées et des codes reconnus.

7.3 Charges

7.3.1 Généralités

Les charges décrites en 7.3.2, 7.3.3, 7.3.4, 7.3.5, 7.3.6 et 7.3.7 doivent être prises en compte dans les calculs de conception.

7.3.2 Charges d'inertie et gravitationnelles

Les charges d'inertie et gravitationnelles sont des charges statiques et dynamiques résultant de la gravité, des vibrations, de la rotation et, le cas échéant, de l'activité sismique.

Les charges d'inertie, y compris les charges gyroscopiques, revêtent une importance particulière pour les FOWT en raison de leur conformité supplémentaire potentielle et de leur réponse dynamique accrue par rapport aux charges aérodynamiques et hydrodynamiques.

7.3.3 Charges aérodynamiques

Les charges aérodynamiques sont des charges statiques et dynamiques provoquées par l'écoulement d'air et son interaction avec les pièces fixes et mobiles des éoliennes.

L'écoulement d'air dépend de la vitesse moyenne du vent et des turbulences auxquelles est soumis le plan du rotor, de la vitesse de rotation du rotor, de la densité de l'air et des formes aérodynamiques des composants de l'éolienne et de leurs effets interactifs, y compris les effets aéroélastiques.

L'interaction aérodynamique entre l'écoulement d'air et la FOWT est particulièrement importante en raison de la conformité supplémentaire et de la réponse dynamique accrue de ceux-ci. L'interaction des mouvements de translation et de rotation potentiellement importants de la sous-structure flottante avec la charge aérodynamique du RNA et du mât doit être prise en compte, y compris les effets aéroélastiques et les effets dynamiques et aérodynamiques instationnaires globaux et locaux associés (par exemple, écoulement entrant dynamique, écoulement entrant oblique, sillage incliné, caractéristiques aérodynamiques instationnaires des profils portants, y compris décrochage dynamique, interaction pale-tourbillons). Les charges de vent sur la sous-structure flottante doivent également être prises en compte, le cas échéant.

7.3.4 Charges de manœuvre

Les charges de manœuvre résultent du fonctionnement et de la commande des FOWT. Elles relèvent de plusieurs catégories, comprenant la commande du couple provenant d'un générateur/onduleur, les charges de manœuvre du lacet de la nacelle et du pas de pale et les charges de freinage mécanique. Dans chaque cas, il est important que le calcul de la réponse et des charges prenne en compte la plage des forces de manœuvre disponibles, y compris le frottement. En particulier, pour les freins mécaniques, la plage de frottement, la force ou la pression de ressorts influencée par la température et le vieillissement, doivent être prises en compte dans la vérification de la réponse et des charges au cours de tout freinage.

7.3.5 Charges hydrodynamiques

Les charges hydrodynamiques sont des charges dynamiques provoquées par l'écoulement d'eau et son interaction avec la structure de support d'une FOWT.

Les charges hydrodynamiques dépendent de la cinématique de l'écoulement d'eau, de la densité de l'eau, de la profondeur de l'eau, de la forme de la sous-structure flottante et de leurs effets interactifs, y compris les effets hydroélastiques.

Lorsque les courants sont inclus dans les évaluations de conception, l'accélération de convection du fluide avec le courant peut également influencer sur la charge de fluide-inertie de la sous-structure flottante.

Un espace libre dans l'air positif doit être assuré pour les structures principales de la structure de support d'une FOWT qui ne sont pas conçues pour être exposées à des charges hydrodynamiques. Un espace libre dans l'air suffisant doit également être assuré pour le point le plus bas des pales de l'éolienne. L'évaluation de l'espace libre dans l'air doit tenir compte de la réponse pour une période de retour de 50 ans. Le mouvement du flotteur doit être pris en compte dans l'évaluation, en plus de l'asymétrie de la vague, de l'effet de la diffraction/radiation et du niveau de l'eau au repos. Des méthodes reconnues et étalonnées pour l'évaluation de l'espace libre dans l'air ont été développées et peuvent être utilisées lorsque leur validité est prouvée (voir l'Annexe B). Il convient d'appuyer les méthodes choisies par des essais sur modèles appropriés. En variante, l'espace libre dans l'air peut être estimé directement à partir du tableau des cas de charge DLC (Tableau 2). Il convient que l'espace libre dans l'air destiné à la méthode alternative soit supérieur ou égal à $0,2 \times H_{s50}$, avec une valeur minimale de 1,5 m. L'évaluation de l'espace libre dans l'air destiné à la méthode alternative peut suivre les étapes suivantes:

- déterminer la réponse maximale (remontée d'eau) à partir de la série temporelle des réponses pour chaque réalisation (vitesse) d'une condition de vague/vent/directionnalité donnée;
- calculer la valeur moyenne de toutes les réponses maximales déterminées à partir de l'utilisation de différentes réalisations pour la même condition de vague/vent/directionnalité;
- déterminer la valeur moyenne la plus élevée parmi toutes les conditions de vent/vague/directionnalité évaluées;
- évaluer l'espace libre dans l'air en fonction de la remontée d'eau estimée.

Pour les sites avec lesquels les conditions extrêmes sont dues à des cyclones tropicaux, les lignes directrices régionales qui permettent de déterminer l'espace libre dans l'air doivent être prises en compte.

Il convient de prendre en compte les charges hydrodynamiques résultant du "déferlement" des vagues, en particulier pour la conception des plateformes externes et des équipements accessoires. Le déferlement des vagues est principalement influencé par la configuration de la structure, la hauteur des vagues et la cambrure des vagues et est généralement déterminé par des essais sur modèles.

En outre, il convient d'évaluer le cas échéant, les charges par suite d'un choc avec les vagues, y compris le tossage et le cognement (voir l'Annexe B pour les définitions), le ballonnement des vagues et l'embarquement d'eau conforme à l'ISO 19904-1, en tenant compte du niveau d'exposition défini en 5.3. Par souci de clarté, il est à noter que, dans l'ISO 19904-1, les charges actuelles de "tossage" et de "cognement" entrent toutes deux dans la catégorie du "tossage".

7.3.6 Surcharges de glace de mer/lac

Les surcharges de glace de mer/lac doivent être prises en compte, le cas échéant. Voir le 7.5.4.

7.3.7 Autres charges

D'autres charges, telles que les charges de sillage, les charges par suite d'un choc avec un navire, les vibrations induites par les tourbillons, etc. peuvent exister et doivent être prises en compte le cas échéant. Pour les autres charges associées à un climat froid, voir l'Article 14 et l'Annexe L de l'IEC 61400-1:2019.

Les effets de sillage des FOWT voisines pendant la production d'électricité doivent être pris en compte pour toutes les vitesses et directions pertinentes du vent ambiant. L'évaluation de l'adéquation d'une FOWT sur un site dans un parc d'éoliennes en mer doit tenir compte des caractéristiques déterministes et turbulentes de l'écoulement associées aux sillages uniques ou multiples des éoliennes au vent. Il convient de prendre en compte les effets suivants sur la structure, la récupération et l'étendue géométrique des sillages amont:

- variation de l'espacement entre les éoliennes en raison des mouvements de la sous-structure flottante;
- inclinaison statique et mouvements transitoires des éoliennes au vent dans tous les degrés de liberté.

Le sillage derrière une éolienne introduit un déficit de vitesse du vent qui tend à former des méandres en plus des turbulences supplémentaires par rapport aux composantes du courant libre naturel. Lorsque les sillages d'une ou de plusieurs éoliennes au vent empiètent partiellement sur un rotor sous le vent, d'importantes charges asymétriques (y compris les charges de lacet) peuvent être produites sur le rotor sous le vent. Ces charges et la réponse au mouvement dynamique qui en résulte peuvent être particulièrement importantes dans les FOWT qui sont souples en lacet en raison de la configuration de leur système de maintien en position. Il convient de prendre en compte le mouvement de la sous-structure flottante lors de l'application des modèles de sillage décrits dans l'IEC 61400-1.

Les charges de l'amarrage et des lignes tendues ont des effets importants et doivent être prises en compte dans le calcul des charges, tant pour la FOWT que pour le système de maintien en position. Il convient de prendre également en compte le câble d'alimentation dynamique, le cas échéant.

Les charges hydrostatiques, agissant sur la sous-structure flottante en raison des pressions statiques internes et externes, et de la flottabilité résultante, doivent être prises en compte le cas échéant, y compris la contribution variable dans le temps de la pression hydrostatique due au pilonnement, au roulis et au tangage de la sous-structure flottante par rapport à sa position moyenne.

Voir l'Annexe H pour l'effet des charges sismiques sur les structures flottantes.

Pour les sites exposés aux tsunamis, un tsunami doit être généralement considéré comme une variance de la hauteur de la surface de l'eau et un courant horizontal; voir les recommandations à l'Annexe J. Lorsqu'un système d'alerte aux tsunamis approprié est en place pour arrêter l'éolienne, la condition de tsunami peut être analysée sans prendre en compte la charge supplémentaire de l'éolienne en fonctionnement.

7.4 Situations de conception et cas de charge associés

7.4.1 Généralités

Le présent article décrit les cas de charge pour la conception d'une FOWT et spécifie un nombre minimal à prendre en compte.

Au titre de la conception, la durée de vie d'une FOWT peut être représentée par un ensemble de situations de conception couvrant les conditions les plus représentatives qu'une FOWT peut subir.

Les cas de charge doivent être déterminés à partir de la combinaison de modes de fonctionnement ou d'autres situations de conception, telles que les conditions spécifiques d'assemblage, d'installation ou de maintenance, avec les conditions externes. Tous les cas de charge pertinents avec une probabilité raisonnable d'occurrence doivent être pris en compte avec le comportement du système de commande. Les cas de charge pour la conception utilisés pour vérifier l'intégrité structurelle d'une FOWT doivent être calculés en combinant les éléments suivants:

- les situations de conception normales et les conditions externes normales ou extrêmes appropriées;
- les situations de conception défaillantes et les conditions externes appropriées;
- les situations de conception inhérentes au transport, à l'installation et à la maintenance et les conditions externes appropriées.

S'il existe une corrélation entre une condition externe extrême et une situation de panne, une combinaison réaliste des deux doit être considérée comme un cas de charge pour la conception.

Au sein de chaque situation de conception, plusieurs cas de charge pour la conception doivent être pris en compte. Les cas de charge pour la conception du Tableau 2 doivent au moins être pris en compte. Dans ce tableau, les cas de charge pour la conception sont spécifiés pour chaque situation de conception par la description des conditions de vent, des conditions maritimes, des conditions électriques et d'autres conditions externes. De plus, lorsque la FOWT doit être installée sur un site au niveau duquel la formation de glace de mer/lac est prévue, voir le 7.5.4.

D'autres cas de charge pour la conception doivent être pris en compte, lorsqu'ils s'appliquent à l'intégrité structurelle de la conception spécifique d'une éolienne.

Le concepteur doit s'assurer que l'enveloppe de charge comprend les effets de toutes les variations de paramètres qui peuvent entraîner des charges plus importantes. Cette disposition inclut par exemple l'angle d'azimut du rotor, les hauteurs de vagues, les variations de la profondeur d'eau, etc.

Le concepteur doit prendre en compte l'effet, sur les charges, de la réduction des valeurs des paramètres d'environnement et d'état d'une éolienne en dessous des valeurs limites définies dans le présent document et dans l'IEC 61400-1.

Le concepteur a la possibilité d'indiquer que les variations de certaines valeurs de paramètres ne sont pas importantes et de ce fait de ne pas prendre en compte ces paramètres dans les simulations de cas de charge, ou du moins d'en tenir modérément compte. Cette situation exige généralement d'utiliser un nombre limité de simulations afin de démontrer que les variations des paramètres ne sont pas importantes. Cette configuration peut être étendue à l'élimination de certaines actions externes s'il peut être démontré de façon similaire qu'elles ne sont pas importantes. Ces mécanismes de charge peuvent inclure les courants, vagues ou éléments de ce processus comme la cinématique des vagues pour la conception liée au RNA et/ou les mécanismes de charge aérodynamique pour la conception du système de maintien en position et la conception de la sous-structure flottante.

Dans les FOWT, le potentiel de mouvement de la structure de support est plus élevé, ce qui, combiné à un manque d'amortissement aérodynamique dans la direction latérale, peut faire en sorte que la directionnalité du vent, des vagues et du courant ait un impact plus important sur les charges ultimes et de fatigue.

L'impact du désalignement (MIS) du vent et des vagues ou du courant peut être particulièrement préoccupant pour la structure de support de la FOWT et doit être pris en compte pour chaque DLC, lorsque cela est spécifié. Toutefois, s'il est démontré que l'impact du désalignement entre le vent, les vagues et le courant n'est pas significatif, le désalignement peut être ignoré pour les DLC pour lesquels le Tableau 2 spécifie un désalignement (MIS).

La multidirectionnalité du vent, des vagues et du courant peut, dans certains cas, influencer de manière significative sur les charges agissant sur la structure de support de la FOWT, en fonction principalement du degré de non-axisymétrie de la structure de support. Le Tableau 2 indique qu'il convient de considérer tous les cas comme multidirectionnels (MUL), car il peut y avoir une variation significative de la réponse de la sous-structure flottante en matière de directionnalité. Cela n'implique cependant pas que le concepteur doive nécessairement exécuter un cas de charge complet avec toutes les combinaisons possibles. L'accent doit être mis sur l'évaluation pour les directions les plus défavorables, compatibles avec les caractéristiques océano-météorologiques spécifiques au site, pour obtenir les charges les plus défavorables. Lorsque le concepteur peut démontrer que la réponse de la sous-structure flottante ne varie pas de manière significative en matière de directionnalité ou dans le cas où une direction claire et plus défavorable est donnée, en accord avec les caractéristiques océano-météorologiques, alors la multidirectionnalité peut être exclue pour les DLC pour lesquels le Tableau 2 spécifie MUL.

Pour chaque cas de charge pour la conception, le type d'analyse approprié est indiqué par "F" et "U" dans le Tableau 2. "F" se rapporte à l'analyse des charges de fatigue, à utiliser dans l'évaluation de la résistance à la fatigue. "U" se rapporte à l'analyse des charges ultimes par rapport à la résistance des matériaux, à la déviation de l'extrémité de pale et à la stabilité structurelle.

Il est possible d'élaborer la liste des DLC "F" à partir des séries temporelles de données environnementales, généralement à partir d'un point du réseau de rétro-simulation. Étant donné que la résolution spatiale d'une rétro-simulation est de l'ordre de l'amplitude de mouvement d'une FOWT ou plus, un seul point de rétro-simulation peut être considéré comme représentatif de l'emplacement d'une FOWT. Contrairement aux diagrammes de dispersion, les séries temporelles de données environnementales contiennent des informations de distribution multivariées continues et offrent les possibilités suivantes:

- tenir compte des conditions naturelles, en gardant la trace des directions simultanées des composantes environnementales (vent, vagues, houle, courant);
- attribuer des paramètres DLC en utilisant des statistiques représentatives plutôt qu'une valeur centrale arbitraire d'échantillonnage;
- vérifier la représentativité de la liste discrétisée par rapport aux distributions originales.

Lors de l'application des séries temporelles de données environnementales, il convient que la variation statistique soit cohérente avec le diagramme de dispersion statistique à long terme correspondant.

Les cas de charge pour la conception indiqués par un "U" sont classés comme normal (N) ou anormal (A). Une occurrence fréquente des cas de charge pour la conception normaux est prévue. L'éolienne est dans un état normal, ou peut avoir subi des pannes ou des anomalies mineures. Les situations de conception anormales sont moins susceptibles de se produire. Elles correspondent habituellement à des situations de conception avec des pannes graves qui entraînent l'activation des fonctions de protection du système. Le type de situation de conception, N ou A, détermine le facteur de sécurité partielle γ_f à appliquer aux charges ultimes. Ces facteurs sont donnés dans le Tableau 3 de l'IEC 61400-1:2019.

Se reporter au 7.5.6 pour les recommandations concernant le nombre et la durée exigés des simulations.

Tableau 2 – Cas de charge pour la conception

Situation de conception	DLC	Condition de vent	Vagues	Directionnalité océano-météorologique (vent, vagues, courants)	Courants marins	Niveau d'eau	Autres conditions	Type d'analyse	Facteur de sécurité partielle
1) Production d'électricité	1.1	NTM $V_{int} < V_{moyeu} < V_{ext}$ ensemble rotor-nacelle	NSS $H_s = E[H_s V_{moyeu}]$	MIS, MUL	NCM	MSL	Pour l'extrapolation des charges extrêmes sur l'ensemble rotor-nacelle	U	N (1,25)
	1.2	NTM $V_{int} < V_{moyeu} < V_{ext}$	NSS Distribution de probabilités conjointes de H_s , T_p , V_{moyeu}	MIS, MUL	NCM	NWLR ou $\geq$ MSL		F	*
	1.3	ETM $V_{int} < V_{moyeu} < V_{ext}$	NSS $H_s = E[H_s V_{moyeu}]$	COD, MUL	NCM	MSL		U	N
	1.4	ECD $V_{moyeu} = V_r - 2 \text{ m/s}$, V_r $V_r + 2 \text{ m/s}$	NSS $H_s = E[H_s V_{moyeu}]$	MIS, changement de direction du vent, MUL	NCM	MSL		U	N
	1.5	EWS $V_{int} < V_{moyeu} < V_{ext}$	NSS $H_s = E[H_s V_{moyeu}]$	COD, MUL	NCM	MSL		U	N
	1.6	NTM $V_{int} < V_{moyeu} < V_{ext}$	SSS $H_s = H_{s,SSS}$	MIS, MUL	NCM	NWLR		U	N

Situation de conception	DLC	Condition de vent	Vagues	Directionnalité océano-météorologique (vent, vagues, courants)	Courants marins	Niveau d'eau	Autres conditions	Type d'analyse	Facteur de sécurité partielle
2) Production d'électricité plus survenance de panne	2.1	NTM $V_{\text{int}} < V_{\text{moyeu}} < V_{\text{ext}}$	NSS $H_s = E[H_s] \mid V_{\text{moyeu}}$	COD, MUL	NCM	MSL	Panne normale du système de commande, perte du réseau électrique ou panne de la fonction de commande principale (voir le 7.4.3)	U	N
	2.2	NTM $V_{\text{int}} < V_{\text{moyeu}} < V_{\text{ext}}$	NSS $H_s = E[H_s] \mid V_{\text{moyeu}}$	COD, MUL	NCM	MSL	Panne anormale du système de commande ou panne liée à la fonction de protection secondaire (voir le 7.4.3)	U	A
	2.3	EOG $V_{\text{moyeu}} = V_r \pm 2 \text{ m/s}$ et V_{ext}	NSS $H_s = E[H_s] \mid V_{\text{moyeu}}$	COD, MUL	NCM	MSL	Panne électrique externe ou interne y compris la perte du réseau électrique	U	A
	2.4	NTM $V_{\text{int}} < V_{\text{moyeu}} < V_{\text{ext}}$	NSS $H_s = E[H_s] \mid V_{\text{moyeu}}$	COD, MUL	NCM	NWLR ou $\geq$ MSL	Panne du système de commande, panne électrique ou perte du réseau électrique	F	*
	2.5	NWP $V_{\text{int}} < V_{\text{moyeu}} < V_{\text{ext}}$	NSS $H_s = E[H_s] \mid V_{\text{moyeu}}$	COD, MUL	NCM	MSL	Raccordement au réseau basse tension	U	N
	2.6	NTM $V_{\text{int}} < V_{\text{moyeu}} < V_{\text{ext}}$	SSS	MIS, MUL	NCM	NWLR	Panne du système de protection de la limite d'état de mer	U	A

Situation de conception	DLC	Condition de vent	Vagues	Directionnalité océano-météorologique (vent, vagues, courants)	Courants marins	Niveau d'eau	Autres conditions	Type d'analyse	Facteur de sécurité partielle
3) Démarrage	3.1	NWP $V_{int} < V_{moyeu} < V_{ext}$	NSS $H_s = E[H_s V_{moyeu}]$	COD, MUL	NCM	NWLR ou $\geq$ MSL		F	*
	3.2	EOG $V_{moyeu} = V_{int}, V_r \pm 2 \text{ m/s et } V_{ext}$	NSS $H_s = E[H_s V_{moyeu}]$	COD, MUL	NCM	MSL		U	N
	3.3	EDC $V_{moyeu} = V_{int}, V_r \pm 2 \text{ m/s } \square \text{ et } V_{ext}$	NSS $H_s = E[H_s V_{moyeu}]$	MIS, changement de direction du vent, MUL	NCM	MSL		U	N
4) Arrêt normal	4.1	NWP $V_{int} < V_{moyeu} < V_{ext}$	NSS $H_s = E[H_s V_{moyeu}]$	COD, MUL	NCM	NWLR ou $\geq$ MSL		F	*
	4.2	EOG $V_{moyeu} = V_r \pm 2 \text{ m/s et } V_{ext}$	NSS $H_s = E[H_s V_{moyeu}]$	COD, MUL	NCM	MSL		U	N
	4.3	NTM $V_{int} < V_{moyeu} < V_{ext}$	SSS ou les conditions les plus sévères inférieures à l'état SSS qui déclenche les limites de sécurité du système de commande et de protection	MIS, MUL	NCM	MSL	Limite maximale d'état de mer de fonctionnement	U	N
5) Arrêt d'urgence	5.1	NTM $V_{moyeu} = V_r \pm 2 \text{ m/s et } V_{ext}$	NSS $H_s = E[H_s V_{moyeu}]$	COD, MUL	NCM	MSL		U	N

Situation de conception	DLC	Condition de vent	Vagues	Directionnalité océano-météorologique (vent, vagues, courants)	Courants marins	Niveau d'eau	Autres conditions	Type d'analyse	Facteur de sécurité partielle
6) Immobilisation (arrêt ou ralenti)	6.1	EWM Modèle de vent turbulent $V_{\text{moyeu}} = V_{\text{ref}}$	ESS $H_s = H_{s50}$	MIS, MUL	ECM $U = U_{50}$	EWLR		U	N
	6.2	EWM Modèle de vent turbulent $V_{\text{moyeu}} = V_{\text{ref}}$	ESS $H_s = H_{s50}$	MIS, MUL	ECM $U = U_{50}$	EWLR	Perte du réseau électrique	U	A
	6.3	EWM Modèle de vent turbulent $V_{\text{moyeu}} = V_1$	ESS $H_s = H_{s1}$	MIS, MUL	ECM $U = U_1$	NWLR	Désalignement extrême du lacet de la nacelle	U	N
	6.4	NTM $V_{\text{ext}} < V_{\text{moyeu}} < 0,7 V_{\text{ref}}$	NSS Distribution de probabilités conjointes de $H_s, T_p, V_{\text{moyeu}}$	MIS, MUL	NCM	NWLR ou $\geq$ MSL		F	*
	6.5	EWM Modèle de vent turbulent ^{a)} $V_{\text{moyeu}} = V_{500}$	ESS ^{a)} $H_s = H_{s500}$	MIS, MUL	ECM ^{a)} $U = U_{500}$	EWLR	Pour la structure de support de la FOWT uniquement	U	1.0
7) Immobilisation et conditions de panne	7.1	EWM $V_{\text{moyeu}} = V_1$	ESS $H_s = H_{s1}$	MIS, MUL	ECM $U = U_1$	NWLR		U	A
	7.2	NTM $V_{\text{moyeu}} < V_{\text{ext}}$	NSS Distribution de probabilités conjointes de $H_s, T_p, V_{\text{moyeu}}$	MIS, MUL	NCM	NWLR ou $\geq$ MSL		F	*

Situation de conception	DLC	Condition de vent	Vagues	Directionnalité océano-météorologique (vent, vagues, courants)	Courants marins	Niveau d'eau	Autres conditions	Type d'analyse	Facteur de sécurité partielle
8) Transport, assemblage, maintenance et réparation	8.1	Voir le 7.4.9 pour des recommandations. Les conditions de conception doivent être indiquées dans la base de calcul.							N
	8.2	EWM $V_{\text{moyeu}} = V_1$	ESS $H_s = H_{s1}$	MIS, MUL	ECM $U = U_1$	NWLR		U	A
	8.3	NTM $V_{\text{moyeu}} < 0,7 V_{\text{ref}}$	NSS Distribution de probabilités conjointes de H_s , T_p , V_{moyeu}	MIS, MUL	NCM	NWLR ou $\geq$ MSL	Pas de réseau pendant la période d'installation	F	*
	8.4	Voir le 7.4.9 pour des recommandations. Les conditions de conception doivent être indiquées dans la base de calcul.							*
F1) Contrôle de redondance et stabilité après avarie – Production d'électricité	F1.1	NTM $V_{\text{int}} < V_{\text{moyeu}} < V_{\text{ext}}$	NSS $H_s = E[H_s V_{\text{moyeu}}]$	MIS, MUL	NCM	MSL	Condition transitoire entre les conditions intacte et de contrôle de redondance	U	A
	F1.2	NTM $V_{\text{int}} < V_{\text{moyeu}} < V_{\text{ext}}$	NSS $H_s = E[H_s V_{\text{moyeu}}]$	MIS, MUL	NCM	MSL	Condition de contrôle de redondance	U	A
	F1.3	NTM $V_{\text{int}} < V_{\text{moyeu}} < V_{\text{ext}}$	NSS $H_s = E[H_s V_{\text{moyeu}}]$	MIS, MUL	NCM	MSL	Fuite (stabilité après avarie)	U	A

Situation de conception	DLC	Condition de vent	Vagues	Directionnalité océano-météorologique (vent, vagues, courants)	Courants marins	Niveau d'eau	Autres conditions	Type d'analyse	Facteur de sécurité partielle
F2) Contrôle de redondance et stabilité après avarie – Immobilisation (arrêt ou ralentissement)	F2.1	EWM $V_{\text{moyeu}} = V_1$	ESS $H_s = H_{s1}$	MIS, MUL	ECM	EWLR	Condition transitoire entre les conditions intacte et de contrôle de redondance	U	A
	F2.2	EWM $V_{\text{moyeu}} = V_1$	ESS $H_s = H_{s1}$	MIS, MUL	ECM	EWLR	Condition de contrôle de redondance	U	A
	F2.3	EWM $V_{\text{moyeu}} = V_1$	ESS $H_s = H_{s1}$	MIS, MUL	ECM	EWLR	Fuite (stabilité après avarie)	U	A

a) La période de retour de 500 ans doit être prise en compte pour chaque condition d'environnement par les combinaisons suivantes (à moins qu'une approche par contour d'environnement fondée sur des distributions conjointes soit appliquée):

- vent au cours d'une période de 500 ans, vague au cours d'une période de 50 ans, courant au cours d'une période de 5 ans;
- vent au cours d'une période de 50 ans, vague au cours d'une période de 500 ans, courant au cours d'une période de 5 ans;
- vent au cours d'une période de 5 ans, vague au cours d'une période de 500 ans, courant au cours d'une période de 500 ans.

Abréviations utilisées dans le Tableau 2:	
COD	codirectionnel (voir le 6.3.3.2)
DLC	cas de charge pour la conception
ECD	rafales extrêmes cohérentes avec changement de direction (voir l'IEC 61400-1)
ECM	modèle de courant extrême (voir le 6.3.3.3.5)
EDC	changement de direction extrême (voir l'IEC 61400-1)
EOG	rafales extrêmes de fonctionnement (voir l'IEC 61400-1)
ESS	état de mer extrême (voir le 6.3.3.2.4)
EWLR	amplitude extrême du niveau de la mer (voir le 6.3.3.4.3)
EWM	modèle de vitesse de vent extrême (voir l'IEC 61400-1)
EWS	cisaillage du vent extrême (voir l'IEC 61400-1)
MIS	désaligné (voir le 6.3.3.2)
MSL	niveau moyen de la mer (voir le 6.3.3.4)
MUL	multidirectionnel (voir le 6.3.3.2)
NCM	modèle de courant normal (voir le 6.3.3.3.4)
NTM	modèle de turbulence normale (voir l'IEC 61400-1)
NWLR	amplitude du niveau d'eau normal (6.3.3.4.2)
NWP	modèle de profil normal du vent (voir l'IEC 61400-1)
NSS	état de mer normale (voir le 6.3.3.2.2)
SSS	état de mer forte (voir le 6.3.3.2.3)
UNI	unidirectionnel (voir le 6.3.3.2)
$V_r \pm 2 \text{ m/s}$	la sensibilité à toutes les vitesses du vent dans la plage doit être analysée
F	fatigue (voir le 7.6.3)
U	résistance à la rupture (voir le 7.6.2)
N	normal
A	anormal
*	facteur de sécurité partielle en matière de fatigue (voir le 7.6.3)

Lorsqu'une plage de vitesses de vent est indiquée dans le Tableau 2, les vitesses du vent menant à l'état le plus défavorable pour la conception de l'éolienne doivent être prises en compte. La plage des vitesses du vent peut être représentée par un ensemble de valeurs discrètes, auquel cas la résolution doit être suffisante pour assurer l'exactitude du calcul. Dans la définition des cas de charge pour la conception, il est fait référence aux conditions de vent et aux conditions maritimes décrites à l'Article 6.

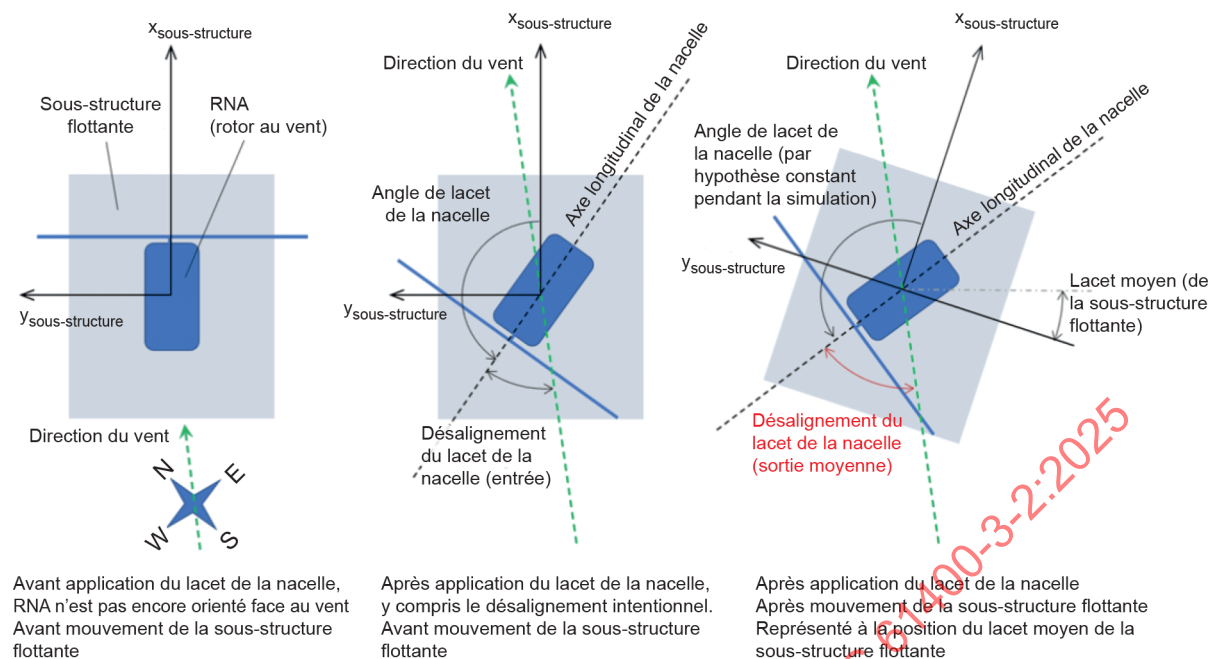
NOTE 1 En général, une résolution de 2 m/s est considérée comme suffisante. Toutefois, dans la plage des vitesses du vent dans laquelle la courbe de puissance augmente rapidement, une résolution plus fine de la vitesse du vent peut être exigée pour assurer l'exactitude.

Dans les spécifications ultérieures des cas de charge pour la conception (DLC) définis en 7.4.2, 7.4.3, 7.4.4, 7.4.5, 7.4.6, 7.4.7, 7.4.8, 7.4.9 et 7.4.10, quelques DLC permettent d'autres formulations. Lorsque d'autres formulations sont mentionnées, la partie en charge de la conception selon le présent document doit déterminer quelle formulation doit être utilisée tout au long de l'analyse du DLC.

Pour le calcul des charges qui agissent sur l'ensemble rotor-nacelle et à l'exception des cas de charge pour la conception qui impliquent une modification transitoire de la direction moyenne du vent (DLC 1.4 et 3.3), il peut généralement être admis par hypothèse que le vent et les vagues ont toujours la même direction (codirectionnels), et qu'ils agissent selon une même direction (unidirectionnels).

NOTE 2 Pour les DLC 1.4 et 3.3, le vent et les vagues peuvent être considérés par hypothèse comme codirectionnels et unidirectionnels préalablement à la modification transitoire de la direction moyenne du vent.

Le désalignement moyen ou extrême du lacet de la nacelle à prendre en compte pour chaque cas de charge pour la conception doit être celui indiqué dans l'IEC 61400-1. Le désalignement du lacet de la nacelle est défini comme l'écart horizontal de l'axe du rotor de l'éolienne à partir de la direction du vent. En raison du mouvement de lacet de la sous-structure flottante et de l'absence de commande du lacet de la nacelle dans les outils de simulation courants, le désalignement moyen du lacet de la nacelle réalisé dans la simulation peut s'écarter de l'entrée prévue, par exemple, en raison de la faible rigidité en lacet du système de maintien en position ou du mouvement couplé roulis-lacet. Un exemple de décalage est donné à la Figure 5. Cet exemple peut être acceptable, mais il convient de l'évaluer de manière prudente. Une modification de l'angle de lacet d'entrée de la nacelle peut être effectuée, si cela est nécessaire.



IEC

Figure 5 – Vue de haut en bas du lacet de la nacelle et du désalignement du lacet de la nacelle dans une simulation

7.4.2 Production d'électricité (DLC 1.1 à 1.6)

Dans cette situation de conception, une FOWT fonctionne en étant raccordée à la charge électrique. La configuration de l'éolienne admise par hypothèse doit prendre en compte le balourd du rotor. La masse maximale et les balourds aérodynamiques (par exemple, pas de pale et écarts de torsion) spécifiés pour la fabrication du rotor doivent être utilisés dans les calculs de conception.

Par ailleurs, les écarts par rapport aux situations de fonctionnement optimales théoriques, telles que le désalignement du lacet de la nacelle et les erreurs de traçage du système de commande, doivent être pris en compte dans les analyses des charges opérationnelles.

Les cas de charge pour la conception (DLC) 1.1 et 1.2 intègrent les exigences relatives aux charges résultant des turbulences atmosphériques (NTM) et des états de mer stochastiques (NSS) qui se produisent au cours du fonctionnement normal d'une FOWT tout au long de sa durée de vie.

L'analyse du DLC 1.1 n'est exigée que pour le calcul des charges ultimes qui agissent sur l'ensemble rotor-nacelle. Les calculs pour le DLC 1.1 doivent reposer sur une extrapolation statistique des résultats des réponses de charges de plusieurs simulations des états de mer stochastiques et d'un écoulement entrant turbulent pour toutes les vitesses opérationnelles moyennes du vent.

Pour le calcul des charges qui agissent sur l'ensemble rotor-nacelle, l'analyse statistique des données de simulation du DLC 1.1 (voir l'IEC 61400-1:2019, 7.6.2.2 et Annexe G) doit au moins inclure le calcul des valeurs extrêmes des moments dans le plan et hors plan du pied de pale, et de la déviation de l'extrémité. Lorsque les valeurs de calcul extrêmes déduites du DLC 1.3 dépassent les valeurs de calcul extrêmes des moments du pied de pale déduites du DLC 1.1, l'analyse supplémentaire du DLC 1.1 peut être omise.

Lorsque les valeurs de calcul extrêmes déduites du DLC 1.3 ne dépassent pas les valeurs de calcul extrêmes déduites du DLC 1.1, le facteur c pour le modèle de turbulence extrême utilisé dans le DLC 1.3 (voir l'IEC 61400-1) peut être augmenté jusqu'à ce que les valeurs de calcul extrêmes des moments du pied de pale calculées dans le DLC 1.3 soient supérieures ou égales

aux valeurs extrêmes correspondantes. Les valeurs caractéristiques des charges applicables aux autres composants d'une éolienne peuvent être déterminées à partir de cette analyse à partir du DLC 1.3 avec la valeur c augmentée. En variante à cette analyse, les valeurs caractéristiques appropriées de toutes les composantes de charges applicables à chaque composant d'éolienne spécifique peuvent être déterminées directement ou extrapolées de la simulation.

Pour le DLC 1.2, les conditions d'état de mer normale (NSS) doivent être admises par hypothèse. Une seule valeur de hauteur des vagues significatives peut être prise en compte pour chaque vitesse moyenne du vent correspondante. Toutefois, le concepteur doit assurer que le nombre et la résolution des états de mer normale considérés sont suffisants pour représenter le dommage par fatigue associé à la distribution globale à long terme des paramètres océano-météorologiques. La hauteur des vagues significatives, la période d'énergie maximale du spectre, la direction des vagues et le niveau d'eau pour chaque état de mer normale, doivent être pris en compte, ainsi que la vitesse moyenne du vent associée, en s'appuyant sur la distribution de probabilités conjointes à long terme des paramètres océano-météorologiques. Voir le 7.6.3 concernant la disponibilité des éoliennes.

Le DLC 1.3 intègre les exigences relatives aux charges ultimes résultant de conditions de turbulences extrêmes. Les conditions d'état de mer normale (NSS) doivent être admises par hypothèse pour ce cas de charge pour la conception (dans les conditions du 7.4.1). La hauteur des vagues significatives pour chaque état de mer doit être considérée comme la valeur prévue de la hauteur des vagues significatives conditionnée sur la vitesse moyenne du vent correspondante.

Les effets de sillage doivent être pris en compte pour les DLC 1.2 et DLC 1.3 (voir l'IEC 61400-1:2019, Annexe E pour des recommandations).

Les DLC 1.4 et 1.5 spécifient des cas transitoires qui ont été retenus comme des événements potentiellement critiques au cours de la durée de vie d'une FOWT. Pour ces cas de charge, les conditions d'état de mer normale (NSS) doivent être admises par hypothèse (dans les conditions du 7.4.1). La hauteur des vagues significatives pour chaque état de mer doit être considérée comme la valeur prévue de la hauteur des vagues significatives conditionnée sur la vitesse moyenne du vent correspondante.

Pour le DLC 1.4, le vent et les vagues peuvent être considérés par hypothèse comme codirectionnels préalablement à la modification transitoire de direction du vent.

Le DLC 1.6 intègre les exigences relatives aux charges ultimes résultant de conditions de turbulences normales (NTM) et d'état de mer forte (SSS). Les calculs de réponse doivent tenir dûment compte de la réponse dynamique aux charges de vent, de vagues et de courant, ainsi que de la cinématique des vagues non linéaires. Pour assurer cette situation, le cas de charge doit être analysé au moyen de simulations de l'écoulement entrant turbulent combiné aux états de mer stochastiques. S'il est démontré qu'elle est prudente, l'inclusion d'une vague de hauteur égale à la hauteur de vague extrême appropriée à l'état SSS incorporée dans les vagues irrégulières peut éventuellement être utilisée pour améliorer la convergence des valeurs caractéristiques de l'effet de charge; voir l'Annexe D pour plus de précisions sur cette procédure et l'Annexe N pour les restrictions et les alternatives. Les paramètres relatifs à l'état de mer sont déterminés comme cela est décrit en 6.3.3.2.3. Le 7.5.6 spécifie le mode de simulation qui doit être utilisé pour satisfaire aux exigences du DLC 1.6.

Le concepteur est autorisé à limiter le fonctionnement de l'éolienne dans des conditions extrêmes avec des fonctions spécifiques du système de commande et de protection. La fonctionnalité du système de commande et de protection doit être décrite conformément aux exigences de l'Article 8 et les limites de fonctionnement peuvent être définies par un état de mer ou par un autre signal de mesure. Il se peut que le système de commande et de protection ne permette pas le fonctionnement dans les conditions décrites dans le DLC 1.6. Lorsque cela peut être prouvé, le DLC 1.6 peut être exécuté dans les conditions les plus sévères admissibles par le système de commande et de protection.

7.4.3 Production d'électricité et survenance de panne ou perte du raccordement au réseau électrique (DLC 2.1 – 2.6)

7.4.3.1 Généralités

Cette situation de conception implique un événement transitoire déclenché par une panne ou la perte du raccordement au réseau électrique pendant que l'éolienne produit de l'électricité. Toute panne survenant au niveau du système de commande et de protection ou toute panne interne du système électrique, importante pour la charge de l'éolienne (telle que le court-circuit du générateur), doit être prise en compte. Cette situation de conception est considérée comme étant également appropriée à l'analyse de fatigue, voir le DLC 2.4.

Une analyse des modes de défaillance et de leurs effets (AMDE) ou une analyse des pannes équivalente doit être effectuée afin de déterminer les événements de panne correspondant aux charges d'une éolienne.

La position azimutale du rotor au moment d'une panne peut influencer de manière significative le niveau de charge. Il convient de choisir de manière aléatoire la position azimutale du rotor au moment de la survenance de la panne.

Les pannes au niveau du système de commande doivent être prises en compte dans le DLC 2.1 et le DLC 2.2 comme cela est décrit en 7.4.3.2. Pour les architectures avec lesquelles la sécurité de l'éolienne est assurée par deux ensembles de fonctions indépendants (par l'intermédiaire de fonctions de commande principales et de fonctions de protection secondaires), la méthode décrite en 7.4.3.3 peut être utilisée.

Voir l'Article 8 de l'IEC 61400-1:2019 pour des recommandations concernant l'identification des modes de défaillance, l'évaluation des périodes de retour des modes de défaillance, les exclusions de pannes, et les mesures permettant d'éviter les défaillances de cause commune.

Pour la définition des cas de défaillance supplémentaires dans le DLC 2.1, le facteur de charge partielle peut être calculé en tenant compte du temps moyen entre les défaillances, conformément au Tableau 3 de l'IEC 61400-1:2019.

Lorsque l'événement lié à la défaillance n'est pas directement lié aux conditions du site, les conditions du site au cours d'une période de 1 an peuvent être utilisées pour la définition du cas de charge.

Pour les FOWT équipées de systèmes de commande dans la structure de support (par exemple, systèmes de commande actifs ou systèmes de lacet passifs de la structure de support (amarrages à point unique), dispositifs de ballastage actifs ou systèmes de maintien en position avec propulseurs actifs), les pannes de ces systèmes doivent être prises en compte.

7.4.3.2 Défaillance du système de commande (DLC 2.1 et DLC 2.2) – Approche quantitative

Pour le DLC 2.1, les événements suivants doivent être considérés comme des événements normaux:

- les événements liés à une défaillance de la fonction de commande dont la période de retour prévue du mode de défaillance est inférieure ou égale à 50 ans;
- les événements liés à une défaillance de la fonction de commande dont la période de retour prévue du mode de défaillance ne peut pas être obtenue;
- la perte du raccordement au réseau électrique.

Pour les événements dont les périodes de retour prévues du mode de défaillance sont comprises entre 10 ans et 50 ans, le facteur de charge partielle appliqué est déterminé en fonction de la période de retour du mode de défaillance indiquée dans le Tableau 3 de l'IEC 61400-1:2019.

Pour le DLC 2.2, les événements liés à la défaillance de la fonction de commande ou les pannes internes des systèmes électriques et mécaniques dont la période de retour prévue du mode de défaillance est supérieure à 50 ans, doivent être considérés comme anormaux.

Les événements de panne dont la période de retour est supérieure à 2 000 ans et les événements de panne non applicables aux charges d'une éolienne peuvent être ignorés. La période de retour des événements de pannes est fondée sur le calcul statistique de la probabilité d'un événement au cours duquel une commande ou un élément du système électrique interne est dans un état défaillant, ou passe d'un état normal à un état défaillant, de sorte qu'une défaillance structurelle peut se produire.

7.4.3.3 Défaillance du système de commande (DLC 2.1 et DLC 2.2) – Approche bicouche

Cette approche peut être utilisée pour les architectures de systèmes de commande constituées de deux couches indépendantes. Dans le cadre de cette approche:

- l'objectif des fonctions de commande et de protection principales est de maintenir les paramètres de fonctionnement d'une éolienne dans leurs limites normales de fonctionnement et dans leurs limites de conception, respectivement; et
- l'objectif des fonctions de protection secondaires est de maintenir les paramètres de fonctionnement d'une éolienne dans leurs limites de conception. Ces fonctions doivent être activées par suite d'une défaillance des fonctions de commande principales ou des effets d'une défaillance interne ou externe, voire d'un événement dangereux.

Pour le DLC 2.1, les pannes relatives aux fonctions de commande principales, l'activation des fonctions de protection principales ou la perte du raccordement au réseau électrique doivent être considérées comme des événements normaux. Les pannes relatives aux fonctions de commande qui entraînent le dépassement des limites et l'activation des fonctions de protection secondaires doivent être incluses dans le DLC 2.2.

Les pannes relatives aux fonctions de commande principales prises en compte dans le DLC 2.1 incluent généralement les pannes relatives à la vitesse du rotor, à l'angle de lacet de la nacelle et aux angles de pas de pales.

Pour le DLC 2.2, les événements rares applicables aux charges d'une éolienne, y compris les pannes relatives à l'activation des fonctions de protection secondaires, doivent être considérés comme anormaux. Ces pannes peuvent inclure une activation erronée des organes de commande, la non-activation des systèmes de freinage et le blocage du système de pas de pale. Ce cas de charge doit au moins traiter des fonctions suivantes: protection indépendante contre la survitesse, protection contre les surcharges/pannes de génératrice, protection contre les pas de pales non contrôlés (emballement des pas de pales), protection contre le lacet non contrôlé de la nacelle et protection contre les vibrations ou les chocs excessifs.

7.4.3.4 Autre production d'électricité et survenance de panne ou perte du raccordement au réseau électrique (DLC 2.3 à 2.6)

Pour le DLC 2.3, l'événement de vent potentiellement significatif, à savoir la rafale extrême de fonctionnement (EOG), est combiné à la perte d'une ou de plusieurs phases dans le cadre d'un raccordement multiphase au réseau électrique, et considéré comme un événement anormal. Dans ce cas, la synchronisation de ces deux événements doit être choisie afin d'atteindre la charge la plus défavorable.

En variante à la spécification du DLC 2.3 ci-dessus et dans le Tableau 2, le DLC 2.3 peut en revanche être considéré comme un événement normal (c'est-à-dire un facteur de sécurité partielle de charge de 1,35) à analyser au moyen de simulations de vent et de vagues stochastiques combinées ($NTM - V_{int} < V_{moyeu} < V_{ext}$) en association avec une panne du système électrique interne ou externe (y compris la perte du raccordement au réseau électrique). Dans ce cas, 12 simulations de réponse doivent être effectuées pour chaque vitesse moyenne du vent prise en compte. Pour chaque simulation de réponse, la réponse extrême est échantillonnée après la survenance de la panne électrique. La panne doit être introduite après que l'effet des conditions initiales est devenu négligeable. Pour chaque vitesse moyenne du vent, une réponse extrême nominale est évaluée comme la moyenne des 12 réponses extrêmes échantillonnées plus 3 fois l'écart-type des 12 échantillons. La valeur de réponse caractéristique pour le DLC 2.3 est déterminée comme étant la valeur extrême parmi les réponses extrêmes nominales.

Lorsqu'une panne ou la perte du raccordement au réseau électrique ne provoque pas un arrêt immédiat et que la charge conséquente peut entraîner un dommage par fatigue important, la durée probable de cette situation ainsi que le dommage par fatigue résultant dans des conditions normales de turbulences (NTM) doivent être évalués dans le DLC 2.4.

Le fabricant doit estimer la fréquence/durée prévue des événements. En l'absence de données/informations appropriées, la fréquence/durée suivante peut être appliquée pour les événements énumérés ci-dessous:

- 10 arrêts par année pour un événement de survitesse;
- 24 h par année de fonctionnement pour les événements avec erreur de lacet de la nacelle;
- 24 h par année de fonctionnement pour les événements avec erreur de pas de pale;
- 20 fois par année avec perte du raccordement au réseau électrique.

Pour le DLC 2.5, l'événement de raccordement au réseau basse tension (LVRT, *Low Voltage Ride Through*) est considéré comme normal. L'événement théorique de raccordement au réseau basse tension doit être spécifié par la chute de tension et la durée.

NOTE Les situations de raccordement au réseau basse tension sont normalement définies par les régies d'électricité comme des situations présentant des perturbations ou des défaillances du réseau qu'il convient que l'éolienne soit capable de traiter sans s'arrêter. L'effondrement du réseau qui peut résulter d'un arrêt des éoliennes (notamment dans les parcs éoliens) justifie l'exigence d'un raccordement dans ces situations.

Pour les DLC 2.1, 2.2, 2.3, 2.4 et 2.5, les conditions d'état de mer normale (NSS) doivent être admises par hypothèse (dans les conditions du 7.4.1). La hauteur des vagues significatives pour chaque état de mer doit être considérée comme la valeur prévue de la hauteur des vagues significatives conditionnée sur la vitesse moyenne du vent correspondante.

La panne potentielle du système de limitation de l'état de mer empêchant l'éolienne de fonctionner dans des conditions extrêmes doit être simulée dans le DLC 2.6. Le DLC 2.6 est considéré comme anormal.

7.4.4 Démarrage (DLC 3.1 à 3.3)

Cette situation de conception comprend tous les événements aboutissant à des charges sur une FOWT pendant les situations transitoires, depuis une situation d'arrêt ou de ralenti à une situation de production électrique. Le nombre de survenances doit être estimé en se fondant sur le comportement du système de commande.

En l'absence de données historiques concernant les démarrages d'éoliennes analogues, les fréquences annuelles suivantes pour le DLC 3.1 peuvent être admises par hypothèse:

- 1 000 procédures de démarrage à la valeur V_{int} ;
- 50 procédures de démarrage à la valeur V_r ; et

- 50 procédures de démarrage à la vitesse du vent de démarrage maximale.

Pour le DLC 3.2, au moins quatre événements de synchronisation différents entre l'EOG et l'événement de démarrage doivent être pris en compte pour chaque vitesse du vent. Le premier événement de synchronisation doit être choisi de sorte que le début de l'EOG se produise lorsque la production électrique atteint 50 % de la puissance maximale. Le dernier événement de synchronisation doit être choisi de sorte que le début de l'EOG se produise lorsque la production électrique atteint 95 % de la puissance maximale. Au moins deux événements de synchronisation supplémentaires doivent être choisis et répartis uniformément dans l'intervalle compris entre 50 % et 95 % de la puissance maximale.

Pour chaque vitesse du vent, la valeur caractéristique de la charge peut être calculée comme la valeur moyenne de la valeur transitoire calculée extrême pour chacun des 4 instants distincts définis.

En variante à l'EOG, le DLC 3.2 peut en revanche être analysé en utilisant au moins 12 simulations de vent stochastiques pour chaque vitesse moyenne du vent avec l'ETM. Pour chaque vitesse moyenne du vent, une réponse extrême nominale est évaluée comme la moyenne des valeurs extrêmes simulées.

Pour les DLC 3.1, 3.2 et 3.3, les conditions d'état de mer normale (NSS) doivent être admises par hypothèse (dans les conditions du 7.4.1). La hauteur des vagues significatives pour chaque état de mer doit être considérée comme la valeur prévue de la hauteur des vagues significatives conditionnée sur la vitesse moyenne du vent correspondante.

Pour le DLC 3.3, le vent et les vagues peuvent être considérés par hypothèse comme codirectionnels préalablement à la modification transitoire de direction du vent.

7.4.5 Arrêt normal (DLC 4.1 à 4.3)

Cette situation de conception comprend tous les événements aboutissant à des charges sur une FOWT pendant les situations transitoires normales, depuis une situation de production électrique à un état d'arrêt ou de ralenti. Le nombre de survenances doit être estimé en se fondant sur le comportement du système de commande.

En l'absence de données historiques concernant les arrêts d'éoliennes analogues, les fréquences annuelles suivantes pour le DLC 4.1 peuvent être admises par hypothèse:

- 1 000 procédures d'arrêt à la valeur V_{int} ;
- 50 procédures d'arrêt à la valeur V_r ; et
- 50 procédures d'arrêt à la valeur V_{ext} .

Pour le DLC 4.2, la synchronisation de la rafale et de l'événement d'arrêt doit être choisie de sorte que l'EOG démarre à des moments différents par rapport à l'arrêt, avec au minimum six événements uniformément répartis entre 10 s avant le début de l'arrêt et le moment auquel la puissance atteint 50 % du niveau de production électrique initial.

Au moins 4 positions azimutales du rotor uniformément réparties doivent être appliquées pour chaque instant distinct. Pour chaque vitesse du vent, la valeur caractéristique de la charge peut être calculée comme la valeur moyenne des charges calculées extrêmes parmi toutes les synchronisations et toutes les positions azimutales prises en compte.

Si le système de sécurité et de commande déclenche automatiquement un événement d'arrêt lors de l'EOG, l'analyse doit également prendre en compte cet événement.

En variante à l'EOG, le DLC 4.2 peut en revanche être analysé en utilisant au moins 12 simulations de vent stochastiques pour chaque vitesse moyenne du vent avec l'ETM. Pour

chaque vitesse moyenne du vent, une réponse extrême nominale est évaluée comme la moyenne des valeurs extrêmes simulées.

Pour les DLC 4.1 et 4.2, les conditions d'état de mer normale (NSS) doivent être admises par hypothèse (dans les conditions du 7.4.1). La hauteur des vagues significatives pour chaque état de mer doit être considérée comme la valeur prévue de la hauteur des vagues significatives conditionnée sur la vitesse moyenne du vent correspondante.

Il convient de simuler le DLC 4.3 lorsque le système de commande et de protection empêche le fonctionnement dans les conditions décrites dans le DLC 1.6. Le DLC 4.3 est une simulation du transitoire d'arrêt dans un état SSS ou l'état de mer la plus forte dans lequel l'arrêt est susceptible de se produire, mais il n'est pas plus élevé que le SSS défini dans le DLC 1.6 qui déclenche éventuellement les limites de sécurité du système de commande et de protection.

7.4.6 Arrêt d'urgence (DLC 5.1)

Les charges issues de l'activation du bouton d'arrêt d'urgence doivent être prises en compte.

La position azimutale du rotor au moment de l'activation peut influencer de manière significative le niveau de charge. Il convient de choisir une position azimutale aléatoire au moment de la survenance de la panne.

Pour le DLC 5.1, les conditions d'état de mer normale (NSS) doivent être admises par hypothèse (dans les conditions du 7.4.1). La hauteur des vagues significatives pour chaque état de mer doit être considérée comme la valeur prévue de la hauteur des vagues significatives conditionnée sur la vitesse moyenne du vent correspondante.

7.4.7 Immobilisation (arrêt ou ralenti) (DLC 6.1 à 6.5)

Dans cette situation de conception, le rotor d'une éolienne immobilisée est soit en état d'arrêt soit au ralenti. Les DLC 6.1, 6.2, 6.3 et 6.5 doivent être analysés pour déterminer les charges ultimes relatives à cette condition, tandis que le DLC 6.4 concerne les charges de fatigue.

Pour les DLC 6.1 et 6.2, la combinaison des conditions de vent extrême, de vagues extrêmes et de courant extrême doit être telle que l'action environnementale extrême globale présente une période de retour combinée de 50 ans.

Pour les DLC 6.1, 6.2, 6.3 et 6.5, les calculs de réponse doivent tenir dûment compte de la réponse dynamique aux charges de vent, de vagues et de courant, ainsi que de la cinématique des vagues non linéaires. Pour assurer cette situation, le DLC doit être analysé au moyen de simulations de l'écoulement entrant turbulent combiné aux états de mer stochastiques. S'il est démontré qu'elle est prudente, l'inclusion d'une vague de hauteur égale à la hauteur de vague extrême appropriée à l'état ESS incorporée dans les vagues irrégulières peut éventuellement être utilisée pour améliorer la convergence des valeurs caractéristiques de l'effet de charge; voir l'Annexe D pour plus de précisions sur cette procédure et l'Annexe N pour les restrictions et les alternatives. Les paramètres relatifs à l'état de mer sont déterminés comme cela est décrit en 6.3.3.2.4, 6.3.3.3.5 et 6.3.3.4.3. L'IEC 61400-1 permet l'utilisation d'un modèle de vent constant pour ces DLC tandis que l'IEC 61400-3-2 exige l'utilisation d'un EWM turbulent.

Dans les DLC 6.1, 6.2, 6.3 et 6.5, le désalignement des directions du vent et des vagues doit être pris en consolidation pour le calcul des charges agissant sur la FOWT. Lorsque des mesurages appropriés des directions du vent et des vagues spécifiques au site sont disponibles, ils doivent être utilisés pour déduire la plage des angles de désalignement pertinents pour la combinaison des conditions de vent extrême et de vagues extrêmes associées à ces cas de charge pour la conception. Les calculs de charge doivent alors être fondés sur les valeurs de désalignement à l'intérieur de cette plage, imposant les charges les plus élevées agissant sur la FOWT.

En l'absence des données directionnelles de vent et de vagues appropriées spécifiques au site, le désalignement à l'intérieur d'une plage de $\pm 30^\circ$ et imposant les charges les plus élevées agissant sur la FOWT doit être pris en compte.

Si un glissement dans le système de lacet de la nacelle peut se produire à la charge caractéristique, le plus grand glissement défavorable possible doit être ajouté au désalignement moyen du lacet de la nacelle. Lorsque la nacelle de l'éolienne possède un système de lacet dans lequel le mouvement de lacet est prévu dans les situations de vent extrême (par exemple, lacet libre, lacet passif ou lacet semi-libre), le modèle de vent turbulent doit être utilisé et le désalignement du lacet de la nacelle dépend des changements de direction du vent turbulent et de la réponse dynamique du lacet de l'éolienne. De même, lorsque l'éolienne est soumise à de grands mouvements de lacet ou à une variation d'équilibre lors d'une augmentation de la vitesse du vent allant d'un fonctionnement normal à la situation extrême, ce comportement doit être inclus dans l'analyse.

Dans le DLC 6.1, pour une FOWT avec un système de lacet actif de la nacelle, un désalignement moyen du lacet de la nacelle de $\pm 8^\circ$, utilisant le modèle de vent extrême turbulent doit être imposé, à condition qu'une absence de glissement du système d'orientation puisse être assurée. Noter que cet ensemble de simulations de cas de charge pour la conception (DLC 6.1) ne prend pas en compte un modèle de vent constant extrême.

La réponse doit être estimée au moyen de la simulation dynamique complète. Le 7.5.6 spécifie le mode de simulation qui doit être utilisé pour satisfaire aux exigences relatives au DLC 6.1.

Dans le DLC 6.2, une perte du réseau d'alimentation électrique à un stade précoce d'une tempête qui présente la situation de vent extrême doit être admise par hypothèse. À moins que ne soit fournie une réserve d'énergie pour le système de commande et d'orientation avec une capacité pour l'alignement du lacet de la nacelle pendant au moins 6 h, l'effet d'un changement de direction du vent jusqu'à $\pm 180^\circ$ doit être analysé. Pour les systèmes passifs de lacet de nacelle ou d'évitage, il convient d'effectuer une analyse de cap pour identifier les désalignements maximaux prévus du lacet de la nacelle.

Dans le DLC 6.3, le vent extrême avec une période de retour de 1 an doit être combiné à un désalignement extrême du lacet de la nacelle. Un désalignement extrême jusqu'à $\pm 20^\circ$ utilisant le modèle de vent turbulent doit être admis par hypothèse.

Pour les DLC 6.2 et 6.3, les exigences de modélisation peuvent être respectées en utilisant les mêmes méthodes que celles décrites ci-dessus pour le DLC 6.1 (se reporter au 7.5.6).

Lorsque pour les cas DLC 6.1, DLC 6.2, DLC 6.3 et DLC 6.5, le désalignement du lacet de la nacelle est évalué au moyen de valeurs discrètes, l'augmentation du désalignement ne doit pas être supérieure à 10° dans la zone d'application de la force de levage maximale sur les pales.

Dans le DLC 6.4, le nombre prévu d'heures sans production au niveau d'une charge variable appropriée doit être pris en compte pour chaque vitesse du vent avec laquelle un dommage par fatigue significatif peut se produire sur tout composant (par exemple, du fait du poids des pales au ralenti). Une attention particulière doit être accordée aux charges résonantes de la structure de support de la FOWT dues à l'excitation par les vagues et à l'influence du faible amortissement aérodynamique apporté par le rotor dans un état d'arrêt ou de ralenti. Les conditions d'état de mer normale (NSS) doivent être admises par hypothèse. La hauteur des vagues significatives, la période d'énergie maximale du spectre et la direction, pour chaque état de mer normale doivent être choisies, ainsi que la vitesse moyenne du vent associée, en s'appuyant sur la distribution de probabilités conjointes à long terme des paramètres océano-météorologiques appropriés au site prévu. Le concepteur doit assurer que le nombre et la résolution des états de mer normale pris en compte sont suffisants pour représenter le dommage par fatigue associé à la distribution globale à long terme des paramètres océano-météorologiques.

Le DLC 6.5 est un contrôle de solidité de la structure de support des FOWT pour détecter la réponse fortement non linéaire du système aux conditions océano-météorologiques extrêmes. Une combinaison des données d'environnement au cours d'une période de 500 ans pour le vent, les vagues et le courant doit être appliquée sans les facteurs de sécurité. L'analyse du DLC 6.5 n'est exigée que pour l'évaluation des charges ultimes agissant sur la structure de support de la FOWT.

Pour les FOWT installées dans des zones affectées par des cyclones tropicaux, il peut être nécessaire de prendre en compte des paramètres de conception supplémentaires afin de maintenir le même niveau de sécurité que pour les FOWT installées dans des régions extratropicales. L'Annexe G propose une approche fondée sur une analyse du niveau de solidité et décrit deux cas de charge supplémentaires afin d'étudier la réponse d'une FOWT immobilisée à des conditions océano-météorologiques cycloniques.

7.4.8 Immobilisation et conditions de panne (DLC 7.1 à 7.2)

Les écarts par rapport au comportement normal d'une éolienne immobilisée, résultant de pannes survenant sur le réseau électrique ou au niveau de l'éolienne, doivent faire l'objet d'une analyse. Au minimum, les défaillances des systèmes suivants doivent être évaluées: système de freinage, système de pas de pale et système de lacet de la nacelle.

Dans le cas d'une panne dans le système de lacet de la nacelle, un désalignement du lacet de la nacelle de $\pm 180^\circ$ doit être pris en compte. Lorsque pour le cas DLC 7.1 avec une panne dans le système de lacet, le désalignement du lacet de la nacelle est évalué au moyen de valeurs discrètes, l'augmentation du désalignement ne doit pas être supérieure à 10° dans la zone d'application de la force de levage maximale sur les pales. Pour toute autre panne, le désalignement du lacet de la nacelle doit être cohérent avec le DLC 6.1.

Dans le DLC 7.1, l'état de panne doit être combiné aux conditions de vent extrême et de vagues extrêmes, de telle façon que l'action environnementale extrême globale présente une période de retour combinée de 1 an. Les paramètres relatifs à l'état de mer sont déterminés comme cela est décrit en 6.3.3.2.4, 6.3.3.3.5 et 6.3.3.4.2.

Pour le DLC 7.1, les exigences de modélisation peuvent être respectées en utilisant les mêmes méthodes que celles décrites ci-dessus pour le DLC 6.1 (se reporter au 7.5.6).

Dans le DLC 7.1, le désalignement des directions du vent et des vagues doit être pris en compte pour le calcul des charges agissant sur la structure de support de la FOWT. Lorsque des mesurages appropriés des directions du vent et des vagues spécifiques au site sont disponibles, ils doivent être utilisés pour déduire la plage des angles de désalignement pertinents pour la combinaison des conditions de vent extrême et de vagues extrêmes associées à ce cas de charge pour la conception. Les calculs de charge doivent alors être fondés sur les valeurs de désalignement à l'intérieur de cette plage, imposant les charges les plus élevées agissant sur la structure de support de la FOWT.

En l'absence des données directionnelles de vent et de vagues appropriées spécifiques au site, le désalignement imposant les charges les plus élevées agissant sur la structure de support de la FOWT doit être pris en compte. Lorsque ce désalignement dépasse 30° , la hauteur de vague extrême peut être réduite, du fait de la décroissance de sévérité de l'état de mer au cours de la période associée au changement de direction du vent entraînant le désalignement. La réduction de la hauteur de vague extrême doit être calculée en tenant compte de la profondeur d'eau, du fetch et d'autres conditions pertinentes spécifiques au site.

Si un glissement dans le système de lacet de la nacelle peut se produire à la charge caractéristique déterminée dans le DLC 7.1, le plus grand glissement défavorable possible doit être pris en compte.

Dans le DLC 7.2, le nombre prévu d'heures sans production (voir le 7.6.3) du fait de pannes sur le réseau électrique ou au niveau de l'éolienne doit être pris en compte pour chaque vitesse

du vent et chaque état de mer. Une attention particulière doit être accordée aux charges résonantes de la structure de support de la FOWT dues à l'excitation par les vagues et à l'influence du faible amortissement aérodynamique apporté par le rotor dans un état d'arrêt ou de ralenti. Les conditions d'état de mer normale (NSS) doivent être admises par hypothèse.

Pour les FOWT équipées de systèmes de commande actifs dans la structure de support (par exemple, dispositifs de ballastage actifs ou systèmes de maintien en position avec propulseurs actifs), les pannes de ces systèmes doivent être prises en compte.

7.4.9 Transport, assemblage, maintenance et réparation (DLC 8.1 à 8.4)

7.4.9.1 Généralités

Pour les exigences générales relatives aux opérations maritimes des FOWT, il est fait référence à l'Article 12.

Les DLC 8.1 à 8.4 représentent les situations de charges ultimes et de fatigue associées au transport, à l'assemblage, à la maintenance et à la réparation d'une FOWT. Pour définir ces cas de charge, la base de calcul doit mentionner toutes les conditions de vent, conditions maritimes et situations de conception admises par hypothèse pour le transport, l'assemblage sur site, l'accès, la maintenance et la réparation d'une FOWT. Les conditions de vent maximales établies et les conditions maritimes doivent être prises en compte dans la conception, si elles peuvent exercer des charges significatives sur l'éolienne. Une marge suffisante doit être prévue entre les conditions spécifiées, les conditions de vent et les conditions maritimes prises en compte dans la conception, pour donner un niveau de sécurité acceptable. Une marge suffisante pour les conditions de vent peut être obtenue en ajoutant 5 m/s à la vitesse moyenne du vent indiquée.

Les charges apparaissant pendant le transport, l'assemblage, l'accès, la maintenance et la réparation d'une FOWT doivent être prises en compte:

- le poids des outils et des équipements mobiles;
- les charges provenant du fonctionnement des grues;
- les charges d'amarrage et des dispositifs de protection des navires desservant l'éolienne (voir le 7.4.9.2);
- le cas échéant, les charges associées aux opérations d'hélicoptage (voir le 7.4.9.2);
- le cas échéant, les charges développées lors des opérations de remorquage, par exemple, vibrations induites par les tourbillons.

Pour les commentaires relatifs à la conception des dispositifs de blocage, voir le 7.4 de l'IEC 61400-1:2019.

Dans le DLC 8.2, les conditions doivent être combinées aux conditions de vent extrême et de vagues extrêmes, de telle façon que l'action environnementale extrême globale présente une période de retour combinée de 1 an. En l'absence d'informations définissant la distribution de probabilités conjointes à long terme du vent et des vagues extrêmes, il doit être admis par hypothèse que la vitesse moyenne du vent extrême, établie au cours d'une durée de 10 min, avec une période de retour de 1 an, se produit lors de l'état de mer extrême, avec une période de retour de 1 an.

Pour la simulation du DLC 8.2, les exigences peuvent être respectées en utilisant les mêmes méthodes que celles décrites pour le DLC 6.1 (se reporter au 7.5.6).

Dans le DLC 8.3, le nombre prévu d'heures sans production pendant la construction du parc éolien en mer et avant son raccordement au réseau électrique doit être pris en compte pour chaque vitesse du vent et état de mer pour lesquels un dommage par fatigue significatif peut se produire sur tous les composants, quels qu'ils soient. Les conditions d'état de mer normale (NSS) doivent être admises par hypothèse. La hauteur des vagues significatives, la période

d'énergie maximale du spectre et la direction, pour chaque état de mer normale doivent être choisies, ainsi que la vitesse moyenne du vent associée, en s'appuyant sur la distribution de probabilités conjointes à long terme des paramètres océano-météorologiques appropriés aux sites prévus. Le concepteur doit assurer que le nombre et la résolution des états de mer normale pris en compte sont suffisants pour représenter le dommage par fatigue associé à la distribution globale à long terme des paramètres océano-météorologiques.

7.4.9.2 Choc dû à un navire et charges héliportées (DLC 8.1)

7.4.9.2.1 Généralités

Les aires d'accostage des navires, ainsi que les échelles et autres structures secondaires au niveau de la ligne de flottaison ou à proximité doivent être conçues comme un cas de charge pour la conception normal, de façon à être protégées contre les chocs dus à des manœuvres de navires, le cas échéant. La structure principale au niveau de la ligne de flottaison ou à proximité doit être conçue comme un cas de charge pour la conception anormal, comme cela est décrit ci-dessous, de façon à être protégée contre les chocs accidentels des navires.

Le choc dû à un navire sur la sous-structure flottante peut, selon la taille du navire, la vitesse de dérive et la configuration de la sous-structure, provoquer une réponse transitoire significative dans la sous-structure flottante, le mât et le RNA d'une FOWT. La réponse provoquée par le choc dû à un navire doit donc être évaluée lors de la conception de l'ensemble de la FOWT.

Les conditions d'environnement à appliquer conjointement au choc dû à une manœuvre de navire doivent correspondre aux conditions les plus strictes d'approche de l'éolienne par un navire de service. À des fins d'analyse, il peut être admis par hypothèse que l'éolienne peut être arrêtée ou placée à l'état de maintenance par commande à distance.

La hauteur maximale admissible des vagues significatives pour les manœuvres de navires à proximité de l'installation d'une FOWT doit être indiquée dans le manuel de fonctionnement. Il convient que ce manuel définisse les zones éventuelles d'interdiction de manœuvres de navires à proximité immédiate.

Il convient que le DLC 8.1 prenne en compte au moins deux situations de conception: une situation de conception normale qui représente le choc dû à un navire de service piloté et une situation de conception anormale qui représente le choc dû à un navire de service à la dérive. Il est nécessaire de prendre en compte uniquement les navires de service destinés à approcher les aires d'accostage des navires (ou d'autres systèmes d'accès). Il n'est pas nécessaire, dans le cadre des scénarios de choc, de prendre en compte les navires de ravitaillement (par exemple, navires de croisière) qui manœuvrent dans le parc éolien, mais qui ne sont pas destinés à approcher les éoliennes. Ces situations de conception sont décrites en 7.4.9.2.2 et 7.4.9.2.3.

Les charges d'une FOWT dues aux opérations d'héliportage doivent être prises en compte le cas échéant. La situation de conception, la taille maximale de l'hélicoptère et les conditions aux limites externes relatives à l'approche d'une FOWT par un hélicoptère, doivent être indiquées par l'opérateur ou par le concepteur et prises en compte dans les calculs de charge.

7.4.9.2.2 Situation de conception normale: navire de service piloté

Pour la situation de conception normale, l'énergie cinétique caractéristique doit être considérée comme l'énergie prévue due à l'approche maximale autorisée d'un navire de service dans l'état de mer la plus forte au cours duquel ledit navire est autorisé à approcher l'éolienne. Une vitesse spécifique aux navires doit être admise par hypothèse. Par hypothèse, cette vitesse par rapport à la FOWT ne doit pas être inférieure à 0,5 m/s. Les effets du vent, des vagues et du courant doivent être inclus, ainsi que les effets de toute masse ajoutée, contribuant à l'énergie cinétique du navire.

Trois méthodes différentes telles que spécifiées ci-dessous sont admises pour l'évaluation des charges. Ces méthodes traitent de l'application des forces horizontales dues à une approche

par la proue ou par la poupe dans les directions frontale et latérale par rapport à l'aire d'accostage des navires. Par hypothèse, l'ampleur de ces méthodes doit être considérée comme équivalente. Les forces ne doivent pas être appliquées simultanément dans les deux directions.

Option 1: une analyse dynamique détaillée de l'approche d'un navire tenant compte des éléments suivants peut être réalisée:

- la combinaison de la vitesse du navire et de l'état de mer afin d'établir une vitesse de choc dû à un navire. Ce facteur tient compte de l'inertie du navire afin d'établir l'accélération que peut provoquer l'état de mer. Une estimation prudente de la vitesse du navire est indiquée dans l'option 2 suivante;
- le déplacement du navire et la masse ajoutée;
- les propriétés de force-déformation non linéaires du navire, du dispositif de protection et du système à ressorts des aires d'accostage des navires.

En l'absence d'informations suffisantes pour effectuer une évaluation détaillée, les options 2 ou 3 peuvent être utilisées comme cela est décrit ci-dessous.

Option 2: s'il peut être admis par hypothèse que la réponse du dispositif de protection et du système à ressorts des aires d'accostage des navires est une réponse élastique linéaire, l'approche suivante peut être considérée comme associant la force de choc à la vitesse du navire, l'énergie cinétique et l'énergie élastique.

L'énergie cinétique doit être transformée en déformation élastique produisant la condition de choc:

$$E_{\text{cin}} = E_{\text{élastique}} \quad (12)$$

L'énergie cinétique est donnée par:

$$E_{\text{cin}} = \frac{1}{2} \times a \times m \times v_{\text{choc}}^2 \quad (13)$$

où

m est le déplacement du navire [t];

a est le coefficient de masse ajoutée (1,25 pour une collision à la proue ou à la poupe);

v_{choc} est la vitesse de choc [m/s].

La vitesse de choc peut être évaluée par l'équation suivante, en prenant pour hypothèse une compensation du courant par la manœuvre du navire:

$$v_{\text{choc}} = v_{\text{navire}} + \begin{cases} \sqrt{\frac{g}{d}} \frac{1}{2} H_s & \text{en eaux peu profondes} \\ \pi H_s / T_p & \text{en eaux profondes} \end{cases} \quad (14)$$

En prenant pour hypothèse une élasticité linéaire, l'énergie élastique se rapporte à la force et à la rigidité élastiques:

$$E_{\text{élastique}} = \frac{1}{2} \times \frac{F_{\text{choc dû à un navire}}^2}{c} \quad (15)$$

où

$F_{\text{choc dû à un navire}}$ est la force de choc [kN/m];

c est la rigidité élastique totale de la structure au point de choc dans la direction de choc [kN/m].

La rigidité élastique totale c peut être calculée par:

$$\frac{1}{c} = \frac{1}{c_1} + \dots + \frac{1}{c_n} \quad (16)$$

où les valeurs de rigidité c_1 à c_n représentent les différentes composantes de la flexibilité totale au point de contact telles que:

- la rigidité locale de la structure d'accostage des navires;
- la rigidité globale de la FOWT;
- les ondes de choc, bandes de frottement, etc. du côté accostage des navires;
- la flexibilité du dispositif de protection et la flexibilité structurelle locale sur le flanc du navire.

Généralement, dans le cas d'une FOWT, il est prudent de prendre pour hypothèse que le navire de service est rigide et que l'énergie totale est transférée vers la structure de support.

Option 3: en l'absence de charges spécifiques dans le cas d'un choc dû à la manœuvre d'un navire, la zone de contact peut être conçue pour une force de choc de $F = 2,5 \times \Delta$, où F est la force de choc en kN et Δ est le déplacement à pleine charge en tonnes du navire de service.

Indépendamment de la méthode choisie pour calculer la charge d'impact, les éléments de construction secondaires doivent être conçus de manière à ne pas restreindre le mouvement vertical du navire de service. Les éléments de construction secondaires doivent également être suffisamment solides, tout comme il convient qu'ils soient capables de résister à la moitié de la charge d'impact de manœuvre verticale, à moins qu'une analyse détaillée ne soit réalisée pour évaluer les charges verticales compte tenu du choc et du frottement directionnels. Ce principe s'applique tant à la direction ascendante qu'à la direction descendante.

Dans le cas de charge pour la conception normal, les éléments de construction secondaires, tels que les dispositifs de protection, aires d'accostage et échelles de navires, ne doivent pas subir de dommage à un degré tel qu'ils perdent leurs fonctions respectives en tant que structures d'accès.

7.4.9.2.3 Situation de conception anormale: navire de service non piloté

Pour la situation de conception anormale, il doit être admis par hypothèse que le plus grand navire de service autorisé fait l'objet d'une dérive latérale. La vitesse de choc du navire à la dérive doit être évaluée, mais ne doit pas être admise par hypothèse comme inférieure à 2,0 m/s par rapport à la structure de support d'une FOWT. Les effets d'une masse ajoutée et des dispositifs de protection doivent être inclus et la réponse de la FOWT à partir du choc dû à un navire peut être incluse.

Les facteurs de sécurité partielle peuvent être réduits pour le choc anormal dû à un navire s'il peut être justifié que le niveau de sécurité global est atteint.

Du fait de cette situation de conception, il est admis que les éléments de construction secondaires puissent être arrachés, par exemple, en incluant les points faibles ou par un renforcement local des éléments de construction d'appui, pour éviter de ce fait tout dommage excessif occasionné à ces éléments.

L'énergie absorbée par la structure de support de la FOWT dépend de sa résistance et de sa rigidité comparées à celles du composant du navire à l'origine d'un choc. Dans le cas d'une structure de support très rigide et très résistante, l'énergie est absorbée principalement par le navire. Après un choc dû à un navire, il est important d'examiner tout dommage occasionné à la structure de support de la FOWT, provoqué par la force de choc et de déterminer tout travail de réparation qu'il est nécessaire d'entreprendre pour assurer la préservation de la portance exigée de la structure de support. La structure doit être capable de résister au DLC 8.2 dans l'état endommagé afin de permettre la réalisation des travaux de réparation.

7.4.10 Contrôle de redondance et stabilité après avarie (DLC F1.1 à F2.3)

Les DLC F1.1 et F2.1 correspondent à une situation transitoire entre l'état intact (toutes les lignes d'ancrage ou lignes tendues sont intactes) et l'état de redondance après la perte d'une ligne d'ancrage ou d'une ligne tendue, comme cela est défini en 3.50. Les DLC F1.2 et F2.2 correspondent à la situation après la rupture d'une ligne d'ancrage ou d'une ligne tendue et après que la structure a atteint une nouvelle position moyenne.

Pour une FOWT comportant plus d'un compartiment, les cas de charge DLC F1.3 et F2.3 doivent être étudiés pour toutes les inondations pertinentes. Les conditions d'inondation doivent être choisies en fonction des exigences de stabilité après avarie conformément au 15.5.

Lorsque le système de commande et de protection (voir l'Article 8) déclenche un arrêt de l'éolienne ou d'autres actions de l'éolienne, ces éléments doivent être pris en compte dans les DLC F1.1, F1.2 et F1.3. La dynamique modifiée du système doit également être prise en compte.

NOTE 1 Selon l'architecture du système de commande et de protection, les DLC F1.2 et F1.3 peuvent devenir obsolètes lorsque le DLC F2.2 ou F2.3 s'applique (par exemple, après un arrêt de l'éolienne).

La définition des cas de charge pour la conception DLC F2.1 à DLC F2.3 est la même que pour les DLC F1.1 à DLC F1.3, à l'exception des conditions de vent et de mer. Dans le premier groupe (DLC F1.1 à DLC F1.3), le modèle de vent NTM doit être utilisé en combinaison avec l'état de mer normale (NSS), tandis que dans le second groupe (DLC F2.1 à F2.3), le modèle de vent extrême (EWM) avec une période de retour de 1 an au minimum doit être utilisé en combinaison avec l'état de mer extrême (ESS).

NOTE 2 Selon les conditions du site ou le concept de fonctionnement et de maintenance, qui peuvent ne pas permettre une réparation en temps opportun, il peut être nécessaire d'appliquer une période de retour plus élevée.

Avant l'analyse avec des situations transitoires dans les DLC F1.1 et F2.1, il est nécessaire d'identifier les cas de charge et les vitesses aléatoires qui donnent lieu à la tension maximale de la ligne pour chaque ligne à partir des simulations de l'état intact. Il est recommandé d'effectuer des analyses transitoires au moyen de la perte de la ligne la plus chargée identifiée à partir de l'état intact aux pas de temps suivants:

- a) au pic de la tension maximale de la ligne;
- b) au moment auquel la tension de la ligne atteint la moitié de la tension maximale juste avant que la tension maximale ne se produise;
- c) au pic précédent avant le pic de la tension maximale de la ligne. Cela peut ne pas être exigé lorsque le pic précédent est sensiblement bas.

À moins que les lignes d'ancrage ne soient disposées en grappes, l'effet transitoire immédiat peut ne pas être significatif, mais la simulation est nécessaire pendant une durée suffisamment longue, car des tensions importantes peuvent être observées pendant que la sous-structure flottante trouve une nouvelle position d'équilibre, qui est simulée par la suite dans les DLC F1.2 et F2.2.

Pour obtenir les décalages extrêmes par rapport à la perte de ligne, il peut être nécessaire d'étendre l'identification du cas de charge intact aux situations qui entraînent les décalages maximaux lorsque celles-ci diffèrent significativement des situations qui optimisent les tensions.

Au cours des simulations des cas de charge DLC F1.1 à F2.3, la FOWT peut subir un mouvement grave et un désalignement du lacet de la nacelle (par exemple, des mouvements de lacet où, dans le cas le plus défavorable, le flux incident du rotor peut se déplacer de "face au vent" à "sous le vent") et doit être prise en compte, le cas échéant.

Les DLC F1.1, F1.2, F2.1 et F2.2 peuvent être ignorés dans le cas de systèmes de maintien en position non redondants, mais des facteurs de sécurité supplémentaires sont exigés dans ce cas (voir l'Article 14).

7.5 Calculs de charge et d'effet de charge

7.5.1 Généralités

Les calculs de charge et d'effet de charge doivent être effectués en utilisant des méthodes appropriées tenant dûment compte de la réponse dynamique de la structure d'une FOWT soumise à la combinaison des conditions externes applicables. Les recommandations du 7.5 de l'IEC 61400-1:2019 doivent être suivies, complétées par les recommandations spécifiques pour les éoliennes en mer décrites en 7.5.2, 7.5.3, 7.5.4, 7.5.5, 7.5.6 et 7.5.7 du présent document.

Les méthodes du domaine fréquentiel ont historiquement été utilisées pour analyser les structures en mer flottantes, tandis que les méthodes du domaine temporel sont généralement utilisées dans l'analyse des éoliennes pour tenir compte des non-linéarités dans l'aérodynamique, la dynamique structurelle et le système de commande. Lorsque des méthodes du domaine fréquentiel doivent être appliquées pendant l'analyse d'une FOWT, il doit être démontré que les charges calculées permettent d'atteindre un niveau de sécurité équivalent ou supérieur au niveau atteint par les méthodes admises dans le domaine temporel pour chaque cas de charge pour lequel la méthode du domaine fréquentiel est appliquée.

En général, l'effet de charge extrême dans la sous-structure flottante est estimé comme étant l'effet maximal prévu. Quant aux sous-structures flottantes présentant une réponse non linéaire significative, il convient d'effectuer une analyse détaillée pour évaluer la variabilité statistique de la réponse afin d'assurer que le niveau de sécurité cible est atteint, voir le N.3.3 pour plus de précisions.

7.5.2 Pertinence des charges hydrodynamiques

Pour ce qui concerne des calculs de charge associés à la conception de la structure de support d'une FOWT, toutes les charges décrites en 7.3.1, 7.3.2, 7.3.3, 7.3.4, 7.3.5, 7.3.6 et 7.3.7 doivent être prises en compte. Les calculs de charge doivent être fondés sur les conditions externes représentatives du site d'une FOWT.

Les charges hydrodynamiques et les charges du système de maintien en position qui agissent sur la sous-structure flottante d'une FOWT peuvent affecter directement le mât et le RNA en conséquence de la réponse dynamique de la structure de support. Elles doivent être prises en compte.

7.5.3 Calcul des charges hydrodynamiques

Le calcul des charges hydrodynamiques agissant sur la structure de support d'une FOWT doit être effectué en utilisant les méthodes appropriées.

Le volume potentiellement important et les grands mouvements des sous-structures flottantes utilisées pour les FOWT peuvent avoir un impact sur le calcul des charges hydrodynamiques par rapport aux éoliennes en mer fixes. Il convient d'envisager un traitement approprié de ces effets, le cas échéant.

La diffraction peut être importante pour les structures de grand volume, et permet à la structure de modifier de manière significative la configuration des vagues. Dans ce cas, les charges hydrodynamiques ne peuvent pas être calculées en utilisant la cinématique des particules d'eau résolue en l'absence de la structure. Il en résulte que la méthode de calcul des vagues forcées non linéaires recommandée par l'IEC 61400-3-1 ne peut pas être appliquée, par laquelle une vague régulière non linéaire est intégrée dans une série de vagues irrégulières linéaires à partir desquelles les charges hydrodynamiques sont calculées à l'aide de l'équation de Morison. En revanche, lorsque la diffraction est importante, la nature stochastique et non linéaire des vagues et des charges hydrodynamiques peut être prise en compte en utilisant la théorie de l'interaction vague-structure à écoulement potentiel du second ordre (ou plus), y compris les effets de dérive moyenne, de dérive lente (en mode différence de fréquences) ainsi que ceux en mode somme de fréquences, le cas échéant. Les efforts du second ordre en mode différence de fréquences des degrés de liberté verticaux (pilonnement, roulis, tangage de la sous-structure flottante) peuvent également jouer un rôle important et il convient de les inclure, le cas échéant. Les résonances à hautes fréquences des TLP/TLB sont d'une importance particulière pour la conception des amarrages à ancrages tendus et des lignes tendues. En outre, s'il est démontré que l'approche suivante est prudente, une vague linéaire ou de second ordre de hauteur égale à la hauteur de vague extrême peut éventuellement être incorporée dans les vagues irrégulières pour améliorer la convergence des valeurs caractéristiques de l'effet de charge; voir l'Annexe D pour plus de précisions sur cette procédure et l'Annexe N pour les restrictions et les alternatives.

Les efforts de radiation des vagues, y compris les effets de mémoire, peuvent être importants pour les grandes structures soumises à de grands mouvements, le mouvement de la structure générant des vagues en surface libre. Dans ce cas, les efforts sont proportionnels à la vitesse d'oscillation et à l'accélération de la structure et dépendent de son antériorité de mouvement. Les charges associées, y compris la masse ajoutée et l'amortissement qui dépendent de la fréquence, peuvent être calculées par la théorie de l'interaction vague-structure à écoulement potentiel, le cas échéant.

L'interaction vague-structure à écoulement potentiel est généralement appliquée en prenant pour l'hypothèse que la sous-structure flottante réagit comme un corps rigide. Toutefois, il convient de prendre en compte, le cas échéant, la conformité de la sous-structure flottante, y compris les effets hydroélastiques.

Il convient de compléter les charges hydrodynamiques de l'interaction vague-structure à écoulement potentiel par les charges résultant de la séparation de l'écoulement, y compris la traînée visqueuse fondée sur la vitesse relative entre le fluide et la sous-structure flottante. Les effets visqueux sont particulièrement importants pour l'amortissement des plaques de pilonnement.

Lorsque l'équation pure de Morison n'est pas utilisée en combinaison avec l'écoulement potentiel pour calculer les charges dynamiques exercées par les vagues sur la sous-structure flottante (approche généralement valable pour les structures minces qui sont intactes sur le plan hydrodynamique, par exemple les spars et les semi-submersibles à éléments minces), les forces verticales sur les parties coniques et sur la surface inférieure de la structure provenant du champ de vagues non perturbé (force de Froude-Krylov) et les forces de diffraction éventuelles doivent être prises en compte.

Il convient d'évaluer les charges non linéaires dues aux vagues lorsqu'il s'agit de grandes vagues et/ou de mouvements importants de la sous-structure flottante.

L'Annexe B fournit des recommandations permettant de calculer les charges hydrodynamiques sur la structure flottante, en tenant compte de l'effet des équipements accessoires et des concrétions marines.

L'effet des concrétions marines sur les charges hydrodynamiques appliquées sur la structure de support d'une FOWT doit être pris en compte du fait de l'augmentation des dimensions externes de l'élément de structure de l'épaisseur moyenne prévue des concrétions marines "dures" et en classant les éléments de structure en "lisses" ou "rugueux", selon la quantité et l'épaisseur prévues des concrétions marines. En l'absence d'informations plus spécifiques, il convient de prendre pour hypothèse que les concrétions marines colonisent les structures en mer du Nord à des hauteurs maximales de 2 m au dessus du MSL. Pour d'autres emplacements géographiques, il convient de disposer de recommandations spécifiques au site.

Lorsque l'épaisseur des concrétions marines est telle que certains assemblages de composants sont complètement bloqués, leur effet doit être correctement incorporé dans la modélisation des charges hydrodynamiques sur la structure de support de la FOWT.

7.5.4 Calcul des surcharges de glace de mer/lac

Le calcul des surcharges de glace de mer/lac doit être pris en compte dans les zones où la glace de mer/lac peut se former. Il convient de prendre en compte la glace de mer/lac conformément à l'ISO 19906. En outre, les surcharges de glace de mer doivent être prises en compte en combinaison avec les mouvements de la FOWT provoqués par les charges dues à la glace, au vent, aux vagues ou aux courants. La flexibilité du système de maintien en position doit être prise en compte lors de la détermination des surcharges de glace de mer.

Lorsque des sections du système de maintien en position et du câble électrique sont exposées à des surcharges de glace, ces charges doivent être prises en compte (voir l'ISO 19906).

Un système de gestion des glaces peut être utilisé pour réduire les charges dues à l'action des glaces. L'effet de la gestion des glaces sur le comportement de la FOWT doit être pris en compte dans la conception.

7.5.5 Évaluation d'amortissement globale pour les évaluations de la réponse de la structure de support

7.5.5.1 Généralités

Lors de la modélisation de la réponse dynamique des FOWT, l'amortissement structurel global constitue un élément clé de la prévision des charges de fatigue et des charges ultimes des composants porteurs de la structure d'une FOWT. Il convient de le choisir avec la plus grande attention. Plusieurs paramètres contribuent à l'amortissement d'une FOWT, y compris la dissipation d'énergie provenant:

- de l'aéroélasticité;
- de l'hydrodynamique;
- des composants structurels;
- de la dissipation de l'énergie du sol, le cas échéant;
- des dispositifs d'amortissement passif;
- des dispositifs d'amortissement actif ou des dispositifs de contrôle d'amortissement peuvent également être utilisés, mais ne sont pas traités dans le présent article.

Ils sont généralement de nature différente. Certains sont visqueux, certains résultent de l'hystérèse des matériaux, tandis que d'autres sont semblables au frottement. Ainsi, l'amortissement peut être linéaire ou non linéaire avec des états variables. Il est souvent pratique de représenter l'amortissement par un amortissement à mode visqueux équivalent. Il est précisé que ce type d'amortissement visqueux équivalent dépend de l'amplitude d'oscillation. L'amortissement visqueux est généralement exprimé sous la forme d'une fraction d'amortissement critique ou de décrétement logarithmique. Dans l'un ou l'autre cas, la fréquence modale et la masse sont implicites et une attention particulière doit être portée à l'adoption de l'amortissement d'un cas à l'autre, c'est-à-dire d'une taille d'éolienne à une autre.

Les simulations dynamiques, tenant compte d'un désalignement substantiel entre les directions du vent et des vagues, peuvent démontrer que la réponse de résonance de la structure de support de la FOWT existe à des niveaux élevés, celle-ci étant induite par les forces des vagues consécutives au très faible amortissement aéroélastique dans le sens latéral. Le concepteur doit particulièrement veiller à assurer la fiabilité de la modélisation de l'amortissement du mouvement latéral de la structure de support.

7.5.5.2 Amortissement aérodynamique

La mise en œuvre aéroélastique du code de simulation doit tenir compte de l'amortissement aérodynamique.

7.5.5.3 Amortissement hydrodynamique

L'amortissement hydrodynamique constitue la contribution d'amortissement issue de l'interaction de la sous-structure flottante, du système de maintien en position et du système de câbles d'alimentation dynamique avec l'eau. Cette contribution d'amortissement comprend deux sources principales: amortissement par radiation de vagues et amortissement visqueux de la sous-structure flottante et amortissement visqueux du système de maintien en position et du système de câbles d'alimentation dynamique.

L'amortissement visqueux du fluide est le résultat de la vitesse relative de la partie mouillée de la structure et du fluide environnant. L'amortissement hydrodynamique visqueux est lié au terme de traînée dans l'équation de Morrison. L'amortissement visqueux est pris en compte dans l'équation de Morrison par les vitesses de particules relatives.

L'amortissement par radiation de vagues est le résultat des mouvements de la partie immergée de la structure, produisant de ce fait des ondes radiées vers l'extérieur de la structure. Ce phénomène représente une perte d'énergie du système et constitue par conséquent une forme d'amortissement.

7.5.5.4 Amortissement structurel

L'amortissement structurel représente principalement un amortissement matériel issu de relations contrainte-déformation hystérétiques. Les effets d'amortissement des éléments internes de la structure de support d'une FOWT peuvent toutefois être inclus également dans cette valeur. Ces éléments internes comprennent, par exemple, les plateformes, échelles, élévateurs et câbles verticaux à suspension lâche.

7.5.5.5 Amortissement dû aux dispositifs d'amortissement passif

L'amortissement global peut être augmenté par l'application de dispositifs d'amortissement passif. L'effet d'amortissement de ces dispositifs doit être justifié par des mesurages et des essais.

7.5.6 Exigences de simulation

7.5.6.1 Généralités

Les simulations dynamiques utilisant un modèle de dynamique structurelle sont utilisées pour calculer les effets des charges de l'éolienne. Certains cas de charge ont une entrée de vent et/ou de vague stochastique. La période totale des données de charge, pour ces cas, doit être suffisamment longue pour assurer une fiabilité statistique de l'estimation des valeurs caractéristiques de l'effet de charge pour le composant concerné du système. En général, une analyse de sensibilité doit être effectuée pour déterminer le nombre et la durée des simulations. Compte tenu de la discrétisation définie en 6.4.3 et en 6.4.4, la durée totale des réalisations ne doit pas être inférieure à 1 h pour chaque moyenne, la vitesse du vent en hauteur de moyeu et l'état de mer pris en compte dans les simulations, qu'il s'agisse d'une durée continue de 1 h ou de six réalisations de 10 min. Une réponse à variation lente peut être importante pour certains composants d'une FOWT (par exemple, le système d'ancrage) et, dans ces cas, il doit être démontré que la réponse est suffisamment représentée dans les réalisations. Cependant, concernant certains cas de charge pour la conception, les exigences minimales de calcul sont plus contraignantes:

- pour les DLC 2.1, 2.2 et 5.1, au moins douze simulations de 10 min doivent être effectuées pour chaque événement, à la vitesse du vent et à l'état de mer donnés;
- pour le DLC 1.1, le nombre et la période des simulations effectuées pour chaque combinaison de vitesse moyenne du vent et d'état de mer doivent être suffisants pour déterminer une distribution fiable de probabilités à long terme des valeurs extrêmes d'extrapolation par rapport aux caractéristiques de l'effet de charge;
- pour le DLC 1.2, le nombre et la période des simulations effectuées pour chaque combinaison de vitesse moyenne du vent et d'état de mer doivent être suffisants pour éviter toute dépendance par rapport à la vitesse, c'est-à-dire qu'il est généralement insuffisant de réutiliser la même vitesse de vague avec des vitesses de vent différentes. D'autre part, une simulation par vitesse moyenne du vent et combinaison des états de mer comprenant également différents désalignements peut assurer une exactitude suffisante;

- pour les DLC 1.6, 2.6, 6.1, 6.2, 6.3, 6.5, 7.1 et 8.2, au moins six simulations de 1 h doivent être effectuées. En variante, six groupes de six simulations de 10 min chacune peuvent être constitués s'il est démontré que la réponse à variation lente n'est pas importante, chacun des groupes étant équivalent à une simulation de 1 h. Pour au moins une simulation de 10 min dans chaque groupe de six simulations, la vitesse moyenne du vent à hauteur du moyeu doit être considérée comme la valeur de 10 min avec une période de retour de N années, alors que pour d'autres simulations, la valeur de vitesse moyenne du vent pour une période de retour de N années de 1 h avec un niveau de turbulences associé approprié peut être utilisée. De manière analogue, au moins une simulation de 10 min dans chaque groupe de six simulations doit contenir la hauteur de vague de retour de N années, H_N . La hauteur des vagues significatives doit être considérée comme la valeur comportant une période de retour de N années pour chaque simulation. D'autres approches peuvent être adoptées si le concepteur peut démontrer que la réponse extrême estimée n'est pas moins extrême que celle obtenue avec des réalisations de 1 h. Un nombre plus important de simulations peut être exigé pour obtenir une distribution adéquate des valeurs extrêmes, mais il convient d'envisager au moins six simulations.

La représentation spectrale des états de mer stochastiques exige un nombre minimal de composantes spectrales afin d'assurer la représentation de la forme de spectre et de la réponse de résonance potentielle, et d'éviter toute périodicité.

Dans les cas de charge impliquant la simulation d'états de mer stochastiques et d'un écoulement entrant turbulent dans lesquels une plage de vitesses de vent est donnée, la probabilité de dépassement pour la valeur caractéristique de l'effet de charge doit être calculée en prenant en compte la distribution de probabilités conjointes des conditions de l'état de mer normale et des vitesses du vent spécifiques au site d'installation de la FOWT. Étant donné que de nombreux calculs de charge impliquent des simulations stochastiques de durée limitée, la valeur caractéristique de l'effet de charge déterminée pour la période de retour exigée peut être supérieure à toute valeur calculée dans la simulation.

Pour les cas de charge avec champ de vent déterministe spécifié et états de mer stochastiques associés, c'est-à-dire DLC 1.4, 1.5, 2.3, 3.2, 3.3 et 4.2 (sauf si les états de mer sont exclus comme cela est indiqué en 7.4.1), la valeur caractéristique de l'effet de charge doit être la valeur transitoire calculée la plus défavorable obtenue comme la moyenne des effets de charge calculés du cas de charge le plus défavorable pour les états de mer stochastiques associés. Lorsqu'un écoulement entrant turbulent est utilisé avec des états de mer stochastiques, la moyenne des effets de charge calculés du cas le plus défavorable pour les différentes réalisations stochastiques doit être prise, sauf pour les DLC 2.1, 2.2 et 5.1. La valeur caractéristique de l'effet de charge doit être la valeur moyenne de la plus grande moitié des effets de charge maximaux.

Les conditions de vent déterministe entraînent généralement une charge extrême des composants du système sur de courtes périodes (de l'ordre de quelques secondes). Le phasage entre les courtes périodes de charge extrême et le mouvement potentiellement à basse fréquence, mais de grande amplitude de la sous-structure flottante peut être important.

- 1) Les exigences et les recommandations relatives à la directionnalité (MIS et MUL) sont fournies en 7.4.1.
- 2) Les caractéristiques uniques de conception et les propriétés dynamiques uniques des FOWT par rapport aux éoliennes en mer fixes dictent probablement les variations des exigences de simulation. Les aspects décrits dans les paragraphes suivants doivent être pris en compte, le cas échéant.

7.5.6.2 Assurer la fiabilité statistique

La fiabilité statistique des charges calculées doit être évaluée, et il convient que ce calcul prenne en compte toutes les combinaisons probables de vitesse et de direction du vent, de hauteur, de période et de direction des vagues, de vitesse et de direction du courant et de variation de la marée. La partition de la plage probable de chacun de ces paramètres d'environnement en échantillons de taille appropriée pour lesquels des simulations peuvent être effectuées est essentielle pour réaliser une analyse des charges suffisamment exacte avec un effort de calcul raisonnable. Pour réduire le nombre total d'échantillonnages exigés, une résolution grossière des plages de direction et de période des vagues peut être suffisante avec une justification appropriée.

Il est important d'effectuer, dans chaque échantillonnage, une analyse des charges avec un nombre approprié de simulations de longueur adéquate pour assurer la fiabilité statistique des charges structurelles calculées. Le nombre et la durée appropriés des simulations doivent être déterminés pour chaque DLC en fonction de la structure de support de la FOWT et des conditions en mer spécifiques au site. Il convient toutefois qu'ils ne soient pas inférieurs à ceux spécifiés ci-dessus. Le paragraphe ci-dessus recommande des simulations de 10 min pour la plupart des DLC, avec au moins 6 vitesses aléatoires de vent et de vague, ce qui donne 60 min d'entrées stochastiques de vent et de vague pour chaque condition d'environnement. La durée de simulation de 10 min est fondée sur l'écart spectral de la variation du vent, lequel se produit entre les pics turbulents et diurnes du spectre du vent. Dix minutes de vent turbulent peuvent être considérées comme stationnaires dans cette bande de fréquence. Un raisonnement similaire dans l'industrie pétrolière et gazière en mer a conduit à la pratique courante qui consiste à appliquer pour les systèmes flottants 1 h à 6 h par simulation, afin de tenir compte de l'écart spectral des vagues à une fréquence plus basse, des basses fréquences propres des sous-structures flottantes et des effets hydrodynamiques de second ordre à dérive lente.

Le simple fait d'effectuer des simulations de FOWT de plus longue durée peut ne pas être satisfaisant. Les simulations de vent turbulent prennent souvent pour hypothèse une condition de vent stationnaire, de sorte que le vent turbulent généré par des durées de simulation bien supérieures à 1 h n'est pas réel. De plus, la génération et le stockage des données de vent turbulent avec une étendue spatiale adéquate, une résolution spatiale et temporelle adéquate, et des durées de simulation beaucoup plus longues que 1 h, sont trop coûteux en matière de calcul pour la plupart des ordinateurs. Par ailleurs, l'augmentation de la durée de simulation engendre des informations stochastiques supplémentaires (et des extrêmes plus grands) qui, elles-mêmes, entraînent des charges structurelles ultimes plus importantes, indépendamment des considérations en mer.

Pour éviter ces problèmes de données de vent, il est suggéré d'utiliser des données périodiques répétées de vent turbulent lorsque les considérations liées à la FOWT nécessitent des simulations beaucoup plus longues que 10 min. Les données de vent turbulent générées par les techniques de transformée de Fourier sont périodiques avec une période égale à la longueur de l'ensemble de données (généralement 10 min). Ces données de vent périodiques peuvent être répétées de façon successive pour les simulations impliquant une excitation combinée de vent et de vague de plus de 10 min en utilisant des données de vague à partir de la durée totale de la simulation (jusqu'à 6 h). Il convient de s'assurer que l'utilisation de données périodiques de vent n'excite pas la réponse à basse fréquence de la FOWT. Il est également possible de concaténer des ensembles de données de vent turbulent plus courts et distincts en un ensemble de données plus long, en mélangeant de manière appropriée les ensembles de données distincts. Il convient dans ce cas d'assurer que le mélange n'introduit pas d'excitation non physique de la FOWT et que les événements de vent extrême représentent les statistiques prévues.

Pour les états de mer extrêmes, il convient d'ajuster, sur la durée de la simulation, la vitesse moyenne du vent et la hauteur des vagues significatives déduites de l'évaluation du site et correspondant à une période de référence donnée.

En ce qui concerne les charges ultimes sur les FOWT avec des effets de dérive lente négligeables, il est possible que la durée de chaque simulation n'ait pas besoin d'être

supérieure à 10 min, tant que le nombre de simulations est suffisant pour assurer la fiabilité statistique des charges structurelles calculées. En d'autres termes, il est possible que les mêmes charges ultimes soient calculées en utilisant des simulations de différentes durées, tant que la quantité totale d'informations aléatoires dans les données de vent et de vague stochastiques reste constante en faisant varier le nombre de simulations. Une évaluation des exigences relatives à la durée des simulations peut exiger une comparaison des charges ultimes entre des simulations de durée différente. Pour comparer les charges ultimes entre des simulations de durée différente, la technique de calcul de la moyenne est importante. Il convient soit de comparer les charges ultimes de la même durée totale de simulation soit de diviser les simulations les plus longues par la durée de la simulation la plus courte et comparer la moyenne des maximas.

Pour les charges de fatigue sur les FOWT, il est possible que la méthode de comptage des cycles non fermés soit plus sensible que la durée de simulation (voir le 7.6.3).

7.5.6.3 Considérations fondées sur les fréquences propres de la structure de support de la FOWT

La plage de fréquences de la structure de support des FOWT peut être considérablement plus basse que celle de la structure de support des systèmes fixes. Il peut donc être nécessaire d'augmenter pour les FOWT la durée de simulation des événements de démarrage et d'arrêt, afin de déterminer des charges potentiellement extrêmes ou suffisamment de cycles de fatigue pendant les transitoires. Les FOWT peuvent également être conçues avec des supervisions de contrôle supplémentaires par rapport aux fonctionnalités normalement mises en œuvre dans les éoliennes fixes. Lors de l'attribution du nombre d'événements d'arrêt simulés, il convient de se demander si les déclenchements de supervisions supplémentaires sont susceptibles d'être significatifs dans la détermination de la contribution globale à la charge de fatigue, avec une référence particulière aux conditions susceptibles de déclencher de telles supervisions.

Étant donné que les conditions initiales utilisées pour les simulations dynamiques ont généralement un effet sur les statistiques des réponses au début de la période de simulation, une quantité appropriée de données initiales ne doit pas être prise en compte dans les analyses. Cette solution de conditions initiales est plus importante pour les FOWT, car celles-ci expérimentent généralement de longues périodes naturelles de la sous-structure flottante et un faible amortissement. La durée appropriée doit être choisie de sorte que les effets transitoires numériques initiaux se soient suffisamment dissipés et que la sous-structure flottante ait atteint une position quasi stationnaire. Afin de réduire ce temps initial dans chaque simulation, il est suggéré que les états du modèle numérique (en particulier l'angle de pas de pales, la vitesse du rotor, le cavalemt de la sous-structure flottante et l'angle de gîte de la sous-structure flottante) soient initialisés en fonction des conditions spécifiques de vent, de vague et de fonctionnement qui prévalent.

Les fréquences du premier mode de flexion du mât pour les FOWT (modes de flexion avant-arrière et latéral, dominés par la flexion du mât) sont généralement plus élevées que celles pour les systèmes en mer fixes, en raison de la condition limite "libre à libre". Ceci est déterminant pour l'évaluation de la charge de fatigue pour laquelle des fréquences propres peuvent être proches de l'excitation harmonique (fréquence de passage des pales et leurs harmoniques). Les principaux paramètres influençant le calcul correct de ces fréquences sont les suivants:

- masse, inertie et position du centre de masse de l'ensemble rotor-nacelle, et pour les rotors très souples, rigidité en flexion des pales;
- rigidité en flexion du mât et répartition de la masse du mât;
- masse, inertie et position du centre de masse de la sous-structure flottante;
- rigidité de la sous-structure flottante dans la direction de flexion correspondante;
- masse et inertie hydrodynamiques ajoutées;
- rigidité hydrostatique;
- rigidité et inertie du système de maintien en position.

En général, en cas d'incertitude, il convient de fixer les fréquences propres de manière prudente par rapport aux fréquences d'excitation. Une attention particulière doit donc être accordée à la modélisation et à l'évaluation des fréquences propres couplées du système dans le cadre de la conception. Dans tous les cas, le concepteur doit assurer l'estimation appropriée des fréquences propres couplées influençant l'analyse des charges et l'inclusion de ces fréquences dans le modèle de simulation.

Lorsque des simplifications dans le modèle de dynamique structurelle du système sont utilisées pour l'analyse des charges qui peuvent ne pas inclure tous les degrés de liberté de la structure de support flottante ou de la flexion de l'éolienne, les modes propres couplés du système peuvent être évalués séparément. Des modifications appropriées doivent alors être apportées au modèle de charges pour assurer l'alignement des fréquences propres. Il convient que la modélisation inclue toutes les dynamiques raisonnables du système, y compris les modes de flexion de la sous-structure flottante et de l'ensemble rotor-nacelle

Il convient de prendre en compte les éléments suivants:

- la variation des propriétés des matériaux de l'ensemble des éléments de structure;
- la tolérance dimensionnelle spécifiée de l'ensemble des éléments de structure;
- la variation des propriétés de masse du système;
- l'évolution au cours de la durée de vie;
- la variation de la fréquence dans différentes conditions d'exploitation;
- la prudence des hypothèses de modélisation.

7.5.7 Autres exigences

Les charges telles qu'elles sont décrites en 7.3.1, 7.3.2, 7.3.3, 7.3.4, 7.3.5, 7.3.6 et 7.3.7 doivent être prises en compte pour chaque cas de charge pour la conception. Le cas échéant, les éléments suivants doivent également être pris en compte:

- les perturbations du champ de vent en raison de l'éolienne elle-même (vitesses induites par sillage, ombre portée du mât, etc.);
- l'influence du débit tridimensionnel sur les caractéristiques aérodynamiques de la pale (par exemple, décrochage tridimensionnel et perte aérodynamique en extrémité de pale);
- les effets aérodynamiques instationnaires;
- la dynamique structurelle et le couplage des modes vibrationnels;
- les effets aéroélastiques;
- la déviation de pale, y compris le dégagement par rapport à la structure de support de la FOWT;
- le comportement du système de commande et de protection de l'éolienne et de la structure de support de la FOWT;
- l'influence du givrage des pales ou d'autres parties d'une FOWT sur ses caractéristiques aérodynamiques et dynamiques. Le concepteur doit particulièrement tenir compte du givrage du RNA sur les charges et la stabilité de flottaison de la sous-structure flottante;
- l'influence de la masse des concrétions marines cumulées sur les fréquences de résonance et sur les charges dynamiques de la structure de support de la FOWT;
- la réponse dynamique de l'éolienne à la combinaison des charges aérodynamiques et hydrodynamiques;
- la cinématique non linéaire de vague;
- la diffraction (se reporter à l'Annexe B);
- les vibrations et mouvements induits par les tourbillons de la sous-structure flottante et du système de maintien en position (se reporter à l'Annexe B);

- l'influence des non-linéarités et de la dynamique, y compris l'amortissement, dans les systèmes de maintien en position caténaire, semi-tendus ou tendus (se reporter à l'ISO 19901-7 ou, pour les lignes tendues, à l'API RP 2T);
- l'interaction non linéaire des lignes d'ancrage et des ancrages avec le plancher océanique;
- l'excitation dynamique (fouettement) et les vibrations (rebond) de la sous-structure flottante dues aux impulsions de tossage (se reporter à l'Annexe B);
- le ballonnement des vagues.

Dans de nombreux cas, les déformations ou contraintes locales pour les emplacements critiques dans un composant donné de l'éolienne sont fixées par des charges multiaxiales simultanées. Dans ces cas, des séries temporelles de charges orthogonales résultant de simulations sont parfois utilisées pour spécifier les charges pour la conception. Lorsque de telles séries temporelles de composantes orthogonales sont utilisées pour calculer les charges de fatigue et les charges ultimes, elles doivent être combinées afin de préserver à la fois la phase et l'amplitude. Ainsi, la méthode directe est fondée sur la dérivée de la contrainte significative comme valeur en fonction du temps. Les méthodes de prévision de charges extrêmes et de charges de fatigue peuvent alors être appliquées à ce signal unique, en évitant les problèmes de combinaison de charges.

Les composantes de charges ultimes peuvent également être combinées de façon prudente en prenant pour hypothèse l'occurrence simultanée des valeurs des composantes les plus défavorables. Dans le cas où cette option est retenue, des valeurs de composantes extrêmes minimales et maximales doivent être appliquées dans toutes les combinaisons possibles afin d'éviter tout défaut de prudence.

Les exigences d'évaluation du désalignement vent-vagues sont spécifiées en 6.3.3.2. Dans le cas où il est tenu compte de la distribution des directions du vent et des vagues multidirectionnels, la répartition des contraintes directionnelles qui en résulte doit être prise en compte.

Les conditions de conception liées aux états limites spécifiques au béton tels que l'étanchéité et l'ouverture des fissures sont détaillées à l'Annexe Q.

7.6 Analyse de l'état limite

7.6.1 Méthode

7.6.1.1 Généralités

Le présent document utilise soit le format de facteur de sécurité partielle soit le format de conception à contrainte de travail (WSD) pour représenter les incertitudes et la variabilité des charges et des matériaux, les incertitudes des méthodes d'analyse et l'importance des composants structurels par rapport aux conséquences de défaillance.

L'analyse de l'état limite de l'ensemble rotor-nacelle d'une FOWT doit satisfaire aux exigences indiquées dans l'IEC 61400-1. Pour ce qui concerne la conception de la structure de support d'une FOWT, les dispositions stipulées en 7.6.1.3 doivent être suivies. L'analyse de l'état limite couvre:

- l'analyse de la résistance à la rupture selon le 7.6.2;
- l'analyse de fatigue selon le 7.6.3;
- l'analyse de l'aptitude au service selon le 7.6.4.

La conception structurelle de la structure de support de la FOWT doit être fondée sur le format de conception à facteur de sécurité partielle ou sur le format WSD. Conformément à l'ISO 19904-1, le format de conception à facteur de sécurité partielle et le format WSD sont traités comme des exigences parallèles. Pour le calcul de fatigue de la structure de support de la FOWT conformément à l'ISO 19904-1, tous les facteurs de sécurité partielle sont fixés à l'unité, de sorte que le format du facteur de sécurité partielle soit équivalent au format WSD.

Étant donné que des exigences supplémentaires pertinentes pour la conception des sous-structures flottantes peuvent satisfaire à l'ISO 19904-1 qui applique une méthode d'analyse des états limites différente, l'Annexe L fournit des éclaircissements sur ces différences et sur la manière dont elles peuvent être résolues.

Une évaluation structurelle des sous-structures flottantes pour les états limites en association avec les DLC doit être effectuée à l'aide d'une méthode appropriée pour vérifier l'adéquation de l'échantillonnage (défini selon l'ISO 19904-1) déterminé conformément aux équations d'échantillonnage contenues dans les règles RCS.

En outre, une analyse de l'aptitude au service doit également être effectuée dans le cadre de l'analyse de l'état limite d'une FOWT (voir le 7.6.4).

7.6.1.2 Critère de conception

Le niveau de sécurité d'une structure ou d'un composant structurel est considéré comme satisfaisant lorsque l'effet de charge pour la conception, S_d , ne dépasse pas la résistance de conception R_d :

$$S_d \leq R_d \quad (17)$$

Il s'agit du critère de conception. Le critère de conception est également appelé "inégalité de conception". L'équation correspondante $S_d = R_d$ constitue l'équation de conception.

L'inégalité de conception est vérifiée en utilisant un format de facteur de sécurité partielle tel qu'il est défini en 7.6.1.3 ou un format WSD tel qu'il est défini en 7.6.1.4.

7.6.1.3 Format du facteur de sécurité partielle

7.6.1.3.1 L'effet de charge pour la conception

Il existe deux approches d'établissement de l'effet de charge pour la conception, S_{di} , associé à une charge particulière F_i .

Approche 1 – l'effet de charge pour la conception, S_{di} , est obtenu par la multiplication de la valeur caractéristique de l'effet de charge, S_{ki} , par un facteur de charge spécifié, γ_{fi} .

$$S_{di} = \gamma_{fi} S_{ki} \quad (18)$$

où la valeur caractéristique de l'effet de charge, S_{ki} , est déterminée dans une analyse structurelle pour la charge caractéristique, F_{ki} .

Approche 2 – l'effet de charge pour la conception S_{di} est obtenu à partir d'une analyse structurelle de la charge pour la conception F_{di} , dans laquelle ladite charge F_{di} est obtenue par multiplication de la charge caractéristique F_{ki} par un facteur de charge spécifié γ_{fi} .

$$F_{di} = \gamma_{fi} F_{ki} \quad (19)$$

La première approche est généralement utilisée pour déterminer l'effet de charge pour la conception lorsqu'une représentation correcte de la réponse dynamique constitue la préoccupation principale, tandis que la seconde approche est généralement utilisée pour la conception structurelle locale lorsqu'une représentation correcte du comportement non linéaire des matériaux ou des non-linéarités géométriques ou les deux constituent les principales préoccupations. Dans le contexte actuel des structures flottantes, cette dernière est limitée aux post-traitements après la résolution de l'équilibre dynamique. Les différences entre les deux approches sont représentées à la Figure 6 ci-dessous. Se reporter à l'Annexe M pour des précisions sur la charge et l'effet de charge.

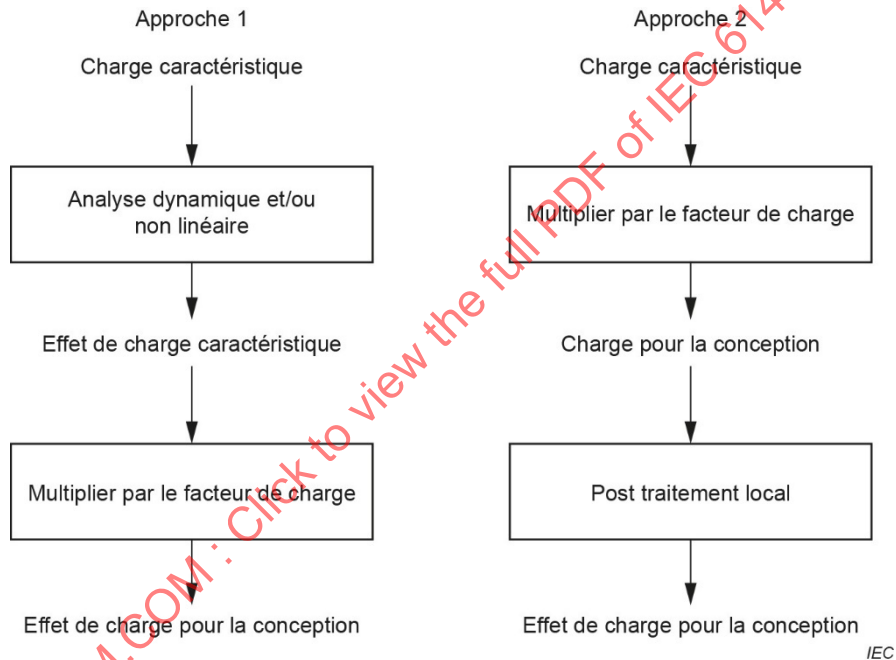


Figure 6 – Deux approches pour calculer l'effet de charge pour la conception

7.6.1.3.2 La résistance de conception

Il existe deux approches d'établissement de la résistance de conception, R_d , d'un composant structurel particulier, fondées sur un "facteur de matériau" qui peut couvrir à la fois les incertitudes liées aux matériaux et d'autres facteurs qui influent sur la résistance.

Approche 1 – la résistance de conception est déterminée à partir de la résistance caractéristique du matériau, et R est la résistance du composant structurel évalué pour une résistance du matériau et un facteur de matériau donnés:

$$R_d = R \left(\frac{1}{\gamma_m} f_k \right) \quad (20)$$

où γ_m est le facteur de matériau correspondant à la résistance du matériau et f_k est la valeur caractéristique correspondant à la résistance du matériau.

Approche 2 – la résistance de conception est déterminée à partir de la résistance caractéristique du composant structurel particulier:

$$R_d = \frac{1}{\gamma_m} R_k \quad (21)$$

où γ_m est le facteur de matériau correspondant au composant particulier et R_k est la valeur caractéristique de la résistance du composant.

L'Équation (18) est utilisée, avec l'Équation (21), selon les dispositions de l'IEC 61400-1. Certaines normes, par exemple, l'ISO 19900, exigent l'utilisation de l'Équation (19) conjointement avec l'Équation (21), tandis que d'autres normes, par exemple, l'ISO 19903, combinent l'Équation (19) et l'Équation (20). Étant donné que les choix ci-dessus peuvent influencer sur le niveau de sécurité des composants, le concepteur doit faire preuve de prudence pour assurer que le niveau de sécurité de la FOWT qui en résulte atteint l'objectif minimal.

7.6.1.4 Méthode de conception des contraintes de service

Pour une vérification de la conception aux états limites d'un mât de FOWT à base d'acier et d'une sous-structure flottante conformément au format WSD, tous les facteurs partiels référencés en 7.6.1.3 sont égaux à l'unité et les valeurs de conception sont prises comme valeurs représentatives. Des facteurs de sécurité globale appropriés ou des facteurs d'utilisation appropriés sont appliqués dans les vérifications de conception.

Les critères d'acceptation de la conception sont exprimés sous forme de contraintes admissibles appropriées. Un facteur de sécurité unique, $S.F.$, fondé sur les conditions de conception et le type de contrainte, est utilisé avec la limite d'élasticité minimale spécifiée, σ_y , pour déterminer la contrainte admissible, $\sigma_{admissible}$, par l'équation:

$$R_d = \sigma_{admissible} = \frac{\sigma_y}{S.F.} \quad (22)$$

En outre, la contrainte dans un élément de structure, due à la compression, à la flexion ou au cisaillement, ne doit pas dépasser la contrainte de déformation admissible suivante $\sigma_{déformation}$, déterminée par la contrainte critique de déformation en compression ou la contrainte critique de déformation en cisaillement σ_{cr} divisée par un facteur de sécurité $S.F.$, par l'équation:

$$R_d = \sigma_{déformation} = \frac{\sigma_{cr}}{S.F.} \quad (23)$$

7.6.2 Analyse de la résistance à la rupture

7.6.2.1 Généralités

Le système et les résistances de conception des composants du mât et de la sous-structure flottante doivent être déterminés conformément aux normes ISO de conception structurelle en mer, ou à d'autres normes reconnues relatives aux installations en mer. En variante, la résistance de conception du mât peut être déterminée conformément à l'IEC 61400-1. Les cas

de charge pour la conception de la résistance à la rupture et les facteurs de sécurité de charge associés spécifiés dans le présent document (IEC 61400-3-2) doivent être utilisés dans la conception du mât et de la sous-structure flottante.

Pour chaque composant du mât et de la sous-structure flottante évalué et pour chaque cas de charge du Tableau 2 dans lequel l'analyse de la résistance à la rupture est appropriée, le critère de conception dans l'Équation (17) doit être vérifié pour l'état limite le plus critique, identifié à partir de la marge la plus faible.

Lorsque la conception structurelle de la sous-structure flottante est réalisée conformément aux normes ISO, ou à d'autres normes reconnues relatives aux installations en mer, fondées sur des principes de conception similaires, l'Approche 2 du 7.6.1.3 doit être utilisée pour représenter correctement l'influence des non-linéarités. Dans une situation de conception type, les charges principales sont les charges de vent, les charges hydrodynamiques et les charges d'amarrage, s'ajoutant aux charges permanentes. Les effets de charge pour la conception dans la sous-structure flottante, le système de maintien en position et l'ancre peuvent être déterminés à partir d'une analyse structurelle effectuée en appliquant les effets des charges de conception dues au vent en tant que charges externes à un niveau d'interface approprié, comme une bride du mât ou le point de connexion d'amarrage (par exemple, arrêt de chaîne ou chaumards), outre les valeurs de calcul des charges hydrodynamiques et des charges permanentes.

L'Approche 1 du 7.6.1.3 peut être utilisée pour déterminer les effets de charge pour la conception par l'application d'un facteur de sécurité de charge commun aux valeurs caractéristiques des effets des charges résultant d'une analyse dynamique intégrée des charges caractéristiques combinées de vent, hydrodynamiques et permanentes. Dans ce cas, une attention particulière doit être accordée à l'étalonnage des facteurs de sécurité partielle pour compenser l'absence de modélisation des non-linéarités de la sous-structure flottante, dans la réponse. L'étalonnage doit permettre de s'assurer que le même niveau de la fiabilité structurelle est obtenu, comme cela est impliqué par les dispositions du présent document, y compris les références faites aux normes ISO de conception correspondantes.

Il convient d'effectuer l'analyse de la résistance à la rupture de l'ensemble rotor-nacelle conformément à l'IEC 61400-1. L'analyse de la résistance à la rupture du système de maintien en position est couverte par l'Article 14.

7.6.2.2 Facteurs de sécurité partielle des charges

Les facteurs de sécurité partielle des charges doivent en général être égaux aux valeurs spécifiées dans l'IEC 61400-1. Comme cela est indiqué dans l'IEC 61400-1, les facteurs de sécurité partielle pour les DLC 6.1 et DLC 6.2 sont déduits en prenant pour hypothèse que le coefficient de variation de la vitesse maximale annuelle du vent est inférieur à 15 %, ce qui n'est pas toujours le cas dans des conditions cycloniques. Outre les recommandations de l'IEC 61400-1, l'Annexe G fournit des recommandations concernant les niveaux de sécurité pour les conditions cycloniques tropicales.

7.6.2.3 Facteurs de sécurité partielle des résistances et des matériaux

Le système et les résistances de conception des composants du mât et de la sous-structure flottante doivent être déterminés conformément aux normes ISO de conception structurelle en mer, ou à d'autres normes reconnues relatives aux installations en mer. Les formules d'évaluation des résistances ultimes de conception, leurs valeurs caractéristiques associées pour les résistances des matériaux et/ou les résistances au sens général, ainsi que leurs facteurs de sécurité associés aux matériaux et/ou aux résistances doivent donc être issus des normes mentionnées ci-dessus. En variante, la résistance de conception du mât peut être déterminée conformément à l'IEC 61400-1.

7.6.2.4 Facteurs spéciaux de sécurité partielle

Des facteurs inférieurs de sécurité partielle des charges peuvent être utilisés lorsque l'amplitude des charges a été établie par mesurage, ou par analyse confirmée par mesurage, à un degré de confiance supérieur à la normale. Les valeurs de tous les facteurs de sécurité partielle utilisés doivent être mentionnées dans les documents de conception.

7.6.2.5 Format de conception des contraintes de service

Pour les poteaux-poutres et les éléments tubulaires, les différentes composantes de la contrainte ne doivent pas dépasser la contrainte admissible. Pour les éléments à charges combinées, les effets de contraintes superposés doivent être pris en compte.

Pour les structures plaquées soumises à des conditions de charge multiaxiales, il convient de formuler la contrainte sous forme de contrainte de von Mises (ou équivalent). Elle ne doit pas dépasser la contrainte admissible.

En général, le facteur de sécurité pour le mode de ruine en élasticité doit être conforme au Tableau 3. Des facteurs de sécurité inférieurs pour la limite d'élasticité peuvent être utilisés lorsque l'amplitude des charges a été établie par mesurage, ou par analyse confirmée par mesurage, à un degré de confiance supérieur à la normale. Les valeurs de tous les facteurs de sécurité pour la limite d'élasticité utilisés doivent être mentionnées dans les documents de conception.

Tableau 3 – Facteur de sécurité pour la limite d'élasticité

Type de contrainte	Normal (N)	Anormal (A)	Transport et montage (T)
Axiale et flexion	1,5	1,25	1,67
Cisaillement	2,26	1,89	2,52
Von Mises	1,33	1,11	1,48

En général, le facteur de sécurité pour la déformation d'un élément structural soumis à des efforts de compression, de flexion ou de cisaillement doit être considéré comme étant égal à 1,50 pour le type normal (N), à 1,25 pour anormal (A) et à 1,67 pour transport et montage (T). Toutefois, lorsque l'amplitude des charges a été établie par mesurage, ou par analyse confirmée par mesurage, à un degré de confiance supérieur à la normale, le facteur de sécurité ne doit pas être inférieur à 1,25 pour normal (N), 1,04 pour anormal (A) et 1,39 pour transport et montage (T).

Il convient que les exigences supplémentaires relatives aux contraintes admissibles des poteaux-poutres et des joints tubulaires soumis à la compression, à la flexion ou à leurs combinaisons soient conformes aux normes reconnues relatives aux installations en mer.

7.6.3 Analyse de fatigue

Le système et les résistances de conception des composants du mât et de la sous-structure flottante doivent être déterminés conformément aux normes ISO de conception structurelle en mer, ou à d'autres normes reconnues relatives aux installations en mer. Les formules d'évaluation des résistances de calcul de fatigue, leurs valeurs caractéristiques associées pour les résistances des matériaux et/ou les résistances au sens général, ainsi que leurs facteurs de sécurité associés aux matériaux et/ou aux résistances doivent donc être issus des normes mentionnées ci-dessus. En variante, la résistance de conception du mât peut être déterminée conformément à l'IEC 61400-1.

Pour chaque composant du mât et de la sous-structure flottante évalué, il doit être démontré que la sélection et la pondération des cas de charge, définis dans le Tableau 2 comme des cas de fatigue, aboutissent à l'estimation précise de la durée de vie des dommages par fatigue cumulés.

Il convient que les plages de contraintes utilisées pour l'évaluation de la fatigue soient déduites et/ou calculées de manière cohérente avec les sorties du modèle de dynamique structurelle (analyses "F" à partir des cas de charge pour la conception du Tableau 2). Pour chaque détail critique étudié dans le mât et la sous-structure flottante, les sources de contraintes à prendre en compte sont les suivantes:

- les charges internes globales transitant par la structure, y compris i) les charges limites recueillies aux interfaces du RNA et du chaumard (à toutes les fréquences pertinentes, y compris les vibrations), et ii) les charges gravitationnelles, d'inertie, hydrostatiques, hydrodynamiques et aérodynamiques propres;
- toutes les charges locales potentiellement laissées de côté en raison de la résolution limitée du modèle de dynamique structurelle globale, telles que: la pression hydrostatique et hydrodynamique externe, la pression des fluides internes (eau de ballast ou autre), et les vibrations des machines embarquées.

Il convient que les analyses de fatigue couvrent la durée de vie théorique prévue. En général, cela implique de rééchelonner les dommages à court terme calculés à partir de simulations distinctes (voir l'Annexe N) et de les pondérer par la probabilité de chaque situation de conception. Il peut également être approprié de prendre des mesures pour intégrer les dommages des cas transitoires (démarrage, arrêt, panne de l'éolienne) d'une manière qui n'augmente pas la durée de vie théorique reconstituée.

Le dommage par fatigue cumulé au cours de la durée de vie est influencé par la disponibilité d'une éolienne. Cette disposition exclut les périodes de construction et de mise en service. Dans certains cas, il est prudent de prendre pour hypothèse une disponibilité à 100 % lors de l'évaluation des charges de fatigue, alors que dans d'autres cas (y compris d'autres composantes de charges), il peut être prudent de prendre pour hypothèse une valeur de disponibilité inférieure. Dans ce type de cas, le concepteur doit estimer une valeur de disponibilité prudemment faible. En l'absence d'autres informations, une valeur de 90 % peut être admise par hypothèse.

Les cycles non fermés peuvent jouer un rôle important dans l'analyse de fatigue des FOWT, en particulier pour les simulations de plus courte durée. Il est possible que les charges de fatigue soient plus sensibles à la méthode de comptage des cycles non fermés qu'à la durée de simulation. Pour réduire le plus possible cette sensibilité, il convient de traiter l'algorithme de comptage de la fatigue avec toutes les simulations de chaque échantillonnage concaténées en un seul ensemble de données au lieu de les traiter séparément.

NOTE Les cycles non fermés, également appelés demi-cycles ou cycles partiels, sont générés par les algorithmes de comptage des demi-cycles lorsque les pics ne peuvent être associés à des vallées d'amplitude équivalente, mais opposée. Les cycles non fermés sont créés au début et à la fin des simulations dans le domaine temporel et pour les cycles de grande amplitude. Un facteur de pondération compris entre zéro et un est appliqué à ces cycles non fermés lors du calcul de l'endommagement final. Lorsqu'un facteur de pondération de 1 est utilisé, chaque cycle non fermé est traité comme s'il s'agissait d'un cycle complet. Lorsqu'un facteur de pondération de zéro est utilisé, les cycles non fermés ne sont pas pris en compte et n'ont aucun effet sur le calcul de la fatigue. Un facteur de 0,5 est généralement recommandé comme compromis.

7.6.4 Analyse de l'aptitude au service

La conception de la FOWT doit satisfaire aux exigences pour le fonctionnement en toute sécurité pendant sa durée de vie utile prévue. Le dépassement des valeurs limites concernant les mouvements du RNA ou de la FOWT qui peuvent endommager l'éolienne, le câblage sous-marin ou les installations environnantes, les déformations des pales du rotor, l'inclinaison du mât, la gîte de la sous-structure flottante, etc., qui peuvent ne pas nécessairement avoir un impact négatif dans le cadre des simulations de charge, peuvent en réalité empêcher la FOWT de fonctionner en toute sécurité et doivent donc être évités. Une évaluation de l'état limite de service doit donc être effectuée pour assurer l'intégrité de la FOWT. Le propriétaire ou le promoteur doit proposer des valeurs limites appropriées pour assurer l'intégrité et l'aptitude au service de la FOWT (par exemple, accélérations maximales, exigences relatives aux câbles d'alimentation dynamique, zones d'exclusion) et des infrastructures connexes. Il convient d'accorder la priorité aux exigences locales. Le concepteur doit vérifier que ces valeurs limites ne sont pas dépassées dans tous les cas de charge pour la conception pertinents pris en compte en 7.4. Les effets caractéristiques de mouvement utilisés dans l'analyse de l'aptitude au service doivent être calculés avec la même approche utilisée pour calculer les effets de charge caractéristiques (par exemple, la valeur extrême ou la moyenne de la valeur transitoire calculée) dans le cas le plus défavorable) pour chaque cas de charge pour la conception. Dans l'analyse de l'aptitude au service, les facteurs de charge partielle et les facteurs de résistance partielle doivent être fixés à l'unité dans la méthode de conception des facteurs partiels. Les facteurs de sécurité doivent être fixés à l'unité dans la méthode WSD.

8 Système de commande

Le fonctionnement et la sécurité d'une FOWT doivent être régis par un système de commande satisfaisant aux exigences indiquées dans l'IEC 61400-1.

Il convient de satisfaire aux exigences pertinentes du système de commande de l'IEC 61400-1 lorsqu'un système de commande de flotteur est défini. Les modes de défaillance du système de commande du flotteur doivent être identifiés conformément aux exigences du 8.4 de l'IEC 61400-1, et évalués conformément aux exigences du 7.4.3 du présent document. En outre, la défaillance de toute interface éventuelle entre un régulateur d'éolienne et un régulateur de flotteur doit être évaluée.

Une AMDE ou une analyse des pannes équivalente doit être effectuée afin de déterminer les événements de panne correspondant aux charges d'une FOWT. Cela peut inclure une analyse par arbre de défaillances ou des méthodes similaires pour identifier les défaillances de cause commune.

Des dispositions doivent être prises pour assurer une protection adéquate de tous les composants du système de commande et de protection contre les effets de l'environnement marin. Des recommandations concernant la protection contre la corrosion sont données à l'Annexe E.

Par ailleurs, les dispositions suivantes doivent s'appliquer:

Il doit être possible d'arrêter le rotor par une commande à distance à utiliser avant l'arrivée potentielle de personnel, si cela est nécessaire pour assurer la sécurité de ce dernier.

Si la sécurité du personnel le nécessite (par exemple, pour des opérations hélitreuillées ou pour éviter des collisions potentielles entre une extrémité de pale et un navire), la commande à distance du système de lacet de la nacelle, ainsi que son immobilisation également à distance, doivent être possibles sur demande du pilote d'un hélicoptère ou d'un navire manœuvrant à proximité de l'éolienne.

Lorsque des systèmes autres que des dispositifs de blocage sont utilisés pour ces immobilisations (par exemple, freins de lacet de la nacelle ou freins à disques mécaniques), des mesures doivent être prises pour éviter en toute sécurité tout glissement.

Des indicateurs appropriés doivent être installés sur la FOWT afin d'informer le personnel en approche de l'immobilisation du rotor et du système de lacet de la nacelle.

Dans les cas où la commande actionne des dispositifs actifs dans la sous-structure flottante, tels que des pompes de transfert à ballast d'eau, des hélices de poussée en lacet, des motoréducteurs à palier de lacet, etc., des procédures similaires à celles mises en œuvre pour le lacet de la nacelle, le pas de pale et la rotation du rotor, visant à assurer la sécurité d'accès et de travail du personnel de service, doivent être mises en œuvre.

En cas d'immobilisation automatique/à distance du rotor et/ou du système de lacet de la nacelle, des mesures doivent être prises qui empêchent tout redémarrage automatique/à distance de ces systèmes, sauf sur demande du personnel présent sur l'éolienne et/ou dans l'hélicoptère/navire. Le personnel présent sur l'éolienne doit pouvoir désactiver les redémarrages automatiques/à distance du rotor et/ou du système de lacet de la nacelle avant de pénétrer dans des zones à risque. Une note appropriée doit être intégrée aux documents d'utilisation correspondants.

En raison des éventuels systèmes de commande et de protection supplémentaires exigés pour la structure de support de la FOWT, il convient de prendre en compte dans la conception les interactions entre les multiples systèmes de commande et de protection.

La résonance potentielle et l'amplification dynamique des mouvements dus aux actions du système de commande doivent être atténuées de manière appropriée afin d'assurer l'intégrité structurelle.

Une conséquence du contrôle conventionnel du pas de pale des éoliennes est que la poussée moyenne du rotor est réduite lorsque la vitesse du vent augmente au-delà de la vitesse assignée. Le cas échéant, le concepteur doit prendre en compte cette condition et assurer que tout amortissement négatif du système FOWT est correctement atténué dans la direction avant-arrière (y compris les mouvements dus à la flexion du mât et au cavalement, au tangage et au lacet de la sous-structure flottante) dans toutes les conditions normales d'exploitation.

La fonction de protection du système de commande doit être activée au moins dans les cas dangereux suivants:

- la défaillance de la fonction de commande de la structure de support de la FOWT lorsqu'elle a un impact sur le fonctionnement de l'éolienne (par exemple, système de ballast actif, système d'amortissement actif ou tension active des câbles);
- la perte de position de la sous-structure flottante dépassant l'enveloppe de conception (par exemple, à la suite de la perte d'une ligne d'ancrage ou d'une ligne tendue) (il n'est pas nécessaire que la perte d'une ligne d'ancrage entraîne un arrêt d'urgence, elle peut seulement donner lieu à un avertissement, en fonction de la structure, du nombre de lignes, etc. ou déclencher l'obligation de mettre l'éolienne en mode de sécurité. Le propriétaire peut décider si la défaillance d'une ligne peut entraîner une perte de production ou non.);
- les mouvements et les accélérations de la sous-structure flottante dépassent les limites de fonctionnement;
- l'angle d'inclinaison du mât dépasse les limites de fonctionnement;
- l'inondation ayant une incidence sur la stabilité de flottaison;
- la perte de ligne tendue, le cas échéant;
- la résonance significative.

Le système de commande doit détecter tout événement dangereux mentionné ci-dessus et déclencher un avertissement. Lorsque les limites de fonctionnement sont dépassées, le

système de commande déclenche une alarme et arrête l'éolienne ou la met en mode de sécurité. Elle peut être redémarrée après évaluation de son bon fonctionnement et remise à zéro.

9 Systèmes mécaniques

Un système mécanique, pour les besoins du présent document, est tout système ne comprenant pas uniquement des composants structurels statiques et des composants électriques, mais qui utilise ou transmet un mouvement relatif par la combinaison d'arbres, liaisons mécaniques, paliers, pièces glissantes, engrenages et autres dispositifs. À l'intérieur d'une éolienne flottante, ces systèmes peuvent comprendre des éléments de transmission tels que les multiplicateurs, les arbres et les raccords, et des organes auxiliaires tels que les freins, les commandes de pas de pale et les entraînements du dispositif de lacet de la nacelle. Les organes auxiliaires peuvent être entraînés par des moyens électriques, hydrauliques ou pneumatiques. Les exemples liés aux aspects flottants comprennent le drainage ou le pompage des eaux de fond de cale, le maintien actif ou passif en position et l'équipement du pont maritime.

La conception de tous les systèmes mécaniques à l'intérieur du RNA et du mât doit satisfaire aux exigences indiquées dans l'IEC 61400-1. La conception de tous les systèmes mécaniques à l'intérieur de la sous-structure de la FOWT doit être conforme aux paragraphes applicables de l'Article 17 de l'ISO 19904-1, en tenant compte du niveau d'exposition d'une sous-structure de FOWT comme cela est défini en 5.3 du présent document; voir aussi l'Article 17 du présent document.

NOTE Pour d'autres recommandations concernant les exigences de sécurité relatives à la conception des systèmes mécaniques, voir l'Article 8 de l'IEC TS 61400-30:2023.

Des dispositions doivent être prises pour assurer une protection adéquate de tous les systèmes mécaniques contre les effets de l'environnement marin. Des recommandations concernant la protection contre la corrosion sont données à l'Annexe E.

Certaines FOWT présentent des mouvements plus importants que les éoliennes terrestres et les éoliennes en mer fixes. L'angle de gîte potentiel et les accélérations de la sous-structure flottante dus aux mouvements de tangage et de roulis revêtent une importance particulière. Le concepteur doit assurer que ces accélérations, le mouvement dynamique et l'inclinaison statique moyenne et la gîte et l'inclinaison dynamiques maximales sont pris en compte dans la conception, notamment en ce qui concerne l'usure et la lubrification des systèmes mécaniques, y compris les systèmes relatifs au RNA et les systèmes et équipements spécifiques aux structures de support des FOWT.

10 Système électrique

Le "système électrique" d'une installation de FOWT comporte tous les équipements électriques installés dans chaque FOWT, y compris l'appareillage à haute tension; il est appelé ci-après "système électrique de l'éolienne".

Le système de collecte de puissance n'est pas couvert par le présent document.

La conception du système électrique d'une FOWT doit satisfaire aux exigences indiquées dans l'IEC 61400-1, sauf s'il est évident que ces exigences ne sont pertinentes que pour un site terrestre.

NOTE Pour d'autres recommandations concernant le système électrique, voir l'Article 7 de l'IEC TS 61400-30:2023.

Des dispositions doivent être prises pour assurer une protection adéquate de tous les composants électriques contre les effets de l'environnement marin, en choisissant une classe de corrosion, une classe climatique, une classe environnementale et une classe de pollution appropriées, ainsi qu'un degré de protection IP (Ingress Protection) procuré par les enveloppes conforme aux codes et aux réglementations de conception nationaux et internationaux applicables. Des recommandations concernant la protection contre la corrosion sont données à l'Annexe E.

Le concepteur doit accorder une attention toute particulière aux exigences relatives à l'isolation électrique, aux atmosphères salines, à l'humidité et à la température, ainsi qu'aux exigences de ventilation. Il doit également accorder une attention toute particulière à la présence d'humidité et/ou de condensation, à la possibilité de suintement d'eau, aux chocs ou aux vibrations mécaniques, ainsi qu'aux exigences de maintenance éventuelles afin de préserver l'intégrité du système électrique de l'éolienne.

Les systèmes électriques de la structure de support d'une FOWT doivent être conformes à l'IEC, à l'ISO ou aux règles RCS.

Certaines FOWT présentent des mouvements plus importants que les éoliennes terrestres et les éoliennes en mer fixes. L'angle de gîte de la sous-structure flottante dû aux mouvements de tangage et de roulis revêt une importance particulière. Le concepteur doit assurer que tous les mouvements du système de FOWT sont pris en compte dans la conception des systèmes électriques, y compris les systèmes relatifs au RNA et les systèmes et équipements propres aux structures de support des FOWT.

11 Conception des ancres

La conception des ancres et la caractérisation du site, du sol et de la roche pour les emplacements d'ancrage des systèmes de maintien en position doivent respecter les exigences énoncées dans les normes ISO 19901-4 et ISO 19901-7. L'Annexe C indique les sources de recommandations spécifiques supplémentaires relatives à la conception des ancres pour les FOWTS. Les ancres communes exigent des considérations particulières en ce qui concerne les conditions de charge et les facteurs de sécurité, afin d'atteindre le même niveau de sécurité que les conceptions d'ancres établies.

Pour les unités équipées d'un système d'ancrage redondant, la capacité de maintien de l'ancre doit être vérifiée pour les conditions transitoires en cas de défaillance d'une ligne d'ancrage.

12 Assemblage, transport et installation

12.1 Généralités

Voir l'ISO 19901-6, l'IEC 61400-1 et/ou l'IEC 61400-3-1 pour les éléments applicables qui ne sont pas traités dans le présent article.

L'ISO 19901-6 fournit des exigences et des recommandations pour les opérations maritimes en mer relatives à l'installation d'une éolienne flottante et à toutes les phases temporaires pertinentes, au déploiement et à l'accrochage du système de maintien en position, au remorquage de la structure, etc.

NOTE Pour l'installation du câble d'alimentation dynamique, y compris le déploiement, la traction et la suspension, voir l'ISO 13628-5.

Pour les éléments spécifiques aux éoliennes, voir les Articles 8, 9 et 10 de l'ISO 29400 qui traitent de la logistique spécifique aux éoliennes (transport terrestre ou littoral, assemblage des composants, stockage) et le 12.6 qui traite du contrôle du poids ou des équipements produits en grand nombre.

Il convient de vérifier, au stade de conception dans les conditions d'environnement les plus défavorables définies en 12.3, la stabilité de flottaison et l'intégrité structurelle de la FOWT et de tous ses composants pendant les opérations d'assemblage, de transport et d'installation.

En ce qui concerne les conditions de remorquage, il convient que l'objet remorqué, y compris la cargaison et les dispositifs d'arrimage, soit conçu de manière à résister aux charges provoquées par les conditions d'environnement les plus défavorables définies en 12.3.

12.2 Planification

L'assemblage et l'installation des éoliennes flottantes et des équipements associés doivent être planifiés de manière à effectuer le travail en toute sécurité et conformément aux réglementations locales et nationales. Outre les procédures pour l'assurance de la qualité, la planification doit comprendre toutes les opérations dangereuses (HAZOP, *HAZardous OPeration*). Les éléments qui doivent être pris en compte comprennent, entre autres:

- les schémas détaillés et les spécifications relatives au travail et au plan de contrôle;
- les procédures d'assemblage et d'installation du mât, de la nacelle et du rotor;
- les procédures pour les mouvements portuaires des FOWT/sous-structures flottantes;
- les procédures de sortie de la sous-structure flottante;
- les règles d'exécution en toute sécurité des travaux sur le plancher océanique et des préparatifs nécessaires à la pose des câbles et/ou à l'installation des ancres;
- les procédures d'installation des systèmes de maintien en position, des câbles électriques et de la sous-structure flottante;
- les plans d'urgence pour les événements imprévus et la défaillance des équipements (par exemple, entre autres, dégradation des conditions météorologiques, défaillance des équipements du navire, défaillance des aides à l'installation, etc.);
- le remorquage, l'accrochage et la mise en service.

12.3 Conditions d'environnement

Un manuel d'installation, qui fixe les conditions d'environnement maximales pendant l'installation et toutes les phases temporaires, doit être établi. Les procédures d'installation doivent respecter ces limites de fonctionnement maximales. Le cas échéant, les caractéristiques directionnelles des environnements doivent être prises en compte pour identifier les environnements les plus critiques, comme cela est défini en 7.4 de l'ISO 19901-6.

12.4 Documentation

Des dessins, des spécifications et des instructions pour les procédures d'assemblage et pour l'installation de l'éolienne et de la structure de support de la FOWT doivent être élaborés. Des informations détaillées sur l'ensemble des charges, poids, points de levage et outils et procédures spéciaux nécessaires à la manutention et à l'installation en toute sécurité de la FOWT doivent être documentées. Des HAZID (*HAZard IDentifications*, identifications des dangers) et des HAZOP doivent être réalisés avant le début de l'activité prévue.

La documentation doit également traiter des exigences relatives à la formation du personnel effectuant les tâches.

Des registres doivent être tenus pendant toutes les phases pour fournir des données conformes à l'unité construite et installée.

12.5 Transport, réception, manutention et stockage

Le transport, la réception, la manutention et le stockage des composants de la FOWT doivent être effectués conformément aux instructions et aux procédures du fabricant.

Toutes les pièces doivent être fixées afin d'éviter tout dommage éventuel provoqué par les mouvements de la FOWT. La saisine doit être précisée dans les schémas de tous les équipements importants.

13 Mise en service, fonctionnement et maintenance

13.1 Généralités

Les procédures de mise en service, de fonctionnement, de contrôle et de maintenance doivent être spécifiées dans le manuel d'instructions de l'opérateur, en veillant à prendre en compte la sécurité du personnel.

La conception doit intégrer des dispositions pour un accès sûr à tous les composants, à des fins de contrôle et de maintenance. Le système d'accès doit satisfaire aux réglementations locales, nationales et internationales appropriées.

NOTE Pour d'autres recommandations concernant l'accès, voir le 9.2 de l'IEC TS 61400-30:2023.

Les exigences de l'Article 10 couvrent également les équipements de mesure électrique installés temporairement dans la FOWT à des fins de mesurages.

Le cas échéant, le personnel d'exploitation et de maintenance doit utiliser des équipements de protection individuelle homologués pour les yeux, les pieds, les oreilles et la tête. L'ensemble du personnel escaladant les mâts ou travaillant au-dessus du sol ou du niveau de l'eau doit être formé à ce travail. Ce personnel doit utiliser des harnais de sécurité et des dispositifs d'aide à l'escalade homologués. D'autres dispositifs de sécurité comprennent des gilets de sauvetage, des combinaisons isothermes et des aides à la flottabilité.

Pour plus de recommandations spécifiques aux navires flottants concernant la mise en service, le fonctionnement et la maintenance, voir l'ISO 19901-6.

13.2 Exigences de conception pour le fonctionnement, le contrôle et la maintenance en toute sécurité

Le contrôle des fonctions opérationnelles normales d'une FOWT par le personnel de service doit être possible aux points d'entrée de la FOWT. Une commande manuelle prioritaire locale marquée et située sur le système de commande automatique/à distance doit être également prévue aux points d'entrée.

NOTE 1 D'autres recommandations concernant le fonctionnement, l'inspection et la maintenance en toute sécurité peuvent être obtenues dans l'ISO 19901-6, l'ISO 19901-7, l'ISO 19904-1 et l'ISO 29400, selon le cas.

Les événements externes détectés comme des pannes, mais non critiques pour la sécurité future d'une FOWT, tels que la perte et le rétablissement de la charge électrique, peuvent permettre un retour automatique à la normale après achèvement du cycle d'arrêt.

Les protecteurs destinés à protéger le personnel contre tout contact accidentel avec les composants mobiles doivent être fixes, à moins qu'un accès fréquent ne soit prévu et qu'ils puissent être déplaçables.

Les protecteurs doivent:

- être de construction solide;
- être difficiles à contourner;
- dans toute la mesure du possible, permettre l'exécution des travaux de maintenance essentiels sans nécessiter leur démontage.

NOTE 2 Pour d'autres recommandations concernant les systèmes mécaniques, voir l'Article 8 de l'IEC TS 61400-30:2023.

Toute passerelle ou plateforme montée sur la structure de support d'une FOWT doit avoir un espace libre dans l'air conforme au 7.3.5, en tenant compte uniquement des situations de conception (DLC) liées à l'accès du personnel pour la maintenance ou les réparations en mer. Pour des raisons de sécurité, il convient d'envisager l'élimination des concrétions marines. En

cas de risque de givrage sur le site, la limitation d'accessibilité aux échelles et aux plateformes dans des conditions de givrage doit être prise en compte. Le risque de dommage aux structures du fait des chutes de glace doit également être pris en compte.

La conception doit comprendre un dégagement vertical minimal adéquat entre l'extrémité d'une pale en rotation et toute passerelle ou plateforme utilisée lors du fonctionnement de l'éolienne.

La conception doit prévoir des dispositions pour l'utilisation d'un équipement de diagnostic et de recherche de pannes.

Pour assurer la sécurité du personnel de contrôle et de maintenance, la conception doit intégrer:

- des chemins d'accès et des postes de travail sûrs pour le contrôle et la maintenance de routine;
- des moyens adéquats de protection du personnel contre tout contact accidentel avec des composants tournants ou des pièces mobiles;
- des dispositions relatives à la protection des cordages et harnais de sécurité ou autres dispositifs de protection homologués en cas d'escalade ou de travail au-dessus des points d'entrée;
- des dispositions relatives au blocage de la rotation du rotor et du mécanisme de lacet de la nacelle ou de tout autre mouvement mécanique, comme les pas de pales, lors de l'entretien, selon les conditions de vent et les situations de conception spécifiées dans le DLC 8.1, ainsi que des dispositions pour un déblocage en toute sécurité;
- des signaux d'avertissement pour les conducteurs sous tension;
- des dispositifs adaptés pour la décharge de l'électricité accumulée;
- une protection adaptée du personnel contre l'incendie;
- une autre issue de secours à partir de la nacelle;
- des dispositions pour emprunter une autre sortie de secours à partir de la FOWT, en cas d'urgence;
- des dispositions pour assurer un séjour d'une semaine dans une FOWT (nourriture, eau, chauffage, vêtements/couvertures);
- des équipements de sécurité en mer (tels que gilets de sauvetage, radeau de sauvetage, lampes/balises lumineuses, pistolet d'alarme, fusées éclairantes).

Les procédures de maintenance doivent exiger des dispositions de sécurité pour le personnel qui pénètre dans tout lieu de travail confiné, tel que l'intérieur du moyeu ou d'une pale, ce qui permet au personnel de garde d'être informé de toute situation dangereuse afin de déclencher immédiatement des procédures de sauvetage, si cela est nécessaire.

NOTE 3 Pour d'autres recommandations concernant la sécurité du personnel, voir l'Article 8 et l'Article 9 de l'IEC TS 61400-30:2023.

Le fonctionnement du balisage lumineux et de la signalisation des obstacles pertinents pour la navigation maritime et aérienne doit satisfaire aux réglementations et codes nationaux et internationaux appropriés.

13.3 Mise en service

13.3.1 Généralités

La mise en service des machines, équipements et systèmes embarqués tels que les systèmes de ballast, les pompes, les compresseurs, les générateurs, les systèmes électriques et de commande, les équipements de lutte contre l'incendie, les propulseurs et/ou les dispositifs actifs ou passifs de girouettes, etc. qui ne font pas partie du RNA doit comprendre des essais de fonctionnalité et de capacité conformément aux procédures approuvées. Pour les machines,

équipements et systèmes embarqués qui ne sont pas redondants, les essais de mise en service avant l'exploitation doivent suffire pour prouver leur fiabilité dans les conditions de service.

Le fabricant doit fournir des instructions de mise en service.

13.3.2 Alimentation

Les instructions du fabricant doivent comporter une procédure destinée à l'alimentation initiale du système électrique de l'éolienne.

NOTE Pour d'autres recommandations concernant le système électrique, voir l'Article 7 de l'IEC TS 61400-30:2023.

13.3.3 Essais de mise en service

Les instructions du fabricant doivent inclure les procédures d'essai de la FOWT après installation, afin de confirmer un fonctionnement correct, sûr et opérationnel de l'ensemble des dispositifs, commandes et appareils. Celles-ci doivent comprendre, entre autres:

- un démarrage sûr;
- un arrêt sûr;
- un arrêt d'urgence sûr;
- un arrêt sûr depuis un régime en survitesse ou une simulation représentative de ce régime;
- un essai de fonctionnement du système de protection.

13.3.4 Enregistrements

Les instructions du fabricant doivent inclure les informations selon lesquelles des enregistrements corrects doivent être conservés, ces derniers décrivant les essais, la mise en service, les paramètres de commande, ainsi que les résultats.

13.3.5 Activités postérieures à la mise en service

À la fin de l'installation et à la suite du fonctionnement pendant la période d'essai recommandée par le fabricant, les actions spécifiques que le fabricant peut exiger doivent être achevées.

Ces actions peuvent comprendre, entre autres, la précharge des fixations, le remplacement des fluides de lubrification, la vérification d'autres composants pour un réglage et un fonctionnement corrects, ainsi qu'un bon ajustement des paramètres de commande.

13.4 Manuel d'utilisation de l'opérateur

13.4.1 Généralités

Un manuel d'utilisation de l'opérateur doit être fourni par le fabricant de la FOWT et complété par des informations concernant les conditions locales particulières au moment de la mise en service, le cas échéant. Le manuel doit être disponible pour le personnel d'exécution et de maintenance et être rédigé dans une langue qui peut être lue et comprise par l'opérateur. Le manuel doit comprendre, entre autres:

- toutes les exigences relatives au fait que le fonctionnement doit être assuré par un personnel correctement formé ou instruit pour cette activité;
- les limites de sécurité de fonctionnement et les descriptions du système;
- les procédures de démarrage et d'arrêt;
- une liste d'actions d'alarme;
- le plan de procédures d'urgence;
- les procédures d'accès en mer en toute sécurité;

- le cas échéant, des exigences stipulant que:
 - des équipements de protection individuelle homologués pour les yeux, les pieds, les oreilles et la tête, ainsi que des gilets de sauvetage doivent être utilisés;
 - le cas échéant, l'ensemble du personnel escaladant les mâts ou travaillant au-dessus du niveau de l'eau, doit être formé à ce travail. Ce personnel doit utiliser des harnais de sécurité et des dispositifs d'aide à l'escalade ou d'autres dispositifs de sécurité homologués.

Les exigences supplémentaires qui s'appliquent aux opérations maritimes des structures de support de la FOWT sont spécifiées dans l'ISO 19904-1 dans le cadre du manuel des opérations maritimes.

NOTE Pour d'autres recommandations concernant la sécurité de fonctionnement, voir l'IEC TS 61400-30.

13.4.2 Renseignements concernant les enregistrements de fonctionnement et de maintenance

Le manuel doit indiquer que les enregistrements de fonctionnement et de maintenance doivent être conservés et qu'il convient d'y inclure les points suivants:

- l'identification de l'éolienne;
- l'énergie produite;
- les heures de service;
- les heures d'arrêt;
- la date et l'heure de la panne constatée;
- la date et l'heure de la maintenance ou de la réparation;
- la nature de la panne ou de la maintenance;
- l'action entreprise;
- les pièces remplacées.

13.4.3 Instructions pour l'arrêt automatique non programmé

Après tout arrêt automatique non programmé provoqué par une panne ou un dysfonctionnement et sauf spécification contraire dans le manuel d'utilisation ou les instructions, ledit manuel doit stipuler l'exigence selon laquelle l'opérateur doit en analyser la cause avant de redémarrer une FOWT. Il convient d'enregistrer tous les arrêts automatiques non programmés.

Lorsque la FOWT est remise en marche après une durée de plus de trois mois sans production, des précautions particulières doivent être prises. Avant le redémarrage, tous les composants et systèmes doivent être soigneusement examinés et leur intégrité technique évaluée. Les composants et les systèmes ayant été identifiés comme ne satisfaisant plus à leurs exigences de conception, en raison des effets de la durée prolongée sans production, doivent être réparés ou remplacés. L'état des composants et des systèmes essentiels doit être surveillé après avoir redémarré l'éolienne et être revenu à une situation de production d'électricité.

13.4.4 Instructions pour une fiabilité réduite

Le manuel doit stipuler l'exigence selon laquelle une action doit être entreprise afin d'éliminer la cause fondamentale de toute indication ou de tout avertissement d'anomalie ou de fiabilité réduite.

13.4.5 Plan de procédures de travail

Le manuel doit stipuler l'exigence selon laquelle la FOWT doit être exploitée selon des procédures de travail sûres, en prenant en compte les éléments suivants:

- le fonctionnement des systèmes électriques;

- la coordination du fonctionnement et de la maintenance;
- les procédures relatives à la zone de dégagement pour le service;
- les procédures d'escalade du mât;
- les procédures de manutention des équipements;
- l'activité dans des conditions de mauvais temps;
- les procédures de communication et les plans d'urgence;
- la procédure d'accès à l'éolienne.

NOTE Pour d'autres recommandations concernant les procédures de travail sûres, voir l'IEC TS 61400-30.

13.4.6 Plan de procédures d'urgence

Les situations potentielles d'urgence doivent être identifiées dans le manuel d'utilisation et les actions exigées du personnel d'exécution stipulées.

Le manuel doit exiger qu'en cas d'incendie sur la FOWT ou sur ses composants ou de risque apparent de dommage structurel subi par ces derniers, il convient que nul n'approche de l'éolienne, sauf si le risque est évalué de façon spécifique.

Lors de l'établissement du plan de procédures d'urgence pour les FOWT, le fait que le risque de dommage structurel peut s'accroître en raison des situations suivantes doit être pris en compte:

- survitesse;
- conditions de givrage;
- orages foudroyants;
- séismes;
- haubans rompus ou détendus;
- défaillance des freins;
- balourd du rotor;
- fixations desserrées;
- défauts de lubrification;
- incendie, inondation;
- collision de navires;
- rupture d'une ligne d'ancrage ou d'une ligne tendue;
- fuite, rupture et inondation consécutive d'un ou plusieurs compartiments de flottabilité;
- défaillance des fonctions de commande de la structure de support des FOWT;
- autres défaillances de composants.

13.5 Manuel de maintenance

Chaque FOWT doit comporter un manuel de maintenance comprenant au minimum les exigences de maintenance et les procédures d'urgence spécifiées par le fabricant de la FOWT. Le manuel doit également traiter des travaux de maintenance non programmés.

Le manuel de maintenance doit identifier les pièces sujettes à l'usure, aux dommages, à la corrosion et à l'accumulation de concrétions marines, et indiquer les critères de remplacement.

Les points qu'il convient aussi de traiter dans le manuel comprennent:

- toutes les exigences relatives au fait que le contrôle et la maintenance doivent être effectués par un personnel correctement formé ou instruit pour cette activité, aux intervalles définis et conformément aux instructions figurant dans le manuel de maintenance de l'éolienne;
- la description des sous-systèmes de la FOWT et de leur fonctionnement;
- le programme de lubrification, spécifiant la fréquence de lubrification et les types de lubrifiants ou tous les autres fluides spéciaux;
- la procédure de remise en service;
- les périodes et les procédures de contrôle de la maintenance;
- les procédures de vérification fonctionnelle des sous-systèmes de protection;
- le schéma complet du câblage et des interconnexions;
- les programmes de contrôle et de rétention des haubans et les programmes de contrôle et de précharge des boulons, y compris les charges relatives à la tension et au couple;
- la maintenance du système d'accès et les procédures de réparation après un dommage dû, par exemple, à un impact du navire de service;
- les procédures de diagnostic et le guide de recherche de pannes;
- la liste des pièces de rechange recommandées;
- le jeu des schémas d'assemblage et d'installation sur site;
- la liste d'outillage;
- l'inspection et l'élimination éventuelle des concrétions marines;
- la maintenance du système de protection contre la corrosion;
- la maintenance du dispositif de protection contre l'affouillement.

NOTE Pour d'autres recommandations concernant les exigences de maintenance et les procédures d'urgence, voir l'IEC TS 61400-30.

14 Systèmes de maintien en position

14.1 Généralités

La conception des systèmes de maintien en position caténaux, semi-tendus ou tendus doit être fondamentalement conforme à l'ISO 19901-7; pour les lignes tendues, se reporter à l'API RP 2T. Les situations de conception et les cas de charge doivent être définis selon le 7.4. Dans le cas de systèmes de maintien en position non redondants, une augmentation des facteurs de sécurité doit être envisagée pour atteindre le même niveau de sécurité que pour un système de maintien en position redondant (voir l'Annexe K).

Les simulations pour l'analyse des charges des FOWT (voir l'Article 7) doivent tenir compte des interactions entre le RNA, le mât, la sous-structure flottante, le système de maintien en position et, le cas échéant, les câbles d'alimentation.

Les conditions du sol (rigidité et amortissement, par exemple) peuvent être importantes et doivent être prises en compte dans la conception.

14.2 Systèmes de maintien en position caténaux, semi-tendus ou tendus

Les écarts supplémentaires par rapport à l'ISO 19901-7 applicables aux systèmes de maintien en position caténaux, semi-tendus ou tendus sont les suivants:

- les périodes de retour des conditions d'environnement doivent suivre le Tableau 2;
- lorsque la capacité de la ligne d'ancrage est augmentée en raison d'autres facteurs que la résistance minimale à la rupture exigée, il convient que la conception du point de connexion d'amarrage (par exemple, arrêt de chaîne ou chaumard) et son armature structurelle dans la sous-structure flottante soient fondées sur la tension maximale déterminée pour la ligne d'ancrage la plus chargée et sur les facteurs de sécurité appropriés, conformément au 10.2

de l'ISO 19901-7, ainsi que les facteurs de sécurité des résistances et des matériaux conformément à l'Article 7 du présent document;

- en raison des différentes configurations du système d'ancrage d'une FOWT par rapport à une unité traditionnelle en mer traitée dans l'ISO 19901-7, la condition de rupture d'une ligne des DLC F1.1, F1.2, F2.1 et F2.2 du Tableau 2 peut être considérée comme équivalente au cas transitoire de l'ISO en ce qui concerne le facteur de sécurité;
- les lignes d'ancrage communes font l'objet de considérations particulières en ce qui concerne les conditions de charge et les facteurs de sécurité.

14.3 Systèmes de ligne tendue

Les systèmes de ligne tendue, y compris les corps de lignes tendues, les connecteurs et les ancrs non couverts par l'ISO 19901-7, doivent, en général, être conçus conformément à l'API RP 2T. Les considérations supplémentaires suivantes doivent être appliquées:

- les périodes de retour des conditions d'environnement doivent suivre le Tableau 2;
- en raison des différentes configurations d'un système de ligne tendue d'une FOWT par rapport à une unité traditionnelle en mer traitée dans l'API RP 2T, la condition de rupture d'une ligne tendue des DLC F1.1, F1.2, F2.1 et F2.2 du Tableau 2 peut être considérée comme équivalente à la catégorie de sécurité B en condition de conception extrême, conformément à l'API RP 2T, en ce qui concerne le facteur de sécurité;
- pour un système de ligne tendue utilisant des corps de lignes tendues ne comportant pas d'acier tubulaire, les critères de conception des corps de lignes tendues et des connecteurs doivent être déterminés de sorte que le système de ligne tendue puisse atteindre au moins le même niveau de sécurité que celui de la FOWT.

14.4 Amarrage synthétique

Lorsque des lignes d'amarrage synthétiques sont utilisées, leur aptitude doit être démontrée au moyen d'un plan de qualification spécifique au régime de charge et aux modes de fonctionnement applicables aux éoliennes flottantes. L'ISO 18692-1, ainsi que l'ISO 18692-2 et l'ISO 18692-3 le cas échéant, doivent être utilisées pour la qualification des lignes d'amarrage synthétiques. Lors de la qualification des câbles, il convient de prendre en compte le schéma de charge des câbles qui peut différer d'autres applications d'amarrage en mer. Les points suivants sont particulièrement importants pour les amarrages d'éoliennes flottantes:

- l'impact des concrétions marines et le potentiel de contact avec le plancher océanique dans les eaux peu profondes;
- les variations de la rigidité dans différents modes de fonctionnement (survie, fatigue, conditions maximales d'exploitation, post-installation, installation, etc.);
- l'allongement des câbles dans le temps en relation avec la construction du câble, le processus de fabrication, le processus d'installation et les principes de fonctionnement et de maintenance;
- les performances à la fatigue et la stabilité de la résistance à long terme;
- l'impact de la lumière ultraviolette;
- les effets d'autres activités de développement prévues/admises (par exemple, la pêche) doivent être pris en compte dans la conception (veste résistante aux coupures, etc.).

14.5 Matériel du système de maintien en position

En général, tous les aspects de l'effet de chaque composant (maillons en H, manilles, composants à trois plaques, éléments de flottabilité, crapauds) sur l'intégrité et les performances des systèmes de maintien en position, y compris les modes de défaillance, doivent être pris en compte.

Les composants supportant les charges du système de maintien en position doivent être fondés sur les mêmes principes que ceux décrits dans l'ISO 19901-7 et l'API RP 2T.

14.6 Câble d'alimentation dynamique

Le présent article n'a pas pour objet de fournir des critères de conception pour le câble d'alimentation dynamique, mais plutôt de faciliter le processus de conception de l'analyse des performances globales de la sous-structure flottante et du système de maintien en position, ainsi que de fournir des données suffisantes au concepteur de câbles. En aucun cas, l'interface du câble ne doit endommager la sous-structure flottante. Le potentiel de collision entre le câble, la sous-structure flottante et le système de maintien en position doit être évalué.

Il convient que les informations à partager entre les concepteurs de la sous-structure flottante, du système de maintien en position et du câble comprennent, entre autres, les éléments suivants:

- les propriétés du câble, y compris la rigidité de courbure sur la plage de fonctionnement;
- les charges de traction et de suspension du câble;
- le poids submergé;
- la configuration, les accessoires et les exigences en matière de flottabilité, y compris le raidisseur de courbure, l'évasement et/ou le système de protection du câble;
- l'accumulation de concrétions marines;
- les opérateurs d'amplitude de réponse;
- les données océano-météorologiques et géotechniques;
- le décalage maximal de la sous-structure flottante à l'état intact et dans la condition d'une ligne rompue.

15 Stabilité de flottaison

15.1 Généralités

Le comportement flottant doit être conforme aux exigences de stabilité de flottaison dans toutes les conditions, y compris les configurations intactes et endommagées, pour les conditions temporaires et en service. Cela comprend:

- production d'électricité (DLC 1.2 à 1.6);
- production d'électricité et survenance de panne ou perte du raccordement au réseau électrique (DLC 2.1 à 2.6);
- démarrage (DLC 3.1 à 3.3) et arrêt normal (DLC 4.1 à 4.3);
- arrêt d'urgence (DLC 5.1);
- immobilisation (arrêt ou ralenti) (DLC 6.1 à 6.4);
- immobilisation et conditions de panne (DLC 7.1 à 7.2);
- transport, assemblage, maintenance et réparation (DLC 8.1 à 8.4);
- choc dû à un navire et charges héliportées (DLC 8.1);
- contrôle de redondance et stabilité après avarie (DLC F1.1 à F2.3; voir aussi l'Annexe K).

La stabilité de flottaison implique un équilibre stable et reflète une intégrité totale contre l'envahissement et le chavirement. Une stabilité de flottaison satisfaisante des unités d'éoliennes flottantes est nécessaire pour prendre en charge le niveau de sécurité exigé.

L'angle d'envahissement représente l'angle de gîte auquel la première ouverture qui ne peut être fermée de manière étanche à l'eau ou aux intempéries est immergée (ouverture dite non protégée). L'emplacement et la conception des trous d'homme et des écoutilles permettant d'accéder aux parties flottantes de l'unité, (par exemple, une colonne) doivent être soigneusement évalués et conçus de manière qu'aucune entrée d'eau ne se produise dans les conditions prévues.

La sécurité cible contre le chavirement ou l'envahissement doit correspondre au niveau de sécurité cible de la structure, c'est-à-dire un niveau de sécurité normal pour les structures non habitées ayant un faible impact sur l'environnement et un niveau de sécurité élevé pour les structures habitées.

L'analyse de la stabilité de flottaison à l'état intact et à l'état d'avarie peut être effectuée par une analyse de stabilité quasi statique (voir le 15.3) ou dynamique (voir le 15.4). Il est recommandé d'utiliser l'analyse de stabilité dynamique.

NOTE Des recommandations relatives à l'analyse de stabilité de flottaison des FOWT sont données dans les documents suivants:

- ABS Guide for building and classing floating offshore wind turbines;
- BV NI 572, Classification and Certification of Floating Offshore Wind Turbines;
- DNV-ST-0119 Floating wind turbine structures.

Les résultats d'une analyse de stabilité quasi statique doivent être vérifiés par une analyse dynamique des DLC conformément au 7.4. Au cours de l'analyse dynamique, il convient que la structure ne chavire jamais, c'est-à-dire que même si, selon l'analyse quasi statique, la stabilité est suffisante, il n'est pas admissible que, pendant l'analyse dynamique (simulation de charge), l'angle d'envahissement soit atteint ou que le chavirement (pas de rétablissement) se produise.

L'influence des fluides dans les citernes, y compris les réservoirs d'eau de ballast, doit être prise en compte dans les analyses de stabilité quasi statique et dynamique.

La variation de la masse et du centre de gravité, ainsi que la surface exposée au vent dans des conditions de givrage doivent être prises en compte dans l'analyse de la stabilité à l'état intact, en fonction du site d'installation prévu.

15.2 Critères de stabilité statique intacte

La stabilité de flottaison doit être maintenue à l'état intact. Ceci s'applique à la phase opérationnelle ainsi qu'à toute phase temporaire.

Pour les sous-structures flottantes sur colonnes, les spars sur colonnes ou d'autres plateformes stabilisées hydrostatiquement, et les TLP flottantes (dans les phases temporaires telles que le transit ou l'installation, avant la tension initiale des lignes tendues), les exigences en matière de stabilité de flottaison (stabilité de redressement) doivent suivre les parties applicables du *Recueil international de règles de stabilité à l'état intact* 2008 de l'OMI (CODE IS 2008), Édition 2020, ou d'autres normes reconnues.

L'analyse de la stabilité de flottaison des TLP installées doit démontrer que le système est suffisamment contraint par le système de ligne tendue et qu'il est exempt de tout renversement dans toutes les conditions d'environnement prévisibles. Il est important d'analyser le déplacement horizontal du centre de gravité (COG, *Centre Of Gravity*) dans plusieurs modes de fonctionnement et conditions d'environnement.

Les cas de charge stationnaires et transitoires des différentes conditions de fonctionnement du RNA d'une éolienne (qui sont représentées par les DLC, voir l'Article 7) doivent être pris en compte pour l'analyse de la stabilité de flottaison.

L'axe d'inclinaison le plus critique pour chaque cas de charge doit être déterminé et utilisé dans l'évaluation. L'axe le plus critique pour chaque cas de charge peut varier, car il dépend à la fois du moment d'inclinaison et du moment de renversement.

Les critères de stabilité de flottaison suivants s'appliquent pour toutes les conditions et tous les cas de charge du présent document:

- intégrité de l'étanchéité à la première interception;

- une hauteur métacentrique positive, même si cela n'est pas obligatoire pour une TLP installée.

En outre, les limites d'aptitude au service pour l'angle d'inclinaison du RNA doivent être clairement indiquées et prises en compte dans l'analyse de stabilité. Les deux angles d'inclinaison limites pendant la production d'énergie et les conditions d'immobilisation ou pendant la maintenance doivent être définis et observés.

15.3 Évaluation quasi statique

Le présent paragraphe ne s'applique pas pour les TLP et TLB.

Une analyse quasi statique peut être effectuée par intégration du moment de renversement par rapport à l'angle de gîte. Les critères de stabilité à l'état intact du *Recueil international de règles de stabilité à l'état intact* 2008 de l'OMI (CODE IS 2008), Édition 2020 pour MODU, doivent être appliqués.

L'action du vent doit être fondée sur les données spécifiques au site en ce qui concerne les vitesses et le profil du vent (par exemple, $V_{\text{moyeu}} = V_{\text{ref}}$ pour les conditions de ralenti et $V_{\text{int}} \leq V_{\text{moyeu}} \leq V_{\text{ext}}$ pour le fonctionnement). Pour le transit, l'installation, la maintenance et d'autres conditions temporaires, la vitesse du vent peut correspondre à la fenêtre météorologique pendant l'activité.

La courbe du moment de redressement doit être calculée à partir d'un modèle de grand volume pour toute condition pertinente de tirant d'eau et de charge sans contrainte d'amarrage.

15.4 Évaluation de la réponse dynamique

Un critère de stabilité à l'état intact fondé sur la réponse dynamique doit être appliqué, qui offre une marge de sécurité rationnelle contre le chavirement et l'envahissement, en analysant les caractéristiques de réponse au mouvement dynamique déduites des DLC (voir l'Article 7). La réponse maximale doit être fondée sur l'angle de gîte maximal issu des simulations effectuées. La moyenne des maxima fondée sur plusieurs vitesses pour le même cas doit être prise en compte. Les mêmes facteurs de sécurité partielle pour les charges peuvent être utilisés.

Par ailleurs, des recommandations pour l'élaboration d'autres critères de stabilité à l'état intact pour les unités stabilisées sur colonnes à partir de réponses dynamiques peuvent être consultées dans le *Recueil international de règles de stabilité à l'état intact* 2008 de l'OMI (CODE IS 2008), Édition 2020.

Les TLP et TLB doivent éviter des lignes tendues détendues dans les conditions dynamiques; cependant les lignes tendues détendues sont acceptables dans les conditions les plus extrêmes s'il peut être démontré qu'une marge appropriée contre le chavirement existe.

15.5 Critères de stabilité après avarie

Lorsque la stabilité après avarie est exigée:

- les cas de charge DLC F1.3 et DLC F2.3 du Tableau 2 doivent être appliqués et la capacité à résister à la perte de stabilité de flottaison doit être démontrée;

NOTE 1 Pour démontrer la stabilité acceptable après avarie, les critères du *Recueil MODU de 2009* de l'OMI, Édition 2020, sections 3.4.3 à 3.4.7, peuvent être appliqués.

- en général, pour les plateformes à lignes tendues, une quantité minimale de tension statique doit rester dans les lignes tendues après l'avarie (voir le 14.3). Cette quantité minimale de tension statique doit être déterminée en prenant en compte le niveau de sécurité de l'ensemble de la structure et la capacité à résister à la perte de stabilité de flottaison lorsque les DLC F1.3 et F2.3 s'appliquent.

L'étendue des dommages doit correspondre à celle définie dans le Recueil MODU de 2009 de l'OMI, Édition 2020, Article 3.5. Pour les spars, les mêmes exigences que pour les unités stabilisées sur colonnes s'appliquent.

Voir l'Annexe S pour des recommandations concernant l'application des critères de stabilité après avarie en cas de collision avec un bateau, un navire ou une autre plateforme.

La stabilité après avarie pour les FOWT non habitées n'est pas exigée lorsque la sécurité humaine n'est pas compromise et qu'il n'existe aucune menace déraisonnable de dommage à l'environnement marin. Dans ce cas, les dispositions minimales suivantes doivent s'appliquer:

- la probabilité conjointe d'une collision entraînant l'inondation d'un quelconque compartiment de la sous-structure flottante au point de conduire à une perte de stabilité de flottaison ne doit pas dépasser la probabilité de défaillance correspondant au niveau de sécurité utilisé pour évaluer l'intégrité structurelle de la structure; la collision avec un bateau ou une autre plateforme doit être prise en compte;

NOTE 2 Concernant les probabilités de défaillance cible en général, voir l'ISO-2394. Pour les éoliennes, un niveau de sécurité cible recommandé est donné à l'Article K.2 de l'IEC 61400-1:2019.

- un système doit être installé pour assurer la surveillance permettant de détecter l'apparition d'une fuite importante susceptible d'entraîner une perte de stabilité de flottaison, par exemple par la surveillance du tirant d'eau de la sous-structure flottante, ou du niveau d'eau à l'intérieur des compartiments internes; voir également l'Article 8;
- les éléments de structure et les éléments mécaniques doivent être conçus de manière à offrir une sécurité suffisante contre les fissures permettant l'inondation des compartiments; ceci comprend la coque extérieure, mais également les cloisons internes et les réseaux de canalisations critiques lorsque les mouvements d'eau de ballast peuvent entraîner une perte de stabilité de flottaison.

16 Matériaux

Il convient que les exigences relatives aux matériaux des systèmes de maintien en position et des sous-structures flottantes soient conformes aux normes ISO 19901-7, ISO 19903 et ISO 19904-1, en tenant compte du niveau de sécurité défini en 5.3.

L'agencement structurel doit être protégé de manière adéquate contre la corrosion (voir l'Annexe E). La méthode de protection doit être adaptée à la position et à l'objectif prévus.

17 Systèmes de support maritime

17.1 Généralités

En général, il convient que les systèmes de support maritime des FOWT soient conçus conformément à l'ISO 19904-1 ou à d'autres normes reconnues, ainsi qu'aux considérations suivantes du présent article.

17.2 Système d'assèchement

À l'exception des citernes inondées en permanence, des moyens d'assèchement ou de vidange de toutes les citernes et des compartiments vides doivent être prévus. Lorsque des motopompes sont utilisées au lieu d'un système d'assèchement permanent, au moins deux pompes de ce type doivent être fournies et stockées à bord de la FOWT ou transportées par le navire de service présent. Les pompes et les dispositifs de pompage doivent être facilement accessibles.