令和４年度 新エネルギー等の保安規制高度化事業
（洋上風力発電設備における定期事業者検査方法等の検討）

調査報告書

令和５年３月

受託者：株式会社構造計画研究所
再委託先：株式会社北拓

2022 年 6 月の電気事業法改正に伴い、同法第五十五条第一項[1]に規定される“事業者検査”は “自主検査”と名称変更となった。その為、改正電気事業法の施行日（2023 年 3 月 20 日）以降は、本報告書に記載の“定期事業者検査”は“定期自主検査”と読み替えることが必要となる。

[1] 電気事業法第五十五条（定期安全管理検査）第一項
（改正前）
次の各号に掲げる電気工作物（以下この条において「特定電気工作物」という。）を設置する者は、主務省令で定めるところにより、定期に、当該特定電気工作物について事業者検査を行い、その結果を記録し、これを保存しなければならない。
（改正後）
次に掲げる電気工作物（以下この条において「特定電気工作物」という。）を設置する者は、主務省令で定めるところにより、定期に、当該特定電気工作物について自主検査を行い、その結果を記録し、これを保存しなければならない。

〔目次〕

1. 本事業の概要 1
1.1. 事業概要 1
1.2. 事業目的 2
1.3. 事業内容 3
1.4. 略称表 4
2. 海外の洋上風力発電設備の運用実態調査 8
2.1. 調査の概要 8
2.1.1. 調査の目的 8
2.1.2. 調査項目の設定 8
2.1.3. 調査方法（ヒアリング調査・文献調査） 10
2.2. 各調査項目に関する回答の整理 12
2.2.1. 各部の点検項目の内容について 13
2.2.2. 事故・故障事例について 19
2.2.3. 点検合理化手法について 20
2.2.4. 海底ケーブルの点検内容について 23
2.2.5. その他 24
2.3. 事故等の事例調査 26
2.3.1. 海外の海底ケーブル事故事例 27
2.3.2. 国内の海底ケーブル配管・支持材事故事例 33
3. 定期事業者検査とメンテナンスの考え方について 37
3.1. 定期事業者検査の制定経緯と内容 38
3.1.1. 定期事業者検査開始から本事業までの経緯 39
3.1.2. 保安規程による自主的なメンテナンスと、定期事業者検査による統一的なメンテナンス 40
3.1.3. 現行の定検解釈の作成手順 44
3.1.4. メーカーの点検マニュアルと定検解釈の違い 45
3.1.5. メーカーの点検マニュアルを超えて、定検解釈に定められたものの取扱い 47
3.1.6. 点検と検査の違い 49
3.1.7. 定検解釈に記載される点検周期（年）の取扱い 53
3.1.8. 現行の定検解釈における点検周期の設定根拠 57
3.2. 風力発電設備のメンテナンスの考え方 61
3.2.1. 現行の定検解釈の考え方 62
3.2.2. 統一的解説による支持構造物の考え方 65
3.2.3. 洋上風力発電設備の点検周期の考え方 72
4. 有識者検討会の実施 75
5. 定検解釈案の作成 77
5.1. 検査の目的等の見直し 79
5.2. 定検解釈案と定検解釈提言案の切り分け 83
5.2.1. 現行の定検解釈に洋上風力発電設備を含める際に想定される事項等 84
5.2.2. 定検解釈案に定めることができず、提言としてまとめる事項 86

5.2.3. 統一的解説で示され、定検解釈案では除外・変更した項目等 89
5.3. 定検解釈案の策定方針 92
5.4. 定検解釈案（変更事項） 95
5.4.1. 最新機等による項目及び内容の変更 96
5.4.2. “雷対策重点地域”の表記の変更 104
5.4.3. 【検査実施上の前提等】へのタイトルの変更 106
5.4.4. 【検査実施上の前提】※１．検査方法及び判定基準の変更 108
5.4.5. 【検査実施上の前提】における点検周期の変更 110
5.5. 定検解釈案（追加事項） 112
5.5.1. 現行の定検解釈との名称表記の整合性の確保 112
5.5.2. 統一的解説に記載のない検査内容に関する記載 115
5.5.3. 【検査実施上の前提】※３．他の法令によって取り付けられる項目に関する記載 119
5.5.4. 【検査実施上の前提】※４．目視点検が困難な部位の点検手法に関する記載 120
5.5.5. 【検査実施上の前提】※５．統一的解説の記載範囲外の基礎構造形式の点検手法に関する記載 122
5.5.6. 検査を実施する場所の列及び【検査実施上の前提】※６．の追加 124
5.5.7. 水中部の点検方法に機器を使用する記載（潜水目視及び【検査実施上の前提】※７．の記載及び表のタイトルを“検査内容”に変更） 125
5.5.8. 海底ケーブル用配管・支持材の点検周期の変更提案【検査実施上の前提】※１１．安定後 10 年以内で適切な周期 129
5.5.9. グラウト接合部の検査方法に関する追記 137
5.6. 定検解釈案 140
5.7. 定検解釈案と技術基準の紐づけ 151
6. 定検解釈提言案の作成 153
6.1. 各提言の内容 154
6.1.1. 海底ケーブル本体の点検について 156
6.1.2. 統一的解説における、下部構造の附帯設備の扱いについて 166
6.1.3. 航行安全にかかる点検 168
6.1.4. 環境保全にかかる点検 170
6.1.5. 新エネ WG 等 の審議対象事故と定検解釈の検査項目の紐づけ 174
6.1.6. 半年周期の点検の緩和 203
6.1.7. 気中部の点検における点検支援技術の活用について 208
6.1.8. 海外指針における下部構造の点検周期の考慮 213
6.1.9. 下部構造・基礎の部材の抜き取り検査の可能性について 219
6.1.10. 水中部の部材検査の実施方針について 225
6.1.11. 物理センサを導入した下部構造の保安水準の高度化 229
6.1.12. 統一的解説未記載の基礎形式の検査対応について 233
6.2. 定検解釈提言案について 235

1. 本事業の概要

1.1. 事業概要

本事業は、以下に示す経済産業省商務情報政策局産業保安グループ電力安全課（以下、電力安全課）からの令和４年度委託事業である。本報告書は、（１／２）として、本事業のうちの「1.3. 事業内容」に示す事業内容（１）～（３）に関するものである。(事業内容（４）～（６）については報告書（２／２）を参照のこと)。

事業名：令和４年度新エネルギー等の保安規制高度化事業（洋上風力発電設備における定期事業者検査方法等の検討）（以下、本事業）
事業期間：2022 年 7 月 6 日～2023 年 3 月 24 日
委託者：経済産業省商務情報政策局産業保安グループ電力安全課
受託者：株式会社構造計画研究所
再委託先：株式会社北拓
（以下、受託者及び再委託先を、受託者ら、という）

1.2. 事業目的

FIT 制度の開始以来、我が国では太陽電池、風力、水力といった再生可能エネルギーによる発電が増加の一途をたどっている。このうち、風力については、従来までの陸上設置に加え、洋上設置の計画・建設が進められており、今後も活発な導入拡大が期待されており、現状の陸上を前提に作成されていた諸制度の見直しが求められているところである。

見直しが必要な制度の一つに定期事業者検査が挙げられる。風力発電所の定期事業者検査の内容は「電気事業法施行規則第９４条の３第１項第１号及び第２号に定める定期事業者検査の方法の解釈」に規定されている。ただし、この規定は陸上の風力発電設備の定期的な検査を対象として作成されたものであり、過去の委託調査である「令和３年度新エネルギー等の保安規制高度化事業（海外の洋上風力発電設備に関する運用実態調査)」の報告書に記載されているとおり、洋上の風力発電設備においては、対応の困難なものがあるため、検査方法の工夫や見直しが必要であると考えられる。

加えて、今後様々なプレイヤーが参画することが想定されるところ、引き続き円滑に洋上風力発電設備の審査ができるよう、適切な体制や手続フローを構築する必要がある。

こうした問題意識の下、本事業では現状の保安レベルを保つことを前提に、洋上風力発電設備の特性に合った保安規制の制度を構築することを目的とする。

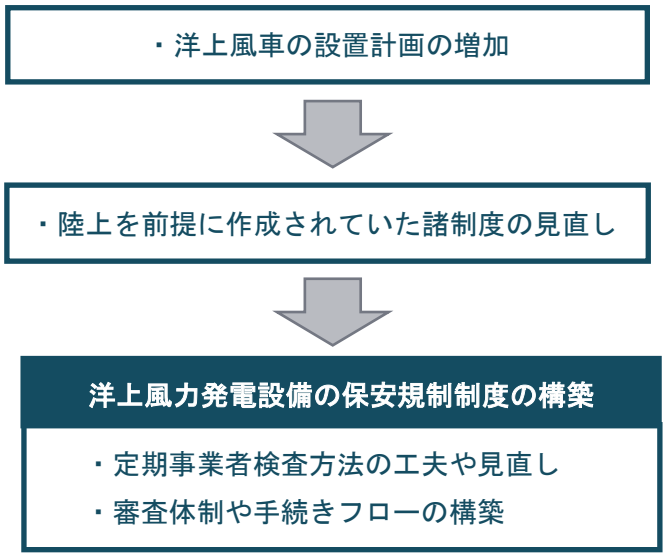


図 1.2-1　本事業の目的

1.3. 事業内容

仕様書に定められた事業内容（１）～（３）は「定期事業者検査方法の検討」、事業内容（４）～（６）は「審査手続きの合理化に資する業務等」である。本報告書が対象とする事業内容（１）～（３）を仕様書から抜粋して以下に示す。

（１）定期事業者検査において、洋上風力を想定した場合に追加・削除すべき点検項目や、洋上風車の特徴的な作業環境（作業スペースが狭い、空気中の塩分濃度が高い等）に係る項目に関する海外での対応について、風力発電設備の導入が先行する欧州の２～３カ国（デンマーク、イギリス、ドイツなど）についてヒアリング調査及び文献調査を行う。その結果を踏まえ、洋上の風力発電設備に合った検査方法及び周期を策定する。なお、策定にあたっては、次の委託調査の結果を適宜参照する。

・令和 3 年度新エネルギー等の保安規制高度化事業（海外の洋上風力発電設備に関する運用実態調査）
・平成 28 年度新エネルギー等の保安規制高度化事業（定期事業者検査に関する風力発電設備の安全性確認調査）

（２）（１）の調査・検討内容を実効性の高いものとするため、有識者による検討会（以下、有識者検討会）を実施する。検討会の構成については以下に記載の構成を基本とし、また、その開催時期、開催方法、進め方等については電力安全課と相談の上、決定する。

（有識者検討会の構成）
・検討会 3 回程度開催とする。
・有識者検討会の委員　（以下、有識者）
学識経験者（風力発電設備に精通している専門家、電気工学、機械工学、土木学、建築学等を専攻とする大学教授）5 名程度、
産業界等（日本風力発電協会、日本電気協会、日本電機工業会、風力発電事業者、登録安全管理審査機関、メーカー等）5 名程度、
合計 10 名程度

（３）（１）の検討結果に基づき、「電気事業法施行規則第９４条の３第１項第１号及び第２号に定める定期事業者検査の方法の解釈（以下、定検解釈）」の改定案を検討し、定検解釈案の最終版（以下、定検解釈案）を作成する。なお、定検解釈案は令和４年１２月末までに作成する。
ここで、令和 3 年 4 月 14 日改正の定検解釈（２０２１０４１２保局第１号）を、現行の定検解釈という。

次章以降、本報告書では上記（１）～（３）の「定期事業者検査方法の検討」について報告する。

1.4. 略称表

本報告書中では、以下の表 1.4-1 の通りの略称を用いる。

表 1.4-1　略称表

略語	定義
本事業	令和４年度新エネルギー等の保安規制高度化事業（洋上風力発電設備における定期事業者検査方法等の検討）
受託者ら	受託者及び再委託先を受託者ら
本報告書	本事業のうちの 1.3. に示す事業内容（１）～（３）に関する報告書
定検解釈	電気事業法施行規則第９４条の３第１項第１号及び第２号に定める定期事業者検査の方法の解釈（２０１７０３２３商局第３号）
現行の定検解釈	令和 3 年 4 月 14 日改正の定検解釈（２０２１０４１２保局第１号）
火力設備	現行の定検解釈（別表 1）で示される、発電用火力設備及び燃料電池設備
No.	本報告書で記載する No. は、現行の定検解釈において記される、検査項目の番号を示す
定検解釈案	本事業で実施した、定検解釈の改定案
現行の定検解釈の考え方	3.2.1. において示した、現行の定検解釈の予防的メンテナンスの考え方
統一的解説による支持構造物の考え方	3.2.2. において示した、統一的解説で示された洋上風力発電設備の支持構造物のメンテナンス考え方
有識者検討会	本事業で実施した、有識者による検討会
有識者	有識者検討会の委員
検査の目的等	本事業の実施に使用した、公共の安全に係る事故及び公共の安全を確保するための検査の目的
海外調査	本事業で実施した、海外の洋上風力発電設備の運用実態を調査
海外調査結果	海外調査の結果
ヒアリング調査先	海外調査を実施した、洋上風力発電事業に関わる企業等
海外事業者	海外の洋上風力発電事業者
国内事業者	海外の洋上風力発電事業に参入している日本の風力発電事業者
風車メーカー等	風車メーカー・コンサル・ゼネコンなど
設置者	電気工作物設置者
ウィンドファーム	風力発電システムを複数基配置（ファーム化）した発電所 NEDO 再生可能エネルギー技術白書第 2 版第 3 章 p. 6
洋上ウィンドファーム	洋上に設置されたウィンドファーム
洋上風力発電設備	洋上設置の風力発電設備
陸上風力発電設備	陸上設置の風力発電設備
支持構造物	統一的解説による定義 統一的解説 p. 31 風車（ロータナセル・アセンブリ）を支持する構造物の総称。タワー、下部構造及び基礎で構成される。

略語	定義
最新機	現行の定検解釈制定後に登場した最新の風車の型式
海底ケーブル	海底送電線・通信ケーブル等
送電ケーブル	Export cable、洋上変電所と陸上変電所間の送電線 NEDO 洋上風力ガイドブック p. 186、p. 240
アレイケーブル	Array cable、風力発電機間あるいは風力発電機と洋上変電所を結ぶ海底ケーブル NEDO 洋上風力ガイドブック p. 164、p. 240
CPS	ケーブルを支え、保護するためのケーブル保護システム NEDO 洋上風力ガイドブック p. 336 本報告書においては、Cable Protection System と定義
フリースパン	海底面に敷設した送電ケーブルが支持構造物に接合する配管に引込むまでの間の固定されていない部分 令和 3 年度 新エネルギー等の保安規制高度化事業（発電用風力設備に関する技術基準見直し等に関する調査）p. 36
電力安全課	経済産業省産業保安グループ電力安全課
新エネ WG	新エネルギー発電設備事故対応・構造強度ワーキンググループ
審議対象事故	新エネ WG 等で審議された事故
41 件の審議対象事故	第 31 回新エネ WG までで審議された審議対象事故のうち、審議終了となった事故
保険事故	保険において保険者（保険会社等）の保険金支払義務が発生する事故のことで、偶発的、突発的、外来的な要因に限定される事故故障
風技省令	発電用風力設備に関する技術基準を定める省令（平成九年通商産業省令第五十三号）
風技解釈	発電用風力設備の技術基準の解釈（２０１４０３２８商局第１号。２０２２０６１６保局第１号改正）
定期安全管理審査内規	使用前・定期安全管理審査実施要領（内規）（２０１７０３２３商局第３号）
電気関係報告規則 3 条内規	電気関係報告規則第３条及び第３条の２の運用について（内規）（２０２１０３１９保局第１号）
平成 27 年度事業	平成 27 年度未利用エネルギー等活用調査（風力発電設備の維持及び管理の動向調査）
平成 28 年度事業	平成 28 年度新エネルギー等の保安規制高度化事業（定期事業者検査に関する風力発電設備の安全性確認調査）
スマート保安アクションプラン	経済産業省の「電気保安分野 スマート保安アクションプラン」
NEDO	国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構
NEDO 洋上風力ガイドブック	着床式洋上風力発電導入ガイドブック（最終版）（2018 年 3 月）

略語	定義
統一的解説	洋上風力の維持管理に関する統一的解説（令和2年3月版）洋上風力発電施設検討委員会
統一的解説参考資料	統一的解説の参考資料（令和2年3月版）
点検診断ガイドライン	港湾の施設の点検診断ガイドライン 平成26年7月（平成30年6月一部変更）国土交通省 港湾局
JEA	一般社団法人日本電気協会
JEA 定期点検指針	日本電気技術規格委員会規格 JESC V0002(2017)「風力発電設備の定期点検指針」
JWPA	一般社団法人日本風力発電協会
DNV の指針	DNV-ST-0126 Support structures for wind turbines Standard Edition 2021-12
BSH	ドイツ連邦海洋水路局 Bundesamt fuer Seeshifffahrt und Hydrographie 統一的解説 p.110
BSH の指針	Standard Design Minimum requirements concerning the constructive design of offshore structures within the Exclusive Economic Zone (EEZ), 2015.12
海外指針	6.1.8.にて整理した DNV の指針、BSH の指針など
AUV	Autonomous Underwater Vehicle の略で、機器本体が自律的に状況を判断して水中を航行できる無人機 国土交通省海事局「AUV の安全運用ガイドライン(令和3年3月)」p.1
RNA	ローター・ナセル・アセンブリ NEDO 洋上風力ガイドブック p.212
DTS	Distributed temperature sensing/sensor 海底ケーブルのモニタリングシステム 略称に関しては、sensing/sensor の両方の使用が見られる
ROV	Remote Operate Vehicle 遠隔操作式水中作業用ロボット 「港湾の施設の点検診断ガイドライン参考２　点検診断の効率化に向けた工夫事例集（案）令和2年3月現在」 p.47 統一的解説 p.104
CTV	Crew Transfer Vessel 人員輸送船のこと。洋上風力発電設備の維持管理に不可欠な船舶とされ、保守点検・軽度な修繕・大規模修繕のいずれにおいても、作業員・交換部品等を現場まで輸送し、安全に設備に乗降させる船舶。 統一的解説 p.32
SOV	Service Operation Vessel サービス専用船のこと。CTV より大型で、滞在設備や舷門設備を有する。統一的解説 p.32

略語	定義
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition NEDO 洋上風力ガイドブック p.259
CMS	Condition Monitoring Systems NEDO 洋上風力ガイドブック p.162
O&M	Operation and Maintenance　保守と点検 NEDO 洋上風力ガイドブック p.337

2. 海外の洋上風力発電設備の運用実態調査

本章では、「1.3. 事業内容」で示した（1）についておこなった海外の洋上風力発電設備の運用実態を調査（以下、海外調査）した結果（以下、海外調査結果）を示す。

2.1. 調査の概要

本章で実施した運用実態調査の概要を以下に示す。

2.1.1. 調査の目的

定期事業者検査において、洋上設置の風力発電設備（以下、洋上風力発電設備）を想定した場合に、陸上設置の風力発電設備（以下、陸上風力発電設備）を前提として作成された現行の定検解釈から追加・削除すべき点検項目について検討を行うにあたり、海外における洋上風力の特徴的な作業環境を踏まえた運用保守の実態や動向を参考にすべく、本事業の仕様書に基づき洋上風力に関する定検解釈の項目に関する海外での対応について、日本及び海外の対象国（デンマーク、ドイツ、イギリス）の実態を調査した。

2.1.2. 調査項目の設定

調査項目の設定にあたっては、定検解釈案を作成するうえで必要な事柄の精査及び、第1回有識者検討会で挙がった委員の意見を踏まえながら、「各部の点検項目の内容」、「事故・故障事例」、「点検合理化手法」、「海底ケーブルの点検内容」を大項目として設定した。次に、各大項目に対し、より具体的な質問内容を精査したうえで、有識者検討会に諮り、その委員の意見を踏まえ、最終的な調査項目を設定した。最終的に設定した各調査項目は表 2.1.2-1 に示す通りとなる。

表 2.1.2-1　海外の洋上風力発電設備の運用実態調査の調査項目

大項目	アンケート項目
各部の点検項目の内容	①現行の定検解釈制定後に登場した、最新機に搭載される設備の点検において、現行の定検解釈が対応していない点検項目の内容
	②風車の RNA[2]の大型化によって、定検解釈に記載の検査方法と異なる点検が必要な点検項目の内容
	③風車メーカーの点検マニュアルに記載された内容とは異なり、独自に行っている点検項目の内容
	④風車メーカーの点検マニュアルになく、独自に行っている点検項目の内容
	⑤洋上風力発電設備にあって、陸上風力発電設備にない設備の点検項目の内容

[2] NEDO 着床式洋上風力発電導入ガイドブック（2018 年 3 月）p.212　ローター・ナセル・アセンブリ

	⑥洋上風力発電設備特有（洋上に存在、油漏れ、塩害、高湿等）の環境に対応するために、実施が必要と想定される点検項目の内容
	⑦点検周期を1年未満に設定している点検項目の内容
	⑧点検周期を1年超に設定している点検項目の内容
	⑨水中部分の鋼材、コンクリート部材の点検において、実施している点検項目の内容
	⑩水中部分の鋼材、コンクリート部材の点検において、全部材および全箇所を目視確認することが一般的であるか
	⑪基礎の洗掘に関する点検において、実施している点検項目の内容
	⑫トランジションピース・基礎杭接合部の点検において、実施している点検項目の内容
	⑬水中部分の点検などの実施が困難な点検項目に関して、工夫して対処している点
	⑭着床式洋上風力発電設備の各基礎形式において、共通して実施している点検項目、個別に実施している点検項目の内容
事故・故障事例	⑮洋上風力発電設備の運用に際し、通常の運転停止（計画的な運転停止）とは異なり、長期間の運転停止と判断する期間
	⑯長期間の運転停止理由、停止期間、再発防止策
	⑰定期点検において洋上特有の事象（塩害、高湿、作業環境の制限等）の影響を受けた経験の内容（原因）
点検合理化手法	⑱各部位の点検におけるドローン、ロボットなどによる遠隔目視の適用事例
	⑲センサの設置による洋上風力発電設備の遠隔地からの状態モニタリングの適用事例や、その他点検代替事例
	⑳多数号機の風力発電設備が存在する場合において抽出検査などを実施される場合、点検対象とする設備の抽出方法
海底ケーブルの点検内容	㉑洋上風力発電設備の海底ケーブル（気中部・水中部）についての点検を実施している主体（事業者、メンテナンス会社等）
	㉒洋上風力発電設備の海底ケーブル（気中部・水中部）の点検において、実施している点検項目の内容

2.1.3. 調査方法（ヒアリング調査・文献調査）

海外調査の実施にあたっては洋上風力発電事業に関わる企業（以下、ヒアリング調査先）へのヒアリング調査と、洋上風力発電に関する文献の調査を行った。以下でヒアリング調査と文献調査の調査方法について述べる。

ヒアリング調査先 17 社に対して、ヒアリング調査を行った。調査の実施においては、調査の目的及び調査項目を記載した調査票を各社に電子メールで送付し、各社の回答を電子メールにて返信頂く、という調査方式を採用した。また、回答頂いた企業については、ほぼ全数に対して、回答内容に関する口頭でのヒアリング調査を実施した。また、口頭ヒアリングにおいては、本事業を進めていく中で新たに必要と考えられる質疑項目についても適宜ヒアリング調査を実施した。

ヒアリング調査先としては、海外の洋上風力発電設備の運用に関する実態を把握するため、海外の風力発電事業者及び海外の洋上風力発電事業に参入している日本の風力発電事業者を対象とした。また、今回洋上風力のメンテナンスの実情・課題を把握する必要があることから、RNA・タワーのメンテナンスについては、その実情を把握していると考えられる海外の風車メーカー、下部構造のメンテナンスについては、その実情を把握していると考えられる国内外のゼネコン、コンサルへのヒアリング調査をそれぞれ実施した。

また、洋上風力発電に関する文献について調査を行った。本事業の報告書にて引用した各参考文献の情報を、各ページの脚注欄に記載する。

表 2.1.3-1　海外の洋上風力発電設備の運用実態調査におけるヒアリング調査先（50 音順）

カテゴリ	企業名	部署名
海外の洋上風力発電事業者（以下、海外事業者）	RWE Renewables（イギリス）	
	Orsted Japan 株式会社（デンマーク）	APAC Technical Development & Support Ørsted Asia Pacific
	wpd Japan 株式会社（ドイツ）	
海外の洋上風力発電事業に参入している日本の風力発電事業者（以下、国内事業者）	秋田洋上風力発電株式会社	
	株式会社ユーラスエナジーホールディングス	洋上技術部
	株式会社 JERA	再生可能エネルギー・海外発電開発統括部　海外洋上風力事業部兼国内洋上風力事業部
	株式会社グリーンパワーインベストメント	洋上風力事業開発本部
	住友商事株式会社	電力インフラ第一部 国内洋上風力発電事業第一・第二チーム
	ひびきウインドエナジー株式会社	
	国内事業者 1	
	国内事業者 2	
風車メーカー・コンサル・ゼネコンなど（以下、風車メーカー等）	シーメンス・ガメサ・リニューアブル・エナジー（ドイツ）	
	戸田建設株式会社	土木営業統轄部土木営業第３部
	ベスタス・ジャパン株式会社（デンマーク）	
	ホライズン・オーシャン・マネジメント株式会社	代表取締役、技術部長
	GE リニューアブルエナジー（ドイツ）	
	Ramboll Deutschland GmbH（デンマーク）	

2.2. 各調査項目に関する回答の整理

本節では、海外調査結果について、各大項目である「各部の点検項目の内容」、「事故・故障事例」、「点検合理化手法」、「海底ケーブルの点検内容」ごとに整理し、分類できないものを「その他」にまとめた。

2.2.1.各部の点検項目の内容について

① 現行の定検解釈制定後に登場した、最新機に搭載される設備の点検において、現行の定検解釈が対応していない点検項目の内容

＜点検項目について＞

・ 増速機、低速段カップリング、冷却システム、油圧システム、非常停止ボタン、ハブ・ナセル・タワー内制御盤、ロータリージョイント、ロータ過回転検知装置、ヨー駆動装置及びブレーキ、ヨー軸受、コンバータ、トランス、スイッチギヤ、タワー内梯子、タワー中間階床、サービスリフト、風車内クレーン、風車内非常用照明に関して、現行の定検解釈における点検項目に記載されていないのではないか。一方でメーカーの定期点検要領には上記の点検項目が規定されている。特に、非常停止ボタン、ロータ過回転検知装置については、その故障が重大事故につながる可能性がある。(国内事業者 A)

・ 翼端ブレーキ装置について、現行の大型洋上風車翼には未採用の場合もある。(国内事業者 B)

＜点検方法、内容について＞

・ いずれもメーカーの点検マニュアルに従って点検を実施している。(国内事業者 A)

・ 機種によって設備の差異がある。(国内事業者 B)

・ ブレード表面の点検において、目視点検に加え、メーカー独自手法（ドローン或いは遠隔による写真撮影、写真判定）も採用される場合がある。(国内事業者 B)

・ ブレード翼根部の軸力、トルク測定要領については、現行の定検解釈に記載されておらず、メーカー保守要領に従っている。(国内事業者 B)

＜点検周期について＞

・ 点検周期について未回答の回答項目もあったが、回答済のいずれの点検項目も機器信頼性を鑑みて、1～2 年以内の周期、もしくはメーカーの点検マニュアルに記載の点検周期で実施している。(国内事業者 A)

② 風車の RNA の大型化によって、定検解釈に記載の検査方法と異なる点検が必要な点検項目の内容

・ 航空障害灯は目視できないため、ドローンや高精度双眼鏡による検査を実施している。また、高さ 150mを超えると中間部に目視検査が必要になると考えられる。(国内事業者 C)

・ 点検周期に関して、大型風車においても機器の安全基準に関して基本的に違いはなく点検頻度に影響を与えるものではない為、メーカーの点検マニュアルに従った周期で行う。(国内事業者 B)

・ ブレード表面、ブレードダウンコンダクター、ブレード内部、スピナ―カバー・ナセル・タワー表面各部、タワー内部（継手・胴体など）に対して目視又は触手、測定点検を実施する。ただし、ロープアクセスのように危険作業が含まれることや、時間や費用もかかることから、ドローンないしロボットで点検実施可能とすることが望まれる。ブレードコンダクターについては 2 年ないし 3 年周期で行い、他の部位については機器信頼性を鑑みて 1 年周期で実施している。（国内事業者 A)

・ 避雷導体の目視点検、避雷導体固定用ブラケットの触手又は測定点検、ブラシ長さや隙間の測定点検を、カメラでの遠隔監視で実施する。洋上風力発電設備へのアクセスの困難性から、日

本海沿岸冬季雷地域での洋上・陸上点検実績データに基づき十分に検証した上で、現行の半年点検周期を 1 年とすることが好ましい。(国内事業者 A)

・ 風車各部のボルトの軸力測定において、将来的なボルト軸力の遠隔監視を想定し、超音波ボルト軸力計測などの導入を行っている。(国内事業者 A)

③ 風車メーカーの点検マニュアルに記載された内容とは異なり、独自に行っている点検項目の内容

・ 例えば別の発電所で同じ主要機器のトラブルが複数発生した場合、不適事例を未然防止する目的で事業者およびメーカー判断で点検項目、方法、頻度を増やす事もある。それ以外はメーカーの点検マニュアル通りに実施している。(国内事業者 B)

④ メーカーの点検マニュアルになく、独自に行っている点検項目の内容

・ 現状はメーカーの点検マニュアルに従っている。今後、必要に応じ追加点検項目を検討する。(国内事業者 B)

・ ピッチ駆動系ブレーキの目視点検と試験、ピッチ駆動装置の目視点検と試験、油圧系非常用装置の目視点検と測定、ピッチ軸受の目視点検及び触手及び聴音点検を定検解釈に基づき半年周期で行う。現行の洋上風車は、全てピッチ制御装置不具合の場合は安全停止するように設計されており、先行する欧州市場においてもピッチ制御装置不具合に起因する過回転発生や、それに伴うブレードの折損・飛散、ロータ・ナセル落下等の事故は報告されていないと考えられる。したがって、ピッチ制御装置全般の点検はメーカーの点検マニュアルに記載がないと考えられる。(国内事業者 A)

・ ブレードのダウンコンダクター、ハブ避雷導体の検査について、メーカーの点検マニュアルに記載がないのではないか。(国内事業者 A)

⑤ 洋上風力発電設備にあって、陸上風力発電設備にない設備の点検項目の内容

・ 海からの着船用設備の目視検査（1 年に 1 回)、非破壊検査の実施。溶接部の非破壊検査については、3～5 年に 1 回溶接部における兆候の評価を行う。(国内事業者 C)

・ 着船用設備や外部梯子は、CTV から風車基礎に移乗するために必要な設備であり、安全の観点より点検が必要である。(国内事業者 B)

・ 使用の都度に、外部梯子の目視点検。CTV から風車基礎に移乗するために必要な設備であり、安全の観点より点検が必要である。(国内事業者 B)

・ 使用の都度に、外部墜落防止装置のストラップロープに損傷がないか確認する。また、作動確認を実施する。(国内事業者 B)

・ 施設灯、航路標識の目視点検により、損傷および機能確認を行い、視認性に問題がないか確認する。(国内事業者 B)

・ マーキングシステム構成要素の良好な性能と高いレベルの保全性を確保する。電波標識(AIS)システムが完全に機能しているか確認する。(1 年に 2 回（国内事業者 C))

・ 風車を維持管理する上で必要な付属設備である、ダビットクレーンの損傷や変形、塗装状態、発錆状況を確認する。また、作動試験を実施する。(国内事業者 B、D)

・ プラットフォームにおける手すり、グレーチング、アンカーポイント、ケーブルラックの目視

点検により、損傷や変形、塗装状態、発錆状況を確認する。(国内事業者 B)

- 陰極防食電位調査において、海中の最上部から海底に至る適切な広域陰極防食レベルを確認・グラウトプラットフォームより下の MP 内部の適切な陰極防食レベルを確認。ICCP システムの内部および外部参照電極の較正を行う。(1 年に 1 回) (国内事業者 C)
- サバイバルキットの有効期限を確認する。(1 年に 1 回) (国内事業者 C)
- ヘリホイストプラットフォームのボルト点検、塗装剥がれ・錆・汚れ・損傷・変形等の目視点検を行う。風車認識番号が視認できるか確認を行う。ヘリホイストプラットフォーム信号灯の目視点検、試験を行う。ヘリホイストプラットフォームは洋上特有のものであり、そのメンテナンスをオプションでつけることを選択した場合、風車メーカー所掌となる。(1 年に 1 回) (国内事業者 A)
- 風車メーカーのマニュアルではヘリポートの点検は実施していない。(風車メーカー等 L)
- 洋上風力の点検を想定する場合、メーカーの定期点検内容にヘリ降下の内容も含まれる (1 年に 1 回) (国内事業者 A)
- ナセルからヘリホイストプラットフォームへアクセスするための梯子やナセル上安全柵の目視点検、ボルト点検を行う。(1 年に 1 回) (国内事業者 A)
- 統一的解説に基づいて、下部構造、下部構造の附帯設備、海底送電線及び通信ケーブルの点検を行う。(国内事業者 A)

⑥ 洋上風力発電設備特有 (洋上に存在、油漏れ、塩害、高湿等) の環境に対応するために、実施が必要と想定される点検項目の内容

- 再埋設作業の必要性を確認するため、水深測量等による海底ケーブルの埋設状況のモニタリングを実施 (1 年に 1 回) (国内事業者 F)
- 海底ケーブルについて、DTS[3]による常時の遠隔状態監視を行う。(国内事業者 A)
- 洋上風力は塩害や高湿を踏まえた構造設計や材質の選定がなされており、リスクは少ないと考える。また、昨今の風車設計では漏油時に油をナセル内に貯留できる構造となっているため、外部への油漏れリスクも少ないと考える。(国内事業者 E)
- 保守点検マニュアルに基づいて、温度/湿度センサー、ひずみゲージ、傾斜センサー、硫化水素濃度モニター等の各種システムからの構造上のデータを収集し、状態が許容値以内かを確認する。(1 年に 1 回) (国内事業者 C)
- JRECO のガイドラインに基づいて、空調設備・塩害フィルターの異常音並びに外観の損傷、霜付着有無の確認などの簡易点検を行う。(3 か月に 1 回) (国内事業者 D)
- 塩害については、主にキャビネット内の目視による確認と、空調や発電機の冷却システムにおけるフィルターで塩害を防止している。(風車メーカー等 L)

⑦ 点検周期を 1 年未満に設定している点検項目の内容

- 現行の定検解釈の規定により、ハブ避雷導体の測定、ピッチ制御装置点検全般の目視、試験、測定、触手、聴音については、半年に 1 回の点検周期を設定している。ただし、洋上アクセス

[3] Distributed temperature sensing/sensor 海底ケーブルのモニタリングシステム
略称に関しては、sensing/sensor の両方の使用が見られる

の困難性に鑑み、安全性を担保した上で頻度を緩和することが必要と考えられる。(国内事業者A)

・ 典型例としては、タワーや MP-TP フランジのボルト（緩みの点検）や、バッテリー類がある。（国内事業者 B)

⑧ ⑧-1 点検周期を“1 年超”に設定している点検項目の内容

・ ヨーベアリング、ブレードベアリング、ドライブトレインについて、メーカー点検の実績により、4 年に 1 度の点検周期としている。ドライブトレイン(主軸ベアリング、増速機等、発電用稼働部)、ヨー駆動部(ヨーベアリング等)、ブレード駆動部(ピッチシステム)の油脂類潤滑を必要とされる箇所は全て自動給脂・給油化されている。(それぞれの自動給油・給脂システムの不具合発生時は警報が発報される。)（国内事業者 C)

・ ブレード翼根部・ハブ・ナセル・タワーボルト点検は風車定期点検所要時間の多くを占めるものであるが、メーカーの点検マニュアルでは「数年間で 10%又は 8 方位以上のいずれかの多い本数のボルトについて締め付け確認を行う」ことが標準であるため、現状の 1 年頻度を「メーカー指定の点検周期」に緩和することが望ましい。メーカー指定の点検周期として、例えば 4 年に 1 回が提示されている。(国内事業者 A)

⑧-2 点検周期を“1 年以上”に設定している点検項目の内容

（アンケート配布時に点検周期で“1 年超”のものをヒアリングしようと意図したところ、誤って、1 年以上と記載してしまったために、全てのヒアリング調査先から、“1 年以上”についての回答を得た、その結果は以下である。）

・ 有効回答のあった全てのヒアリング調査先で、気中部の点検周期は、風車メーカーの技術資料に記載の頻度(1 年周期以上)で点検を行っている。

⑨ 水中部分の鋼材、コンクリート部材の点検において、実施している点検項目の内容

・ 定期事業法の保安規制を受けるものではなく、港湾法の保安規制を受けると考えられる。(国内事業者 E)

・ タワーのボルト検査と同様の方針で、全カ所(全風車)でトランジションピースとタワー基部の間のボルト接合部のトルク確認などの点検を実施する。(1 年に 1 回)（国内事業者 F)

・ 風車基礎壁面の目視検査において、ROV 等の潜水機器を用いて、風車基礎壁面の海生生物付着状況や損傷レベルを確認する。(5 年に 1 回)（国内事業者 B)

・ 浮体式洋上風力の場合も同様に、ROV 等の潜水機器を用いた目視検査を行う。(1 年に 1 回)（風車メーカー等 G)

・ 保守点検マニュアルに基づき、TP／MP の外観検査として、コンポーネントまたはサブコンポーネントにおける全体的な損傷、欠陥、変形、障害の程度および特徴の判定を実施する。(1 年に 1 回)（国内事業者 C)

・ 海生付着物を除去した水中での部材検査について、どの程度のレベル感で実施すべきかに関して議論していただきたい。(風車メーカー等 H)

・ 電気防食工の点検実施は、常に電位がモニタリングされている場合は不要な可能性がある。(風

車メーカー等 H)

⑩ 水中部分の鋼材、コンクリート部材の点検において、全部材および全箇所を目視確認することが一般的であるか

・ 全部材および全箇所を目視確認することが一般的である。(国内事業者 B)
・ 全風車基礎部の 20%程度のサンプル検査を毎年実施することで、全体のプラント状態の兆候をとらえることを目的とし、全部材の全箇所確認はしない。(国内事業者 C)
・ 国内における洋上風力の点検を実施した実績はないが、統一的解説では、10 年間で全部材・全箇所の目視点検を実施することが要求されると理解される。換言すれば、毎年 10%の部材・箇所の目視点検を実施することが求められると理解する。ただし、実際には、各部材・各箇所固有の状況に応じ、点検周期を調整することは可能と考えられる。(国内事業者 A)
・ 代表箇所の検査のみで十分と考える。(国内事業者 D)

⑪ 基礎の洗掘に関する点検において、実施している点検項目の内容

・ 風車基礎の安定にかかわる重要な設備であり、探査用マルチビーム測深器（MBES）やサイドスキャンソナー（SSS）等の機器を用いた測定により、洗掘の進行がないか確認する。(欧州での実績に基づき 3～4 年に 1 回)（国内事業者 B)
・ ケーブルの引き込み部分の検査に ROV を使用する。洗掘自体は音波探査で監視することが一般的であると理解している。(国内事業者 F)
・ 設計年数が大きくなった際に設計時の想定よりも洗掘が増えてきた場合、設計時の想定を基準とした点検を行っていくことになると思う。(国内事業者 F)
・ 保守点検マニュアルに基づいて、ソナー及びビームによる状態調査により、各基礎において予測された洗掘と測定された洗掘を比較する。(国内事業者 C)
・ 統一的解説に基づいて、洗掘防止工の状態確認や、洗掘の発生有無を確認するため、また海底ケーブル埋設状況の確認のため、ROV による海底地形確認、ないしマルチビームソナーによる海底地形測定を行う。(国内事業者 A)
・ 統一的解説における洗掘に関する点検周期の記載「安定前密安定後詳細」における安定状態とはいつのことなのか議論の上明確化していただきたい。(風車メーカー等 H)

⑫ トランジションピース・基礎杭接合部の点検において、実施している点検項目の内容

・ TP 及びタワーの安定にかかわる重要な設備であり、グラウト接合部に損傷や亀裂、すべりがないか確認する。また、近年グラウト接合がないモノパイル形式の基礎についても増えており、その場合ボルト接合部の締結状態に異常がないか確認する。(国内事業者 B)
・ 保守点検マニュアルに基づいて、グラウト上部の潜在的な亀裂の検査を実施する。また、グラウト材の損失/収縮、変色の検査を実施する。(1 年に 1 回)（国内事業者 C)
・ グラウト接合部に計測器を進入させ隙間を測定することで、傾斜に関して確認する。また、TP 保護ブラケットと MP 天端の測定を行い初期値との差分を考慮することなどで、沈下に関して確認する。(風車メーカー等 H)
・ グラウト接合部の内部を点検できるようにハッチが設けられている場合もあるが、目視可能なグラウトの範囲は限定的である。また、酸素が少ない、密閉されていて硫化水素が発生する等点検上のリスクが高い。(風車メーカー等 H)

⑬ 水中部分の点検などの実施が困難な点検項目に関して、工夫して対処している点

・ 海中生物の付着により水中部外観の状態が視認しづらくなる為、必要箇所の清掃を実施しつつ調査を実施している。(国内事業者 C)

・ 水深が深い海中設備の目視点検においては、ROV を活用した遠隔目視を実施している。(国内事業者 D、F)

⑭ 着床式洋上風力発電設備の各基礎形式において、共通して実施している点検項目、個別に実施している点検項目の内容

・ プラットフォーム、ポートランディング、落下防止装置、タワーフランジなどは共通設備と考えられる。(国内事業者 B)

2.2.2.事故・故障事例について

⑮ 洋上風力発電設備の運用に際し、通常の運転停止（計画的な運転停止）とは異なり、長期間の運転停止と判断する期間

・ ここに記載する有効回答は得られなかった。

⑯ 長期間の運転停止理由、停止期間、再発防止策

・ 停止理由としては、一般的には海底ケーブルや発電機ギヤなど主要機器のトラブルが考えられる。停止期間は数か月に及ぶものもあり、交換用部品の納期に加え必要な大型 SEP 船の調達状況にも影響される。（国内事業者 B）
・ 実際の運用経験はないが、3 週間以上と考える。（国内事業者 A）
・ 3 か月間以上と考える。（国内事業者 D）

⑰ 定期点検において洋上特有の事象（塩害、高湿、作業環境の制限等）の影響を受けた経験の内容（原因）

・ 風車関連部材の交換が必要な場合、荒天のため作業不可となるため、荒天を見据えたスケジュール管理が必要である。（国内事業者 F）
・ 海象悪条件による出航制限があった。天気予報情報の収集、海象良条件時期への点検集中化などが有効と考えられる。欧州では、一般的に夏場は風が穏やかでメンテナンス作業に適した環境となり、冬場は風が強く安定的な発電に適した環境となる。年次の点検等をなるべく夏場に行うことで、冬場の発電機会を最大限に活かす運用をしている。（国内事業者 B）
・ 作業実施において想定する海象条件に関するクライテリアは以下の通り。
  CTV によるアクセス： 有義波高 1.3～1.5m以下
  SOV によるアクセス： 同 2.5m以下（雷の場合は直ちに退避）
  クレーン使用：風速 12～15m以下
  ロープアクセス： 風速 10m以下（国内事業者 B）
・ 当日の風速が低くとも、数日前の気象・海象の荒天の影響が海上のうねり等に余波を残し、CTV（交通船兼作業船）での接舷に影響を与える可能性がある。（国内事業者 C）
・ 洋上環境における通信環境の悪さが考えられ、作業員が無線機を持つことで対応している。（国内事業者 C）

2.2.3.点検合理化手法について

⑱ 各部位の点検におけるドローン、ロボットなどによる遠隔目視の適用事例

- 水中部の基礎部材の点検にはROVを使用している。動画や静止画で対象物（ブレード等）の状態確認や損傷部のレベル判定（補修の要否等）を確認する。(国内事業者B、C、F、風車メーカー等G、I)
- ドローンやロボットの使用により定期点検にかかる費用を40%程度削減できるといわれている。（風車メーカー等I)
- ドローンによるブレードの画像診断点検の実施。(国内事業者B)
- ドローンによる点検は、定期点検指針の目視点検と比較すると、人によるバラツキの誤診を防止し、且つ画像の記録も残せるため同等以上の水準で検査可能と考える。(国内事業者D)
- 欧州では作業員がドア（ハッチ）から入って操作する形で、比較的大きな風車タワーの内部についてもドローンを飛ばし、検査を実施している。(国内事業者A)
- 水中ドローンによる海底ケーブルの画像診断点検の適用事例がある。統一的解説の潜水士による目視点検と比較すると、人による診断という意味では同等水準であるが、画像の記録が残せる、且つ安全性の観点からも合理的な検査と考える。(国内事業者D)
- 非破壊検査ツールや切断ツールなどの様々なツールを装備した遠隔操作車（ROV）や水上・水中ロボットや自律走行車もいくつか開発中で、コンセプト実証の段階にある。(風車メーカー等I)
- 画像と共に材料サンプリングができるROVも開発されている。(海外事業者K)
- CCTVカメラによる風車監視の実施。動画や静止画で対象物（ブレード等）の状態確認や損傷部のレベル判定（補修の要否等）を確認する。(国内事業者B)
- ROVの適用が適切でない検査部位については、ソナーを併用することで広く状況を把握することができる。(風車メーカー等H)

⑲ センサの設置による洋上風力発電設備の遠隔地からの状態モニタリングの適用事例や、その他点検代替事例

- 風車の運転状況に関するSCADAデータ、CMSからのデータ等を異常検知、予防保全に利用している。(国内事業者B、F)
- 欧州先行事例での実績では、振動・温度等監視により健全性を確認可能と考えられる。(国内事業者B)
- SCADAシステムやCMSシステムにて、24時間365日体制でモニタリングを実施している。（国内事業者C)
- ドライブトレインへの振動センサ設置による増速機や発電機の不具合検知。(国内事業者A)
- ブレードにおいては、振動、音響に関するコンディションモニタリングにより、表面、内部目視点検の代替が可能と考えられる。(国内事業者D)
- 発電機においては、絶縁抵抗値に関するコンディションモニタリングにより、端子箱での絶縁抵抗測定の代替が可能と考えられる。(国内事業者D)
- 海底ケーブルにおいては、衝撃、振動に関するコンディションモニタリングにより、潜水士による目視点検の代替が可能と考えられる。(国内事業者D)

・ 主要ボルトにおいては、軸力に関するコンディションモニタリングにより、増し締め点検の代替が可能と考えられる。(国内事業者 D)
・ 欧州先行事例での実績、ひずみゲージ・加速度センサ・変位計等により健全性を確認可能と考えられる。(国内事業者 B)
・ 基礎についてセンサによる振動、傾き等をモニターし取得したデータを保守業務に利用している。(国内事業者 F)
・ 代表号機をピックアップして、光ファイバーセンサにより、基礎の挙動が想定された値から外れるかどうかというような測定を実施している。エロージョンやグラウトに支障があった場合振動性状が常時と異なる。(国内事業者 F)
・ CMS からの加速度計、傾斜計、ひずみゲージなどのモニタリングデータ、風車 SCADA からの風向、風速、発電量データをリアルタイムに取り込み、各設備の状態を表示するデジタルプラットフォームを構築している。風力発電事業者は、同プラットフォームを用いることにより、風力発電所の履歴や設計基準から予想される状態と、実際の設備の状態の差を確認することができる。歪、加速度センサの計測値に基づいて、応答解析モデルによる応答解析の実施、観測値に基づくモデル修正の技術なども適宜取り入れながら、各部材の疲労度について常時推定している。また施設の固有周期の変動に伴う、構造の異常についても監視している。(風車メーカー等 I)
・ 2007 のドイツの指針では､洋上風力設備の数の 10%に対して CMS の導入が義務づけられていた。2015 にさらに厳格化されているもののセンサの取り付け場所についての規定がまだない状態となっている。細かい要件は規定されていないが、年次レポートの提出義務はある。(風車メーカー等 I)
・ 洋上風力では陸上風力からアップデートしたデジタルプラットフォームを構築している。発電機からの異常振動、異常音は SCADA、CMS などのシステムにより検出できる。(風車メーカー等 L)

⑳ 多数号機の風力発電設備が存在する場合において抽出検査などを実施される場合、点検対象とする設備の抽出方法
・ DNVGL-ST-0126, DNVGL-RP-G101, DNVGL-RP-C203, DnVGL-RP-C210, NORSOK N-005, BS7910, EN ISO 14224, NORSOK Z-008 などの国際規格や指針に準拠したリスクベースの検査計画を策定するうえで、類似の風車に対して、コスト的に合理的なメンテナンス実施のために抽出検査をする際、運用経験に基づいて検査実施におけるサンプル規模を調節できるシステムを提供している。(風車メーカー等 I)
・ DNVGL-ST-0126 Support structures for wind turbines によると、抽出検査を行う場合には、20-50 基に対して少なくとも 1 基は抽出検査することと規定されている。同指針は、欧州洋上の運転実績も反映していると考えているが、今後詳細を詰めていく必要はある。過剰な保守項目の実施は回避すべきと考えている。(国内事業者 B)
・ 洋上 BOP（基礎、海底ケーブル）については抽出検査を行う可能性はあるが、洋上風車は例え多数号機であっても全数検査を行うべきと考える。(国内事業者 A)
・ 風車本体に関して抽出検査は予定していないが、海底ケーブル除く海中の基礎構造物に関して、海中環境や使用条件が近しい風車群においては抽出検査可能と考える。点検基数は確率論から

推測する等を思慮している。(国内事業者 D)

・ 欧州では、点検の頻度は運転開始当初は、重点的に行った方がよいという考え方がある。故障は初めの数年が多いので、軌道に乗ったら減らしていくという意見はもらっている。(国内事業者 F)

2.2.4.海底ケーブルの点検内容について

㉑ 洋上風力発電設備の海底ケーブル（気中部・水中部）についての点検を実施している主体（事業者、メンテナンス会社等）

- 水深測量などは、海底地盤調査会社への外注で対応している。(国内事業者 F)
- 気中部・水中部のいずれの場合でも、事業者がメンテナンス会社に外注し点検を実施する。(国内事業者 B、C)
- 海底ケーブル（気中部・水中部）についての点検は事業者所掌であるが、実作業は海底ケーブルメーカーや水中メンテナンス会社に委託する可能性が高い。(国内事業者 A)
- 気中部は事業者、水中部はメンテナンス会社が担当する。(国内事業者 D)
- WTG 内部のケーブル検査のみは風車メーカーが担当する。他のケーブルは BOP コントラクターや事業者の所掌となる。(風車メーカー等 L)
- 自社で行っている。(風車メーカー等 G)

㉒ 洋上風力発電設備の海底ケーブル（気中部・水中部）の点検において、実施している点検項目の内容

- 深浅測量により、Export cable 及び Inter Array cable の埋設状況をモニタリングする。(1 年に 1 回)（国内事業者 F)
- 深浅測量（ROV や音波探査）を実施することで、海底ケーブルが適切に埋設されているか確認する。欧州で、ケーブル埋設深度の測定（遠隔監視によらない場合）は殆どのケースでマルチビームかサイドスキャンソナーを使用している。ROV の使用は、特定の不具合箇所の調査に使用することがある。埋設深度の測定結果は、ROV によるものと、マルチビーム／サイドスキャンソナーによるものと、ほとんど違いがない。(国内事業者 B)
- 保守点検マニュアルに基づいて、マルチビーム音響測深及びサイドスキャンソナーによる遠隔目視調査により、ケーブル通路に沿った海底の地形の変化を監視する。(1 年に 1 回)（国内事業者 C)
- 海底ケーブル埋設部と基礎入口のトランジション部分が海流によって繰り返し動かされ、ケーブルプロテクションシステム（CPS）及び海底ケーブル本体が損傷する可能性があるため、CPS 及び海底ケーブルの非埋設部に損傷がないか目視確認する。(国内事業者 B)
- 保守点検マニュアルに基づいて、ケーブルプロテクションシステムの検査として、海底洗掘防止レベルでの過度のケーブル露出についての判定確認、埋設されていないケーブル経路に損傷が発生していないかを確認する。(1 年に 1 回)（国内事業者 C)
- 保守点検マニュアルに基づいて、ケーブル通路に沿った海底の地形変化をマルチビーム音響測深及びサイドスキャンソナーにより監視する。(1 年に 1 回)（国内事業者 C)
- 海底ケーブル埋設部と基礎入口のトランジション部分が海流によって繰り返し動かされ、ケーブルプロテクションシステム（CPS）及び海底ケーブル本体が損傷する可能性があるため、海底ケーブル、接続部、アース線について損傷がないか目視確認する。また、ケーブルラックにシール材が充填されているか目視確認する。(国内事業者 B)
- 浅すぎる海域においては ROV の活用が難しく、潜水士にて対応する。(風車メーカー等 H)

2.2.5.その他

- 洋上風力発電設備の設置環境は海上であり、陸上風力発電設備と比べ、第三者工作物等が無く、公衆保安への影響が限定的であると考えられる。また、周囲海域では漁業者の操業等が考えられるが、国内での洋上風力発電事業においてはマリンコーディネーション等の海域安全監視を強化しつつあり、必ずしも現行の定検解釈の検査項目や頻度を踏襲する必要は無いと考えられる。したがって、洋上風力発電事業の健全な発展と将来的な価格低減の観点からも大幅な規制緩和をすべきと考えられる。(国内事業者 E)
- 支持構造物については船舶を係留する観点から港湾法上の保安規制がかかっており、電気事業法と二重規制となっている。統一的解説にて現行法での考え方が示されているが、今回の洋上風力に特化した定期事業者検査を策定するにあたり、法的な観点からも例えば、タワーと下部構造物とで規制法を分けるなどして、二重規制を撤廃することが望まれる。(国内事業者 E)
- 統一的解説では、洋上風力等の支持構造物は港湾法に基づくこととされている。風車基礎等の他法令に係るものについては、今後の検討によって複数の法律で規定されることは望ましくないため、一つの法令に従うこととされたい。複数の法令で規定される場合には、統一的な考え方とされたい。現状の点検周期は半年毎と 1 年毎が主となっているが、欧州では最短点検周期が 1 年毎とされていることから、最短点検周期は 1 年毎で統一されたい。(国内事業者 B)
- 月次巡視点検について、電気事業法や関連ガイドラインに具体の記載はなく、欧州事例を見ても洋上風力の月次巡視を行う必要性は非常に低いため、日本の洋上風力のメンテナンスにおいても、その実施の必要性について十分に議論してほしい。特に、巡視点検となれば風車の稼働を止める必要があるため、冬場はアクセスに危険性が高まるうえ、商務観点でも損失が多い。(国内事業者 C)
- 本邦洋上風力の健全な発展のためには、定検解釈における①ピッチ制御装置点検、ハブ内避雷導体点検の「半年点検周期」から「一年点検周期」への緩和、②風車各部構造ボルトの点検周期を「一年」から「メーカー指定周期」への緩和、③ブレードダウンコンダクター導通試験のロープアクセス以外の実施方法の開発（ドローンやロボットによる導通試験、ハブ内からの導通試験等）が急務と思われる。また、今後長期的に国内で洋上風力が大量導入されていくと同時に、少子高齢化も進むため、洋上風力維持管理についても、「METI スマート保安」の取組みと歩調を合わせ、自動化、省力化、遠隔監視化を進めると良いと考える。(国内事業者 A)
- 今回の定検解釈の改正において、この従来の「重大事故を防止するための点検内容」という位置付けを維持するのか、あるいは今後の洋上・陸上風力の大量導入を見据え「標準的な風車の定期点検内容」を目指すのか、十分にご議論いただきたい。(国内事業者 A)
- 現行の点検方法に関して、現在の技術進歩を踏まえ遠隔監視機能にて対応可能な項目も増えてきているため、現行記載の方法に限らず代替可能な方法を選択出来る運用に見直しを図ることが重要と考える。(国内事業者 D)
- 経験則として、規定的な保守を最大 5 年間に制限し、その後はよりリスクベースのアプローチに従うことを提案する。(海外事業者 J)
- 統一的解説は、特定の下部構造形式（モノパイル、ジャケット、ケーソン）に特化したものとなっている。他のタイプの海底構造物やそのバリエーション（例：bolted MP – TP joint）に対応できるよう、より一般的なものにすべきと考えている。(海外事業者 J)

- ハイレベル（最小要件等）な検査方針を示して、運用する側が柔軟に対応できるようにする方向性で法整備を検討すべきである。
- DNV の指針はある程度のことは書いてあるが、具体的な点までフォローしきれてないため、より運転期間中の点検要件が事細かに記載された NORSOK standards を参照している。(風車メーカー等 I)
- 洋上風力と陸上風力の最大の違いは問題が発生しても現場ですぐに対処できないことである、そのため、デジタルツイン技術を用い各設備の状態を繰り返し予測・評価する O&M が効果的であると考える。(風車メーカー等 I)
- 欧州の洋上風力の運用フェーズにおいては、メンテナンスの知見を踏まえてエンジニアリングの観点で判断できる人材がいるが、日本の状況は異なるのではないか。(風車メーカー等 H)

2.3.事故等の事例調査

現行の定検解釈の作成手順は、3.1.3.に示す通り、公共の安全に係る事故を未然に防ぐことを目的に定検解釈の各検査項目が作成されており、本事業における定検解釈案の作成にあたっても、現行の定検解釈の作成手順と同じく、事故等の事例調査を行うこととした。

洋上風力発電設備においては、特に海底ケーブルの事故が多いとの海外調査結果を受け、海底ケーブルの事故に焦点をあてて、事故事例を調査した。2.3.1.で、海外の海底ケーブル事故事例、2.3.2.で、国内の海底ケーブル配管・支持材の損傷事例を整理する。

現行の定検解釈の作成手順は、3.1.3.に示す通り、公共の安全に係る事故を未然に防ぐことを目的に定検解釈の各検査項目が作成されており、本事業における定検解釈案の作成にあたっても、現行の定検解釈の作成手順と同じく、事故等の事例調査を行うこととした。

本事業の定検解釈案には、洋上風力発電設備が含められることから、特に洋上に係る事故を調査する必要があるが、国内における洋上風力発電設備の事例数は少ない。一方で海外の事故については、ニュースメディアを通して情報を入手することはできるが、その詳細について把握することは困難で、事故があったことが把握できても、その原因及び再発防止策等についてまでは詳細不明である。そこで、海外の事故事例に精通している、東京海上日動火災保険株式会社（以下、東京海上日動）、及び、ホライズン・オーシャン・マネジメント株式会社（以下、HOM（ホム））の協力を得て、海外の洋上風力発電設備における事故を調査することとした。両社ともに、海外での個別の事故の概要だけでなく、その原因や再発防止策の情報を保有しており、その知見を踏まえてまとめる。

2.3.1.では、海外の洋上風力発電設備においては、特に海底送電線・通信ケーブル等（以下、海底ケーブル）の事故が多いとの海外調査結果を受け、海底ケーブルの事故に焦点をあてて、事故事例を調査した。海底ケーブルとその代表的な保護管であるCable Protection System（以下、CPS）[4]に関しての事故を整理する。また、CPSの役割や主なデザインについても記載する。

2.3.2.では、銚子沖での NEDO[5]洋上風力発電実証研究での損傷事例を取り上げる。これは、海底ケーブル本体起因ではなく、海底ケーブルの配管・支持材のボルトのゆるみに起因し、固定用架台の損傷が原因とされ、そこからケーブル本体の破断に至った事例である。定検解釈案として、5.5.8.で示す、海底ケーブル配管・支持材の検査について、この事故事例を参考に作成した為、その詳細をここで記載する。

[4] NEDO洋上風力ガイドブック p.336 ケーブルを支え、保護するためのケーブル保護システム
[5] 国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構

2.3.1.海外の海底ケーブル事故事例

海外の洋上風力発電設備の事故の発生部位は、建設中、操業期間中ともに、海底ケーブルの事故が多い。この結果を受けて、事故事例の概況を整理し、海底ケーブル保護管の役割と主なデザインを紹介する。

事故の原因分析では、建設工事中の発生件数は、施工ミス(44%)、設計上の瑕疵（17%）であった。操業移行後の発生件数では、材料・製造の瑕疵(40%)、設計上の瑕疵(15%)の割合が大きく、この次にメンテナンス不足(9%)が加わる。

ここでは、東京海上日動と HOM の両社より提供を受けた情報を元に、事故の傾向を整理した。その結果、海外の洋上風力発電設備においては、特に海底ケーブルの事故が多く、海底ケーブルとその代表的な保護管である CPS に関しての事故事例の概況を整理する。また、CPS の役割や主なデザインについても記載する。

東京海上日動より提供を受けた資料については、Lloyd Warwick International Ltd. (London)の資料をもとに東京海上日動により作成されており、集計期間は、2002 年から 2022 年 2 月時点である。HOM より提供を受けた資料については、HOM 及び HOM 海外パートナーの知見により作成されている。

まず初めに、保険事故[6]の傾向を発生部位と事故原因に分けて整理する。建設工事中、操業移行後のそれぞれにおいて、保険事故として報告されている発生件数の集計、及び、保険金支払額の集計がなされている。なお、ここで集計する保険事故が、洋上風力発電設備に係る事故故障の全体を表しているわけではないことに注意が必要である。

に発生部位別の事故の内訳を示す。すべての分類において、海底ケーブルが 56%～68%と集計されており、保険事故の半数以上が海底ケーブル事故に係るものであることが分かる。

図 2.3.1-2 に事故原因の内訳を示す。事故の原因分析では、建設工事中の発生件数は、施工ミス(44%)、設計上の瑕疵（17%）であった。操業移行後の発生件数では、材料・製造の瑕疵(40%)、設計上の瑕疵(15%)の割合が大きく、この次にメンテナンス不足(9%)が加わる。

[6] 保険において保険者（保険会社等）の保険金支払義務が発生する事故のことで、偶発的、突発的、外来的な要因に限定される事故故障。

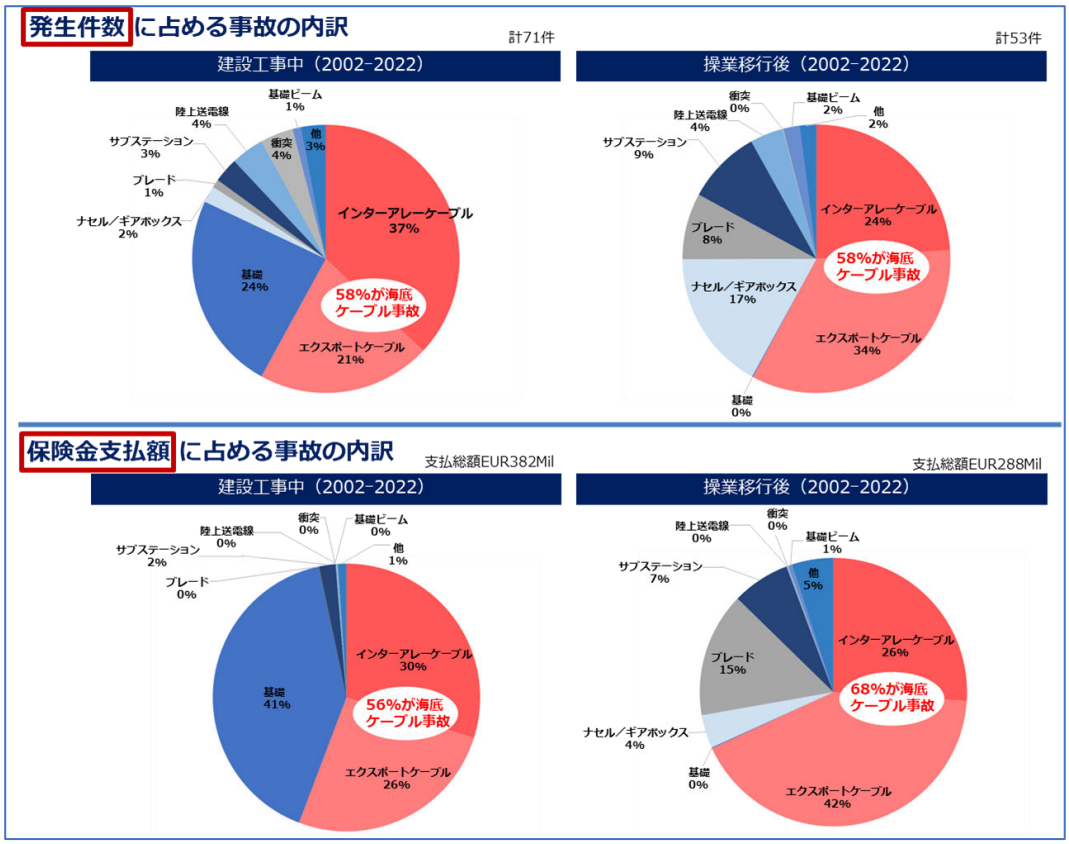


図 2.3.1-1　発生部位別の事故の内訳

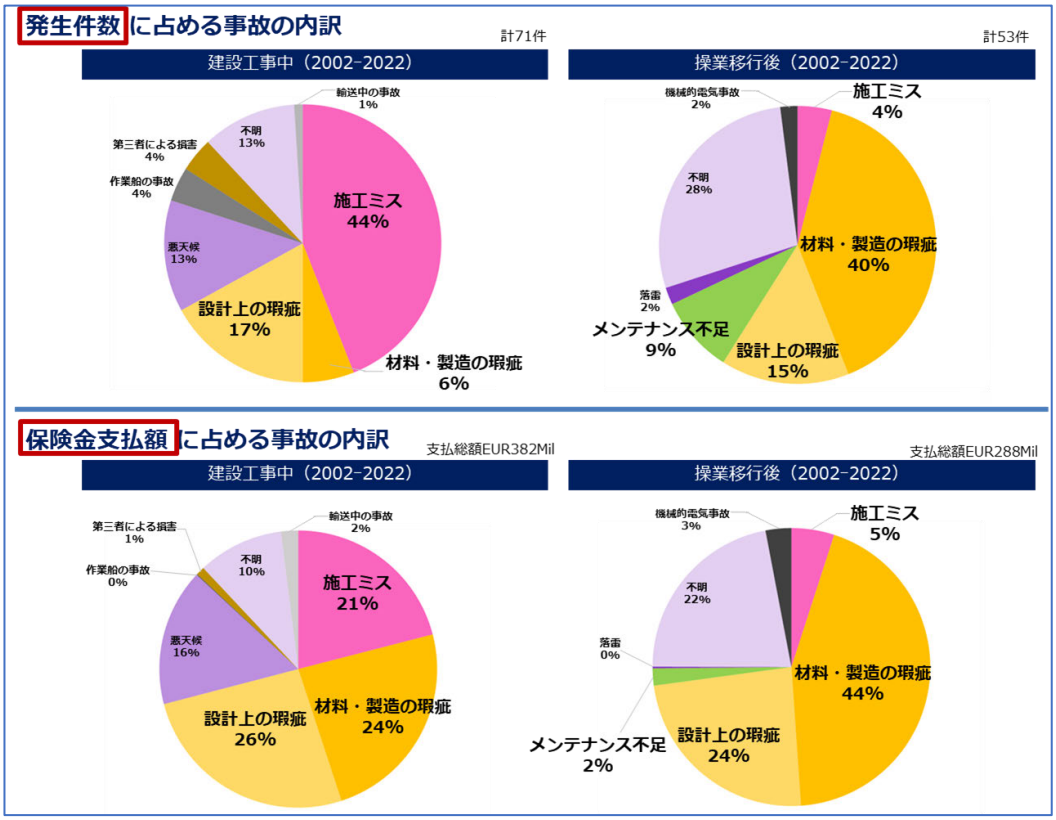


図 2.3.1-2　事故原因別の事故の内訳

次に、事故の概況を列挙する。事例において個別具体的な記載が無いのは、各社の秘密情報にあたるためで、これ以上の情報を公開できない。

・建設工事中の保険事故事例
  ・ケーブル埋設機を使用したプロジェクトにて、埋設機とケーブル巻き出しの施工マネジメントが追いつかず、結果的にケーブルが過剰に巻き出されてしまい、ケーブルが損傷。
  ・荒天により作業を中断していた船が結果的に耐えられず流されてしまい、積載されていたケーブル埋設機およびケーブルが損傷。
  ・埋設前の送電ケーブル7を漁網がひっかけ損傷が発生。最大でケーブルは通常の位置より 25m超引きずられた。

・操業移行後の保険事故事例
  ・運転開始後に送電ケーブルに不具合が発生。光ファイバーケーブルの損傷によりケーブル全体の機能低下、故障につながった。
  ・アレイケーブル8のファクトリージョイント部分に不良があり、繋がれたケーブルにクラックが生じ、通電したところケーブル焼損に至った。ファクトリージョイント部の曲げ試験、型式試験が実施されておらず、曲げ力が使用に適していなかった。
  ・光ファイバーケーブルと洋上変電所との接続部分に問題があり送電ケーブル全体に損害が発生。

・建設工事中、操業移行後の CPS の事故損傷事例[9]
  ・建設段階から CPS の追加の安定化が必要になった。
  ・洗掘防止材との摩擦によりアレイケーブルの交換が必要となった。CPS の安定方法の問題である。
  ・浅い水域にある風力発電設備の基礎にあるケーブル出口に、波による損傷が起こった。多くのケーブルの交換と、CPS の修理と安定化が必要になった。
  ・送電ケーブルの CPS に亀裂が起こった。CPS からケーブルが露出した。比較的最近の洋上風力発電所の建設中の事故であり、早期の段階での点検が必要であることが示された事故であった。この事故の状況を図 2.3.1-3 に示す。

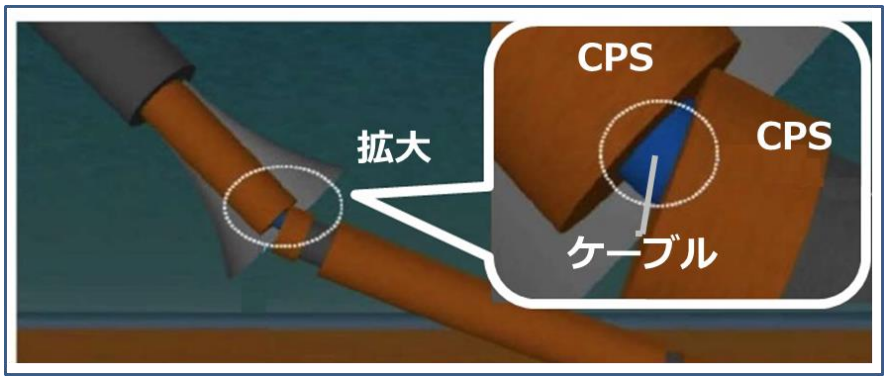


図 2.3.1-3　CPS の亀裂によるケーブル露出事故事例

[7] NEDO 洋上風力ガイドブック p.186、p.240 Export cable、洋上変電所と陸上変電所間の送電線
[8] NEDO 洋上風力ガイドブック p.164、p.240 Array cable、風力発電機間あるいは風力発電機と洋上変電所を結ぶ海底ケーブル
[9] ここでの事故事例は、保険事故以外も含む。

次に、これらの事故から得られた情報を分析すると、以下のような特徴をまとめられる。

・建設費用に占める海底ケーブルの割合は 20%程度[10]であるが、保険金支払額に占める海底ケーブル事故の割合は 60%程度[11]となる。すなわち、建設段階での海底ケーブル費用は、他と比較すると大きくは無いが、一度事故が発生すると、保険金支払額が高額になる。その内訳は、図 2.3.1-4 の通り、用船料が保険損害額の 65%を占めており、損傷個所の特定に時間がかかることも高額になる要因となっている。また、送電ケーブルが損傷すると送電が出来なくなるため、運転停止による生産利益損失もあわせて発生する。

・CPS の損傷に関して、早期に発見した事例では、原因や損傷状況を特定の上で、固定等の対処を行い、ケーブル本体の交換や CPS の交換といった大規模修繕には至らず、長期間の運転停止も回避できた事例があった。その為、欧州では、CPS の最低 5 年に一度点検することや、毎年サイトの 20%ずつを点検すること等、点検計画によって、CPS 損傷の早期発見に役立てるといった工夫が取られている。

欧州の点検事例については、６.1.1.の海底ケーブルの点検についてでも記載する。

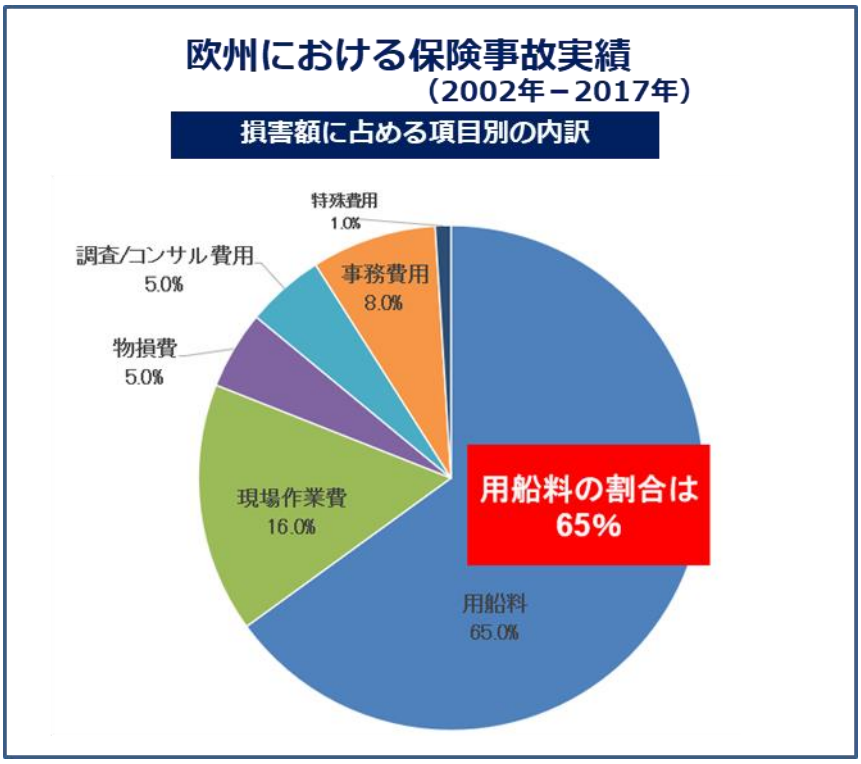


図 2.3.1-4　保険損害額における用船料の割合

[10] NEDO 洋上風力ガイドブック p.60　図Ⅱ.3.3-1 着床式洋上風力発電施設の建設費の平均構成比（Musial and Ram,2010 より作成）において、17.8%と示されている

[11] 図 2.3.1-1 発生部位別の保険金支払額事故の内訳において、円グラフに 56%、68%と記した

最後に、CPS の役割と主なデザインを紹介する。CPS は基礎構造の出口から海底に埋設されるまでのケーブルの外的ダメージを保護する目的で、船舶の投錨による損傷、洗掘防止材による摩擦、海流・渦によって生じるケーブルへの摩耗疲労を防ぐために導入されている。

ケーブルの基礎への取込み方法は、図 2.3.1-5 のとおり 2 パターンに大別され、1 つは J チューブ[12]等を用いて構造物に外付けする形で取り入れる方法、もう 1 つは構造物内に取込み口を作り内部に引き込む方法である。いずれのケースにおいて CPS は必要である。CPS のデザインは、図 2.3.1-6 のとおり、イギリス Tekmar 社製に代表されるポリマー製と鉄製があり、現時点ではポリマー製がより一般的である。NEDO 洋上風力ガイドブックでまとめられた、海底ケーブルと洋上風車のインターフェイスを図 2.3.1-7 で紹介する。

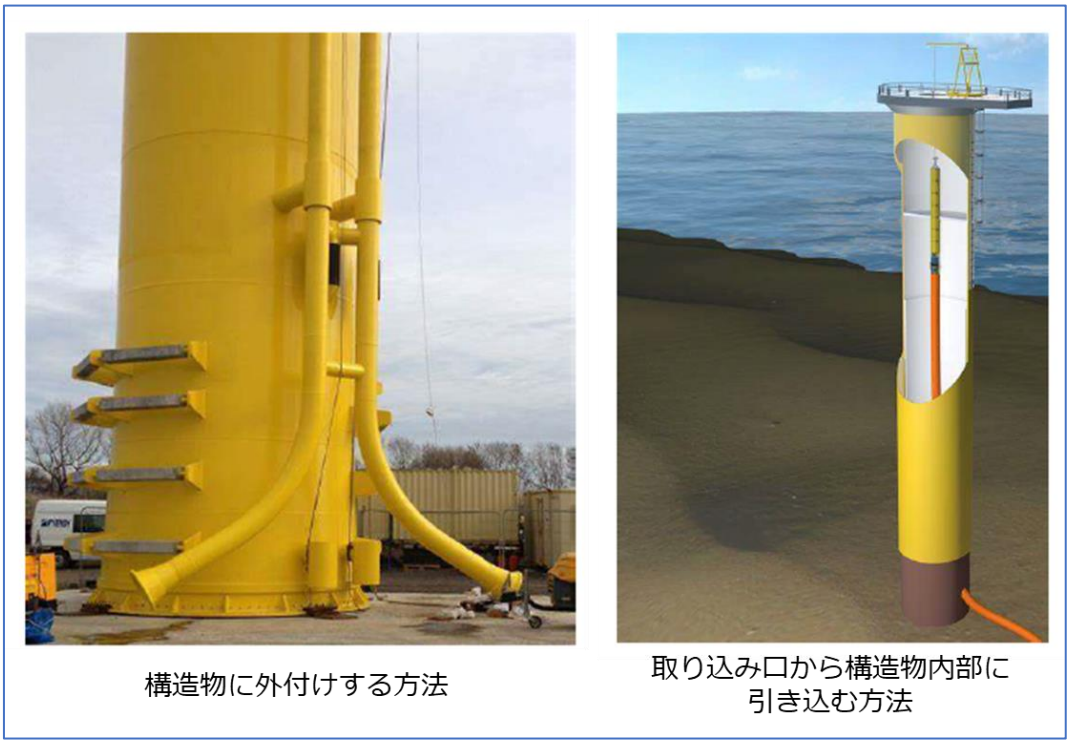


図 2.3.1-5　代表的なケーブルの取り込み方法



図 2.3.1-6　CPS の代表的なデザイン

[12] NEDO 洋上風力ガイドブック p.248　チューブは、その中にアレイケーブルを通して、支持構造物、風車へとケーブルを導くもので、波と潮流による作用から脆弱な場所に敷設されたケーブルを保護するものである。ケーブルの取り入れには、何種類かの方法があり、その中に J チューブがある。

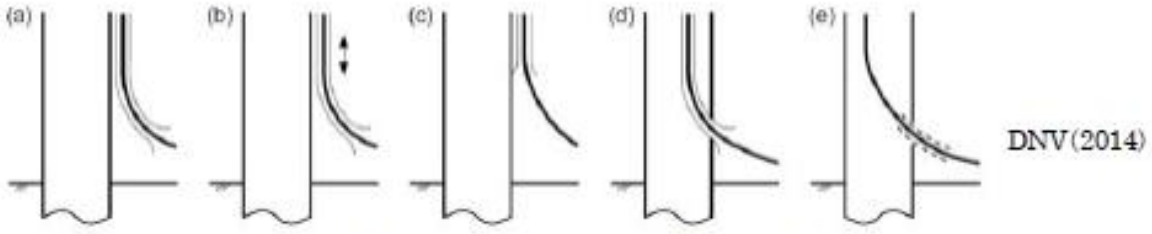
【豆知識Ⅲ.6.2-5】

●海底ケーブルと洋上風車のインターフェイス（Jチューブ/Iチューブ）

チューブは、その中にアレイケーブルを通して、支持構造物、風車へとケーブルを導くもので、波と潮流による作用から脆弱な場所に敷設されたケーブルを保護するものである。

ケーブルの取り入れには、下図に示すように何種類かの方法がある。(e)はチューブの取付けがないケース、他は(c)のIチューブを除いてJチューブで、これらは外装（固定(a)/可動(b)）および内装(d)で区分される。

最適な引き込み方策は、「風・流れ・波の荷重」、「船舶着岸時の保護」、「チューブとケーブルの位置関係」、「局所的な応力集中の位置」、「チューブ内の空気・水交換と関連する腐食率」等を考慮して選定される。



DNV(2014)

Jチューブの海底に対する角度と海底からの高さの関係（DNV, 2014）

45° → 2.5m±0.5m　30° → 2.0m±0.3m　45° → 1.2m±0.2m

以下、The Crown Estate（2010）からJチューブに関する記述を取りまとめる。

✓一般に直径300mm程度の鋼管を使う。その長さはトランジションピースのプラットフォーム取付け位置から海底上2m程度まで及ぶ。通常、ケーブル引入れ後にシールされる。

✓Jチューブ両端のJチューブシールは、Jチューブ内への海水浸入を防ぐ。受動的シールは、Jチューブ内へ引き上げられる一連のディスクで構成される。能動的シールは、Jチューブ内へ引き入れた後に膨張させる必要があり、遠隔操作ビークル（ROV）が必要となる。シールしたJチューブは、侵食抑制剤で満たす場合がある。ただし、シールは毎回使われることはない。

✓曲がり止めは、過度の曲がりによる損傷を防ぐ。

✓ケーブル補強材も防護目的に使う。鋼製ならば、送電ケーブルへの効果的な重しとなる。

✓ケーブル同士が交差し埋設できないようなケーブル露出部では、ケーブルマットを使う。マットは通常コンクリート製かポリウレタン製である。

✓ある供給業者は、モノパイル基礎の場合、Jチューブを使わずにクランプによりケーブルをモノパイルの引込穴へ導く。

図 2.3.1-7　NEDO洋上風力ガイドブック[13]　海底ケーブルと洋上風車のインターフェイス

[13] NEDO洋上風力ガイドブック p.248

2.3.2.国内の海底ケーブル配管・支持材事故事例

銚子沖の NEDO 実証機での可とう保護管、固定架台の損傷事例を記載する。この事故は、統一的解説で示された、海底ケーブルの配管・支持材にあたる固定用架台のボルトのゆるみに起因する損傷が原因とされ、そこからケーブル本体の破断に至った事例である。定検解釈案として、5.5.8.で示す、海底ケーブル配管・支持材の検査について、この事故事例を参考に作成した。

ここでは、銚子沖の NEDO 実証機での可とう保護管、固定架台の損傷事例を記載する。これら可とう保護管、固定架台は、統一的解説で示された、海底ケーブル配管・支持材に該当すると判断した。海底ケーブル配管・支持材は、下記、図 2.3.2-1 のとおり、統一的解説で示された定期点検の事例の分類によるものであり、海底ケーブル本体・保護材とは異なる。

設備	項目		気／水	NO	点検方法・周期		
					点検方法	装置測定方法	公募対象施設
海底送電線及び通信ケーブル	ケーブル用配管	配管・支持材	気	69	目視	点検者	3年
		配管・支持材	水中部	70	目視	潜水	安定前密 安定後詳細
	海底ケーブル・海底地盤	（構造物周辺）海底ケーブル・保護材の損傷・海底地盤		71	目視又は測定	潜水 測定機器	安定前密 安定後詳細
		（上記以外）海底ケーブル・保護材の損傷・海底地盤		72	目視又は測定	潜水 測定機器	10年

図 2.3.2-1　統一的解説[14] 海底ケーブルの点検事例

まず、ここで国内の洋上風力発電設備の海底ケーブルの事故のうち、この事故のみを取り上げる理由は、以下の 3 点ある。

1 点目は、事故原因と再発防止策が NEDO の成果報告書にて詳細に確認ができる為、事故事例として整理することが可能である。

2 点目は、この事故は、海底ケーブル本体起因の事故ではなく、海底ケーブルの配管・支持材のボルトのゆるみに起因し、固定用架台の損傷が原因とされ、そこからケーブル本体の破断に至った事例である為である。定検解釈案として、5.5.8.で示す、海底ケーブル配管・支持材の検査について、この事故事例を参考に作成した。

3 点目は、稼働中の事例であり、台風による波浪の影響により、損傷がケーブル本体まで拡大している。その為、定期的なメンテナンスによってケーブルの破断に至る前に早期発見することも不可能ではないと判断した。定期事業者検査の役割として、3.1.2.で示す通り、日本特有の自然条件の過酷さによる事故に対しても、未然に防止する役割が求められており、この定期事業者検査に求められる役割の事例として合致すると判断した。

[14] 統一的解説 p.80 表-2.3.3.2 下部構造・基礎等 杭式基礎（モノパイル構造）の定期点検の事例（2／2）より抜粋　他の構造形式においても同じ分類である。

次に、銚子沖の NEDO 実証研究成果報告書[15]から損傷の概況をまとめる。

その損傷原因として、7.3.1.2 不具合の原因分析と原設計の調査より抜粋する。

電力ケーブル保護管の固定用架台の締結部のボルトが波浪等の外力により何らかのゆるみが生じ、ボルト脱落、鋼材接続部の溶接割れが発生して固定用架台が損傷。これら固定架台の損傷により、ケーブル保護管の位置を適切に保持することが困難となった。よってケーブル及びケーブル保護管が波浪によって動揺し、ケーソンに固定された海中部の保護管端部と繰り返し接触することで最終的にケーブル破断に至った。

原設計では、設計波高に近い砕波波力が頻繁に固定架台に作用することによって、締結部に大きな繰り返し応力が発生することを想定しておらず、普通ボルト継手を使用したが、実際は設計波高に近い砕波波力が頻繁に固定架台に作用し、ボルトの緩みが発生した。ボルト耐力および限界面圧については安全率が 1.0 以上であることが確認できたが、滑りについては安全率が 1.0 未満であるボルトがあることが判明した。

再発防止策は、新たに設置する架台とケーブル保護管の設計が行われ、交換されている。その後のメンテナンスにかかる再発防止策は無い。

最後に、損傷状況の詳細として、実証研究成果報告書の内容を抜粋して、転載する。

表 7.3.1-1　電力ケーブル及び保護管の損傷までの経緯

日付	確認された事象
平成 25 年 10 月 16 日	台風 26 号 最高波高 9.52m を観測（50 年確率の設計波高は 10.5m）
平成 26 年 02 月 9 日	南岸低気圧 最高波高 8.61mを観測
平成 26 年 02 月 15 日	南岸低気圧 最高波高 9.16mを観測
平成 26 年 02 月～03 月	海面付近の可とう保護管の損傷、電力ケーブル鉄線鎧装の損傷、海底部の鋳鉄保護管の消失、電力ケーブル鉄線鎧装の損傷を確認
平成 26 年 05 月 19 日	保護管の代わりとしてプラホースを用いて損傷個所の応急復旧を実施
平成 26 年 06 月 25 日	応急復旧を行った海面付近のプラホースの一部消失を確認
平成 26 年 07 月 18 日	2 回目の応急復旧としてプラホースをステンレスバンドで固定、可とう保護管とプラホース間の隙間を無くすようプラホースを重ねて設置
平成 26 年 10 月 06 日	台風 18 号 最高波高 8.31mを観測台風の影響により 22kV 設備で地絡事故が発生し電源を喪失
平成 26 年 10 月 09 日	海面上の電力ケーブル固定架台の一部損傷を確認
平成 26 年 10 月 17 日	海中部の電力ケーブルの一部損傷を確認
平成 26 年 10 月 27 日	海中部の電力ケーブルの一部断線を確認海底部の鋳鉄保護管を 2m程度消失、電線ケーブル一部損傷を確認

図 2.3.2-2　銚子沖の NEDO 実証機損傷事例内容（1/5）

[15] NEDO 平成 22 年度～平成 28 年度成果報告書　風力等自然エネルギー技術研究開発 洋上風力発電等技術研究開発　洋上風力発電システム実証研究（銚子沖）（2/2）7.3 海底ケーブル固定架台の修理の内容

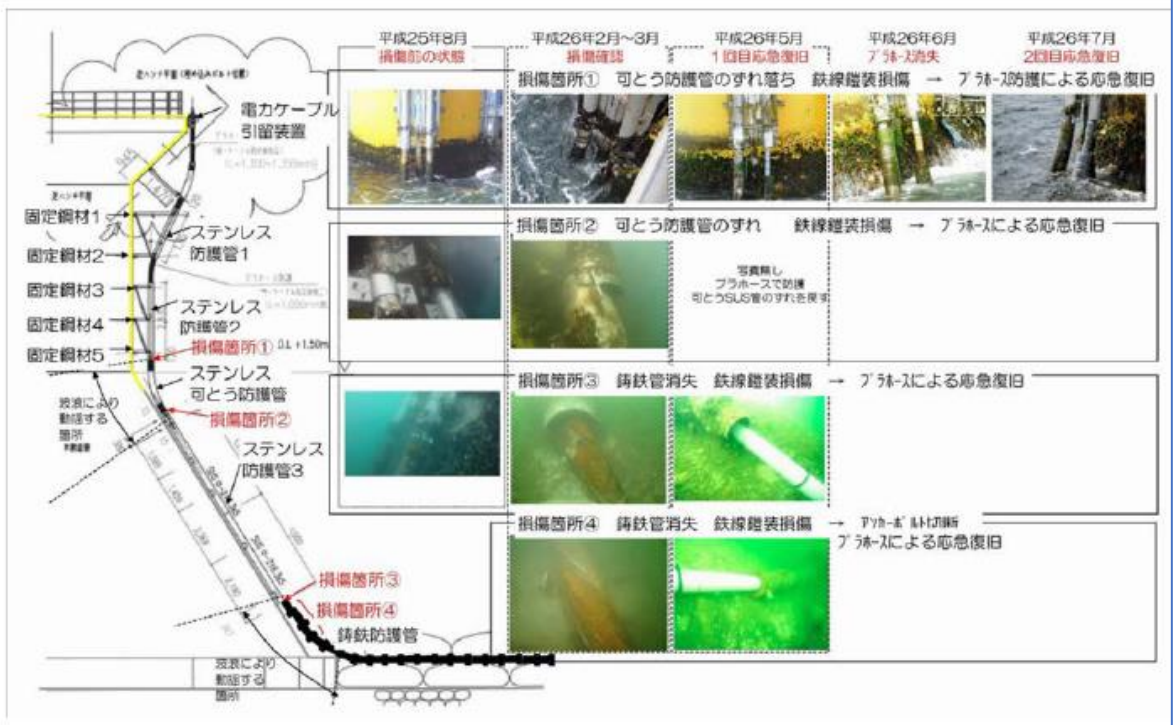


図 7.3.1-1 電力ケーブル保護管の損傷及び応急復旧状況（平成 26 年 4 月～7 月）

図 2.3.2-3　銚子沖の NEDO 実証機損傷事例内容（2/5）



図 7.3.1-2 海面付近の電力ケーブルの損傷状況（平成 26 年 10 月 9、17、27 日点検）

図 2.3.2-4　銚子沖の NEDO 実証機損傷事例内容（3/5）

7.3.2.10　まとめ

7.3.2.10.1　既存電力ケーブル固定架台損傷の原因

電力ケーブル損傷事故の原因は、以下の通りである。

(1) 台風や大型低気圧によって、設計波高に近い砕波波力が頻繁に発生することが明らかとなった。

(2) 設計波高に近い砕波波力が頻繁に固定架台に作用することによって締結部に繰り返し応力が発生することによってボルトに緩みが発生した。

(3) 緩みが発生した状態でさらに繰り返し砕波波力を受け、ナットが外れボルトが抜ける箇所も発生し、さらに溶接部にも割れが発生した。

(4) これら固定架台の損傷により、ケーブル防護管の位置を適切に保持することが困難となり、海底ケーブル及び海底ケーブル防護管が波浪によって動揺することになり、ケーソンに固定された海中部の防護管端部と海底ケーブルが繰り返し接触することで最終的に海底ケーブルの破断に至った。

図 2.3.2-5　銚子沖の NEDO 実証機損傷事例内容（4/5）

7.3.2.10.2　新たに設置する架台及びケーブル保護管の設計に係わる総括

- ケーブル保護管を一体化し、風車基礎に沿わせて固定することで、可動部となり得る部位を作らない構造を実現した。
- ボルト継手については、摩擦接合に基づいた設計を適用し、ボルトの径と数を増やすことにより、摩擦耐力を大幅に向上させた。その結果、ボルトがゆるむリスクを低減させた。
- ボルトのゆるみ防止として、ダブルナットに加えて HSE を使うことにより、仮にボルトの軸力低下が発生したとしても、ボルトが外れるリスクを低減。また、アクセスできない可能性のある洋上における二重保護を実現した。
- 設計荷重をより精緻にかつ安全側に設定し、ケーブル保護管や架台など使用する部材については、腐食予備厚を差し引いて強度照査を行うことで、耐力を向上させた。
- 保護管の製作段階での溶接施工の確認のために立会検査や、あと施工アンカーの現地での施工など新架台の設置に係わる施工計画の確認及び施工中の立会検査などを日本海事協会が行い、施工に係わる不具合の発生を未然に防ぐ体制とする。

図 2.3.2-6　銚子沖の NEDO 実証機損傷事例内容（5/5）

3.定期事業者検査とメンテナンスの考え方について

3.1.では、定期事業者検査の開始の経緯及び定検解釈の作成時の設定時の考え方をまとめる。当時の内容を踏まえた上で定検解釈案について検討し、有識者検討会にて意見を諮ることが有意義であることと判断した為、その内容を記載する。

3.2.では、定検解釈案を提案する前提として、どのような考え方で定検解釈案を検討し、有識者検討会に諮ったかを明確にするために、参考文献からその考え方をまとめ、本事業における点検周期の作成にあたっての考え方を示す。

3.1.では、定期事業者検査の制定経緯及び定検解釈の作成時の設定時の考え方を本章にてまとめる。ここでまとめる内容は、風力発電設備の定期事業者検査の開始検討の為、電力安全課より委託された、平成 27 年度未利用エネルギー等活用調査（風力発電設備の維持及び管理の動向調査）（以下、平成 27 年度事業）、平成 28 年度新エネルギー等の保安規制高度化事業（定期事業者検査に関する風力発電設備の安全性確認調査）（以下、平成 28 年度事業）について、受託者らで当時も同じく受託しており、その経験に基づき本章をまとめる。その為、これらの事業において公表されている報告書の内容のみならず、これらの事業の実施の際に検討した事項、それぞれの内容の設定時の考え方、当時設置された各分野の専門家を交えた委員会における議論の内容についても含める。これらを含める理由は、本事業を実施するにあたり、当時の内容を踏まえた上で定検解釈案について検討し、有識者検討会にて意見を諮ることが有意義であることと判断した為である。本節において当時の内容を詳細にまとめる。

3.2.では、定検解釈案を提案する前提として、どのような考え方で定検解釈案を検討し、有識者検討会に諮ったかを明確にするために、「着床式洋上風力発電導入ガイドブック（最終版）（2018年3月）NEDO」（以下、NEDO洋上風力ガイドブック）を引用し、風力発電設備のメンテナンスの考え方をまとめる。陸上設置の風力発電設備を前提とした現行の定検解釈の予防的メンテナンスの考え方による点検の周期は“予防的メンテナンスは高頻度であればあるほど良い”との立場をとっている。

一方で、統一的解説にて示された洋上風力発電設備の支持構造物の点検周期の根拠については、“「港湾の施設の点検診断ガイドライン 平成26年7月（平成30年6月一部変更）国土交通省 港湾局」（以下、点検診断ガイドライン）により設定している”との記載があるのみである。その為、本事業を実施するにあたり設定根拠について有識者に諮ったところ、「統一的解説において気中部3年水中部10年の点検周期が示された考え方は、“供用期間中に維持管理上の限界状態に達しない事前対策型が基本”として点検周期が示された」と、その考え方が得られた為、この立場を踏まえて定検解釈案を作成した。

この両者の違いを踏まえた結果、5.5.8.で提案する海底ケーブル配管・支持材の点検周期の設定に際しては、両者の考え方を合体させて提案している。

3.1.定期事業者検査の制定経緯と内容

定期事業者検査の開始の経緯、及び、定検解釈作成時の考え方をまとめる。当時の内容を踏まえた上で定検解釈案について検討し、有識者検討会にて意見を諮ることが有意義であることと判断した為、その内容を記載する。また、海外調査を通して、3.1.5.メーカーの点検マニュアルを超えて、定検解釈に定められたものの取扱いと、3.1.7.点検周期の取扱いについて疑問点が提示された為、その説明の為に細かく整理をおこなった。

3.1.1.では、時系列に定期事業者検査の検討開始から本事業までをまとめる。

3.1.2.では、もともと設置者が自主的に定める保安規程が存在していたのに対し、どのような経緯を経て定期事業者検査が制定されるに至ったのかをまとめる。定期事業者検査に求められる役割として、メンテナンス不備による事故を防止するだけでなく、設計・製造不良や日本特有の自然条件の過酷さによる事故に対しても、未然に防止する役割が求められていることを記載する。

3.1.3.では、現行の定検解釈の作成手順を振り返り、公共の安全を確保するため、公共の安全に係る事故として 5 つに分類し、検査の目的を 3 つ定義して現行の定検解釈を作成した。作成にあたっては、定検解釈作成時に存在した風力発電機のメーカーの点検マニュアルを集約し、網羅的に記載している。

3.1.4.では、メーカーの点検マニュアルとメーカーの点検マニュアルを集約した定検解釈が一部重複している為、その内容を確認する。一部のみ重複する理由を 3 点示す。

3.1.5.では、メーカーの点検マニュアルを超えて、定検解釈に定められたものがあり、大きなものを 2 点紹介する。また、定検解釈の記載とは別の方法であっても、十分な保安水準の確保が達成できる技術的根拠があれば、定検解釈で示した方法によらず、設置者の判断によって選定が可能であることを示す。

3.1.6.では、定検解釈の一番右の列に記載される、“点検周期（年)”の扱いについて 3.1.7.で整理する為、ここでは点検と検査の違いについて、整理を行う。設置者が保安規程によって実施する自主的な点検のうち、定検解釈と同一の項目に限って、統一的なメンテナンスである定期事業者検査の点検に組み込まれていることを確認する。

3.1.7.では、定検解釈に記載される点検周期（年）は、定期安全管理審査の対象になることを示す。しかし、点検周期は、あくまで例示であること整理し、3.1.5.と同様に、定検解釈の記載とは別の点検周期であっても、十分な保安水準の確保が達成できる技術的根拠があれば、定検解釈で示した周期によらず、設置者の判断によって点検周期の設定が可能であることを示す。

3.1.8.では、現行の定検解釈における点検周期の設定根拠を整理する。半年周期と 1 年周期の設定にあたっては、“予防的メンテナンスは高頻度であればあるほど良い”との立場をとっており、それに実現可能性の考慮が加わって設定された。

3.1.1.定期事業者検査開始から本事業までの経緯

2015 年　風力発電設備の定期事業者検査の検討を開始 2017 年　風力発電設備の定期事業者検査の開始、現行の定検解釈の制定 2020 年　洋上風力発電設備の維持管理に関する統一的解説（令和 2 年 3 月版） 陸上設置の風力発電設備を前提に作成された現行の定検解釈の見直しが必要と考えられ、本事業は、洋上の風力発電設備を含めた、定検解釈案を作成、提案する。

定期事業者検査の開始にあたっては、2015 年より、それまで火力設備に存在した、定期事業者検査を風力発電設備にも適用させる案により、定期事業者検査の検討を開始した。検討の為行われた、平成 27 年度事業、平成 28 年度事業を受託者らによってとりまとめ、現行の定検解釈の案を作成している。この委託事業案の他に JWPA においてもタスクフォースが組まれ、案がまとめられた。最終的にはこれらの案は 1 つに統合され、新エネ WG での議論を経て、2017 年風力設備の定期事業者検査が開始され、現行の定検解釈も同時に制定された。当時の風力発電設備のうち、洋上設置は NEDO による実証機が中心であり、陸上設置の風力発電設備を前提として、現行の定検解釈は作成されている。

その後、2020 年「洋上風力発電設備の維持管理に関する統一的解説（令和 2 年 3 月版）」及びその参考資料（以下、統一的解説参考資料）がまとめられ、洋上風力発電設備について、電気事業法に基づく維持管理の考え方と港湾法に基づく維持管理の考え方の適用箇所が示され[16]、具体的な点検項目と点検方法・周期が例示された。

本事業は、本格的な洋上設置の風力設備の計画・建設が複数進められており、現状の陸上設置の風力発電設備を前提に作成された現行の定検解釈の見直しが必要と考えられ、洋上設置の風力発電設備を含めた、定検解釈案を作成、提案することとなった。

[16] 統一的解説p.38　電気事業法に基づく維持管理の考え方をブレード・ロータ・ナセル・タワー・非常用電源装置、接続部の一部に、港湾法に基づく維持管理の考え方を接続部の一部、下部構造・基礎、に適用することを基本とする。なお、海底送電線及び通信ケーブルなどのその他設備については、海外の事例等を踏まえ、適切に維持管理の方法を策定する必要がある。

3.1.2.保安規程による自主的なメンテナンスと、定期事業者検査による統一的なメンテナンス

定期事業者検査の開始前においては、風力発電設備の設置者の自主的なメンテナンスによって、公共の安全を確保してきた。しかし、一般公衆への被害も想定されうる公共の安全に係る事故が複数発生し、定期的なメンテナンスを徹底することによって、事故以前の段階で不具合を解消することが可能であった事例が存在した。その結果、従来の保安規程による自主的なメンテナンスに完全に任せるのではなく、“統一的なメンテナンス方法（定検解釈）を整備”し、設置者が“定期的に点検・検査を行う（定期事業者検査）とともに”、“その品質について第三者が確認（定期安全管理審査）していく”、定期安全管理検査制度が開始されることとなった。 定期事業者検査の制定後の現在は、実体に即した事項については、保安規程に定め自主的なメンテナンスを行うことになる。

定期事業者検査の開始前においては、風力発電設備の設置者の自主的なメンテナンスによって、電気事業法の目的[17]の１つである公共の安全を確保していた。具体的には、電気事業法第 42 条[18]に基づき、設置者は保安規程を定めることとなっており、この中で、保安のための巡視や検査に関する事項を定めている。風力発電設備について、設置者の多くは、風力発電設機メーカーの点検マニュアルに基づき、自主的な保安を行っている。風力発電機メーカーの点検マニュアルには、様々な点検項目があるが、それらを目的別に分類すると、図 3.1.2-1 のとおり、稼働に関わる点検項目、事故故障に関わる点検項目、環境の保全、作業者保護、他に関わる点検項目が挙げられる。

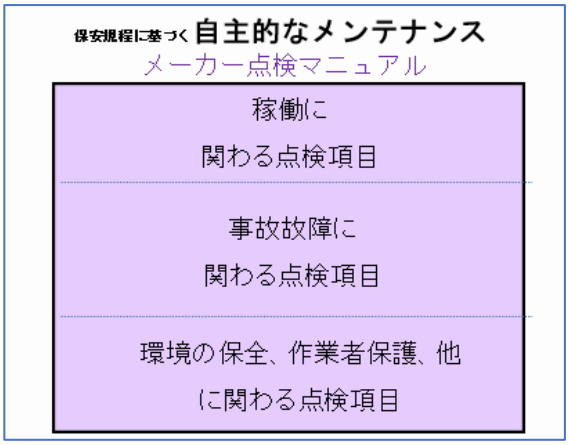


図 3.1.2-1　メーカーの点検マニュアルの項目

[17] 電気事業法 第一条（目的）この法律は、電気事業の運営を適正かつ合理的ならしめることによつて、電気の使用者の利益を保護し、及び電気事業の健全な発達を図るとともに、電気工作物の工事、維持及び運用を規制することによつて、公共の安全を確保し、及び環境の保全を図ることを目的とする。

[18] 電気事業法　第二款自主的な保安　第四十二条（保安規程）抜粋　事業用電気工作物を設置する者は、事業用電気工作物の工事、維持及び運用に関する保安を確保するため、主務省令で定めるところにより、保安を一体的に確保することが必要な事業用電気工作物の組織ごとに保安規程を定め、当該組織における事業用電気工作物の使用の開始前に、主務大臣に届け出なければならない。

しかし、2013 年の太鼓山ハブ・ナセル落下事故以降、落雷によるブレード破損事故など、一般公衆への被害も想定されうる公共の安全に係る事故が複数発生し、2014 年より新エネルギー発電設備事故対応・構造強度ワーキンググループ（以下,新エネ WG）等[19]において、事故ごとの原因究明と再発防止策の審議を行っている[20]。新エネ WG 等で審議された事故（以下,審議対象事故）は、定期事業者検査制度の開始前の 2013～14 年で計 21 件あり、その後現時点において、審議対象事故は累計 43 件あり、本事業においては、審議終了となった計 41 件について 6.1.5.において整理をおこなった。

定期事業者検査の開始の経緯は、下記図 3.1.2-2 の通り、第 5 回新エネ WG 資料 5-1「風力発電設備に係る保安確保のあり方」にまとめられており、それによると、新エネ WG における審議対象事故の事故原因分析を踏まえると、“設計・製造不良や雷害等が事故の根源的要因であるものの、定期的なメンテナンスを徹底することによって、事故以前の段階で不具合を解消することが可能であった事例が多い”。その為、設置者の保安規程による“自主的なメンテナンスに完全に任せるのではなく”、先行して存在した発電用火力設備のように“統一的なメンテナンス方法（定検解釈）を整備”し、設置者が“定期的に点検・検査を行う（定期事業者検査）とともに”、“その品質について第三者が確認（定期安全管理審査）していく”、定期安全管理検査制度が開始されることとなった。

またここで、定期事業者検査に求められる役割は、審議対象事故の事故原因のうち、メンテナンス不備による事故を防止するだけでなく、設計・製造不良や日本特有の自然条件の過酷さによる事故に対しても、未然に防止する役割が求められていることが分かる。すなわち、事故以前の小さな不具合の段階で、定期的なメンテナンスにて発見し、修繕でこの不具合を解消しておくことで、設計・製造不良や雷害等があっても、公共の安全に係る大規模な事故まで至らずに済んだことも想定できる事例があったことから、それを防止するための検査項目と、点検の頻度が求められた。

その為、3.1.3.のとおり、公共の安全の確保する為の網羅的な検査項目で定検解釈は作成されており、3.1.7.のとおり、定検解釈の中に点検周期が記載され、その点検の頻度は、3.1.8.のとおり、設置者によってはメーカーの点検マニュアルよりも高頻度の点検周期で例示されている。

[19] 新エネ WG 開始前に、産業構造審議会 保安分科会 電力安全小委員会 風力発電設備構造強度ワーキンググループにおいても審議されている。こののちに新エネ WG が発足している。

[20] 第 29 回新エネ WG 資料 3「新エネＷＧの審議対象及び水平展開ルールの明確化等について」において、新エネ WG について、“再エネ発電設備に係る事故原因を究明し、再発防止策と共に広く公開することを通じて、類似事案の発生を未然に防止することを目的に、個別事故案件について審議”と記されている。

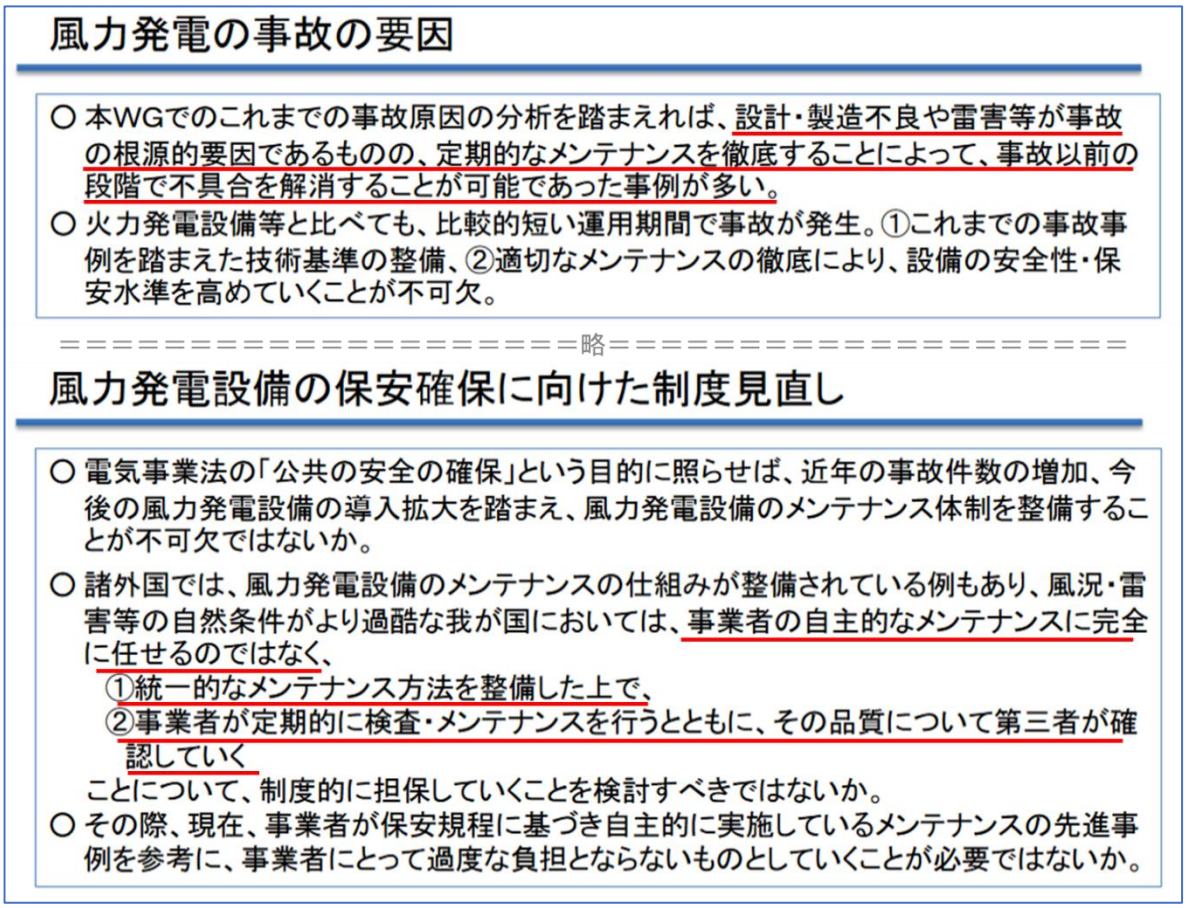


図 3.1.2-2　第 5 回新エネ WG 資料 定期事業者検査の開始の経緯

定期事業者検査が開始されたことにより、設置者は、保安規程による自主的なメンテナンスと定期事業者検査の両方を実施することとなった。ここで、保安規程による自主的なメンテナンスと、定期事業者検査による統一的なメンテナンスの違いについて整理すると、いずれも設置者が行う点検・検査である。保安規程の内容は、経済産業省のホームページ[21]において、図 3.1.2-3 のとおり、“点検及び検査の方法等、法律で画一的に定めることが必ずしも適当でなく、実体に即した合理的な保安対策を講じる必要がある事項については、各事業用電気工作物設置者は保安規程を定める”と記載されている。すなわち、定検解釈以外に、実体に即した事項については、保安規程に定め、自主的なメンテナンスを行うことになる。

ここで、定検解釈については、電気事業法第五十五条に定める事業者検査で、電気事業法施行規則九十四条の三[22]に定める定期事業者検査の方法の解釈であることから、正確には図 3.1.2-3 でいうところの法律によって定められたものではないが、定検解釈はこれら法令に基づく定期事業者検査の十分な方法を制定した定検解釈であることから、この記載を法令等と読み替え、法令等で定められた定検解釈に対比して、保安規程で定める必要がある事項について記載していると解釈した。さらにここで、“画一的に定める”とは、風力発電設備であれば、どのメーカーのどの型式であるかによらず、同一の点検及び検査の方法等を定めることを意味していると解釈した。一般的にメーカーが違えば、検査の項目、方法、周期等はそれぞれ異なるが、検査の方法を設置者が設定するのでなく、定検解釈として画一的に定め、結果、3.1.5.に示すようなメーカーの点検マニュアルを超えた検査を実施させることが可能になっていると解釈した。定検解釈と保安規程を対比する際は、定検解釈を“法令等で画一的に定めた定検解釈”とし、保安規程を“設置者が自主的に定める保安規程”として本報告書に記載する。

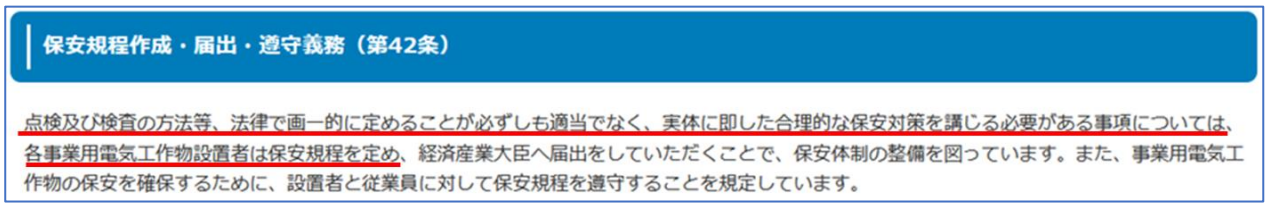


図 3.1.2-3　経済産業省ホームページに記載される保安規程の内容

[21]https://www.meti.go.jp/policy/safety_security/industrial_safety/sangyo/electric/detail/setsubi_hoan_jigyo_gaiyo.html（アクセス 2023 年 3 月 1 日）

[22]　電気事業法施行規則第九十四条の三　定期事業者検査は、次に掲げる方法で行うものとする。
一　開放、分解、非破壊検査その他の各部の損傷、変形、摩耗及び異常の発生状況を確認するために十分な方法
二　試運転その他の機能及び作動の状況を確認するために十分な方法

3.1.3. 現行の定検解釈の作成手順

現行の定検解釈は、審議対象事故を 5 つに分類し、これらの事故を防止するための検査の目的を 3 つ定義し作成されている。具体的には、①過回転防止、②倒壊落下飛散防止、③火災等防止を目的として、公共の安全に係る事故を未然に防ぐことを目的に、網羅的な検査項目によって、現行の定検解釈は作成されている。

平成 27 年度事業における現行の定検解釈の案の作成手順は、電気事業法の目的[17]である、公共の安全の確保を担保する為、公共の安全に係る事故を未然に防ぐことを目的に作成された。

具体的には、審議対象事故を公共の安全に係る事故として 5 つに分類し、これらの事故を未然に防ぎ、公共の安全を確保するため、検査の目的を 3 つ定義して現行の定検解釈を作成した。具体的には、図 3.1.3-1 のとおり、21 件の審議対象事故を、公共の安全の確保に係る事故として、ロータ過回転、ブレード飛散等、ハブ・ナセル落下、タワー倒壊等の支持物不具合、火災のこれら 5 つに分類し、検査の目的を①過回転防止、②倒壊落下飛散防止、③火災等防止とした。現行の定検解釈の項目には、この 3 つの目的が紐づいている。また、実際に審議対象事故のような事故事例がなくとも、同様の事故が起こり得ることを想定し、公共の安全に係る事故を未然に防ぐことを目的に、網羅的な検査項目によって、現行の定検解釈は作成されている。実際の検査項目、検査方法、内容等の作成にあたっては、定検解釈作成時に存在した風力発電機のメーカーの点検マニュアルを集約し、過不足を調整した上で、風力発電機メーカー異なってもそれぞれの検査項目の目的が達成できるよう、網羅的に記載している。

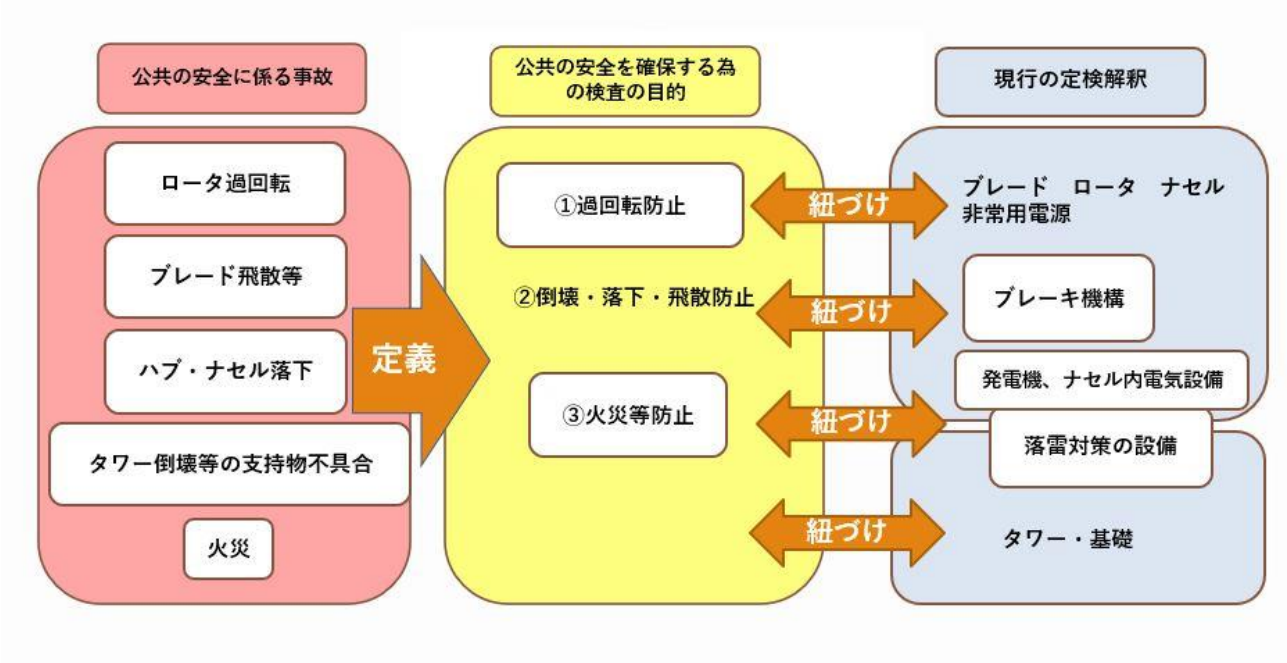


図 3.1.3-1　現行の定検解釈の作成手順

3.1.4. メーカーの点検マニュアルと定検解釈の違い

メーカーの点検マニュアルのうち事故故障に関わる点検項目と、現行の定検解釈の公共の安全に関わる検査項目が重複している。重複する理由は以下の 3 点である。1 点目は、定検解釈は実際に起こった審議対象事故を根拠に、公共の安全に係る事故を防止する目的で作成されていること。2 点目は、一部の風力発電設備にのみ起こり得る事故故障を、全ての風力発電設備に対し定検解釈として定めることが適切でない場合があること。3 点目は、技術基準に記載の無い項目を定検解釈に定めることはできないことである。

3.1.3. で述べたとおり、定検解釈作成時に存在した風力発電機のメーカーの点検マニュアルを集約し、現行の定検解釈は作成されており、また、3.1.2. で述べたとおり、設置者の多くは風力発電機メーカーの点検マニュアルに基づき、保安規程による自主的なメンテナンスを実施している。その結果、現在は、定検解釈とメーカーの点検マニュアルが重複する形となっている。具体的には、図 3.1.4-1 のとおり、メーカーの点検マニュアルのうち事故故障に関わる点検項目と、定検解釈の公共の安全に関わる検査項目が重複している。

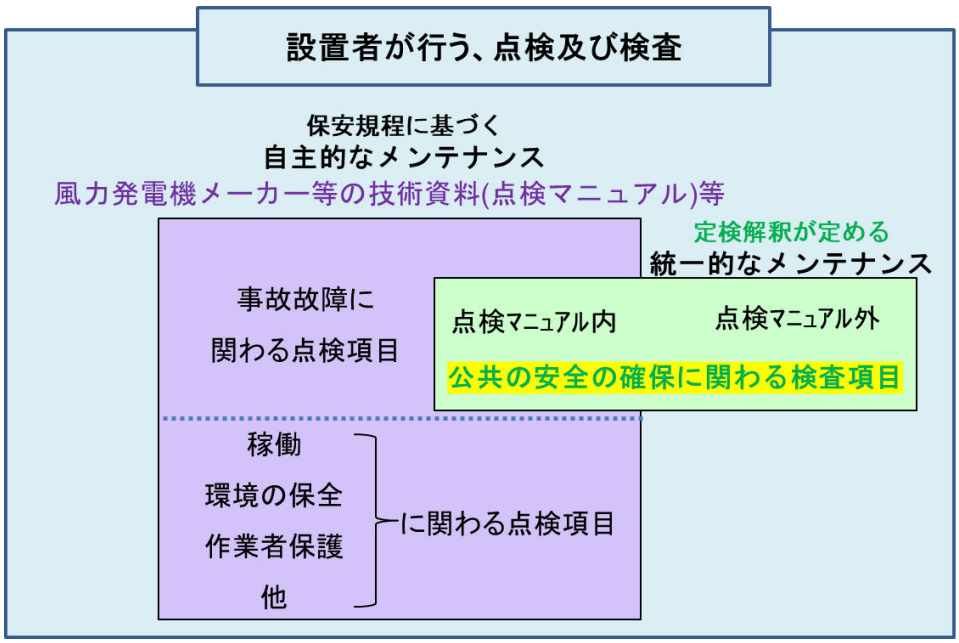


図 3.1.4-1　メーカーの点検マニュアルと定検解釈の違い

重複する理由は以下 3 点である。

1 点目は、3.1.3. に記載の通り、定検解釈は実際に起こった審議対象事故を根拠に、公共の安全に係る事故を防止する目的で作成されており、風力発電設備に起こり得る全ての事故故障を対象としていない。

2 点目は、一部の風力発電設備にのみ起こり得る事故故障を、全ての風力発電設備に対し定検解釈として定めることが適切でない場合があり、審議対象事故となっても定検解釈に組み込まれない場合がある。これについては 6.1.5. にて記載する。

3 点目は、定期事業者検査は、技術基準[23]への適合を判定基準として定められている[24]ため、これらに記載の無い項目を定検解釈に定めることはできない。具体的には、労働安全衛生法に定められる風力発電設備のメンテナンス作業者を保護するための項目や、電気事業法以外の法令・ガイドライン等によって設置された項目については、公共の安全の確保に係る項目であっても技術基準によって定められないため、定期事業者検査の範囲外となる。

一方で、メーカーの点検マニュアルを超えて、定検解釈に定められたものも存在する。これは自然条件が過酷な我が国においては、メーカーの点検マニュアルを超えて定検解釈に定め、法律で画一的に検査することが必要であると判断されたためで、次の 3.1.5. で記載する。

[23] 風力発電設備であれば、「電気設備に関する技術基準を定める省令」（平成９年通商産業省令第５２号）、及び、「発電用風力設備に関する技術基準を定める省令」（平成９年通商産業省令第５３号）を指す。

[24] 定期安全管理審査内規６．２.安全管理検査における各実施主体の役割分担において、“設置者は、法定事業者検査を実施し、対象設備が技術基準に適合していることを確認し、その結果を記録し、保存しなければならない”と規定されている。

3.1.5. メーカーの点検マニュアルを超えて、定検解釈に定められたものの取扱い

現行の定検解釈には、メーカーの点検マニュアルを超えて、定検解釈に定められたものが存在し、ここでは大きなものを 2 点紹介する。1 つ目はダウンコンダクター導通試験等、2 つ目は、ボルトの測定検査である。しかし、メーカーの点検マニュアルに記載の方法で、十分な保安水準の確保が達成できると技術的根拠を示すことで、メーカーの点検マニュアルの点検方法と同一にもなり得る。

3.1.4. で記載した通り、現行の定検解釈には、メーカーの点検マニュアルを超えて、定検解釈に定められたものが存在し、ここでは大きなものを 2 点紹介する。

1 つ目は、現行の定検解釈項目 No.3“ダウンコンダクターについて導通試験等を行い、健全性を確認する”がある。基本的に、メーカーの点検マニュアルにはない検査項目である。設置者には大きな作業負担となっているが、審議対象事故を含めブレードの飛散等の事故故障が多いために検査項目となっている。

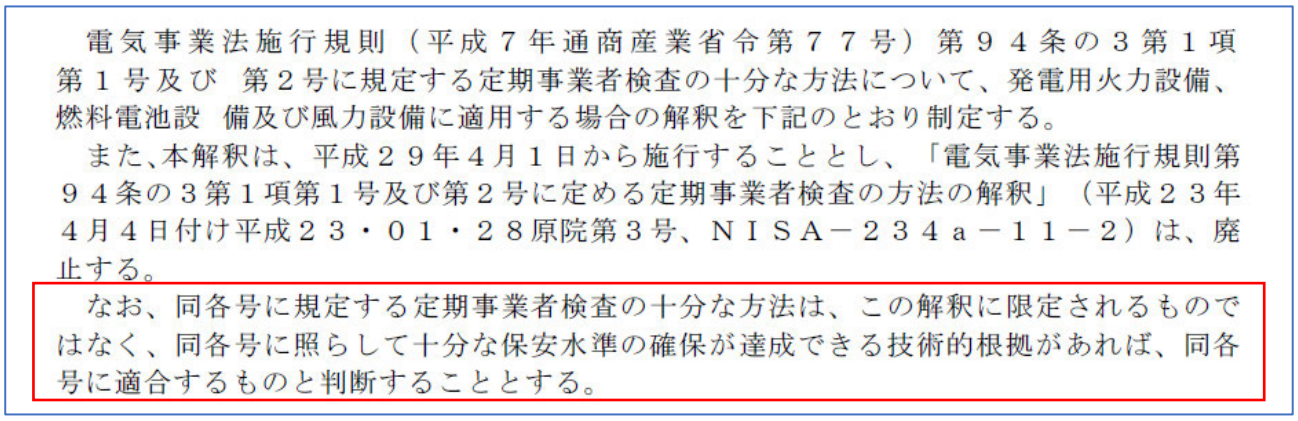
2 つ目は、現行の定検解釈項目 No.5.8.18.19.35 ボルトの測定検査で、“測定機器で軸力又は締付トルク等を確認する“がある。具体的な項目を表 3.1.5-1 に示す。メーカーの点検マニュアルでは、合マークによる目視点検や、打音点検によりボルトの点検を実施する記載が多く存在する。軸力又は締付トルク等を確認することをメーカーの点検マニュアルで定めていなくても、あえて定検解釈の検査の内容に記載することで、ボルトの健全性確認の方法として要求していることを示している。

表 3.1.5-1　定検解釈のボルトの測定検査実施項目

No.[25]	設備	項目
5	ブレード	ブレード翼根部
8	ハブ	(1) ハブ-主軸間接合部ボルト・ナット (2) ピッチ軸受（旋回輪）-ブレード接合部ボルト・ナット (3) ハブ-ピッチ軸受（旋回輪）接合部ボルト・ナット (4) スピナカバー、スピナカバーブラケット取付ボルト・ナット
18	ナセル	(1) 高速軸カップリング取付ボルト・ナット (2) 架構ボルト
19	ナセル	動力伝達装置
35	タワー	(1) タワーフランジボルト・ナット (2) ナセル-タワー結合部ボルト・ナット (3) アンカーボルト

[25] 本報告書で記載する No. は、現行の定検解釈において記される、検査項目の番号を示す。

なお、ここで紹介した２つの項目について、定検解釈の記載とは別の方法であっても、十分な保安水準の確保が達成できる技術的根拠があれば、定検解釈で示した方法によらず、設置者の判断によって選定が可能である。それは、図 3.1.5-1 のとおり、定検解釈の前文に次のような記載がある為である。“なお、同各号に規定する定期事業者検査の十分な方法は、この解釈に限定されるものではなく、同各号に照らして十分な保安水準の確保が達成できる技術的根拠があれば、同各号に適合するものと判断することとする。”。これにより、定検解釈にはメーカーの点検マニュアルを超えて定められたものが存在するが、設置者がメーカーの点検マニュアルに記載の方法で、十分な保安水準の確保が達成できると技術的根拠を示すことで、メーカーの点検マニュアルの点検方法と同一にもなり得る。



電気事業法施行規則（平成７年通商産業省令第７７号）第９４条の３第１項第１号及び 第２号に規定する定期事業者検査の十分な方法について、発電用火力設備、燃料電池設 備及び風力設備に適用する場合の解釈を下記のとおり制定する。

また、本解釈は、平成２９年４月１日から施行することとし、「電気事業法施行規則第９４条の３第１項第１号及び第２号に定める定期事業者検査の方法の解釈」（平成２３年４月４日付け平成２３・０１・２８原院第３号、ＮＩＳＡ－２３４ａ－１１－２）は、廃止する。

なお、同各号に規定する定期事業者検査の十分な方法は、この解釈に限定されるものではなく、同各号に照らして十分な保安水準の確保が達成できる技術的根拠があれば、同各号に適合するものと判断することとする。

図 3.1.5-1　現行の定検解釈の前文抜粋

3.1.6.点検と検査の違い

定検解釈の一番右の列に記載される、“点検周期（年)”の扱いについて整理する為、点検と検査の違いについて、ここで整理を行う。

保安規程によって作業を実施することを“点検”とすることに加え、定期事業者検査において、定検解釈に基づき実際に風力発電設備に対し作業を実施することを“点検”、点検結果に対し、合否判定を行うことを“検査”と切り分ける。これにより、保安規程による点検と定検解釈による点検は同一の点検作業になり得る。

この結果、3.1.7.で記すとおり、定検解釈において一例として点検周期を示すことで、定検解釈の検査項目に限って、保安規程による点検周期が、どの周期で実施されているかが安全管理審査の対象となった。

次の3.1.7.において定検解釈の一番右の列に記載される、“点検周期（年)”は例示である為、点検と検査の違いについて、ここで整理を行う。

3.1.1.から3.1.5.までは一貫して、国内の風力発電設備の設置者が、メーカーの点検マニュアル等に基づき、保安規程を根拠に実施する作業を“点検”[26]、定期事業者検査を行うことを“検査”と使い分けて記載してきた。ここで定期事業者検査をただ“検査”とせず、さらに“点検”と“検査”に細分化し、定検解釈の一番右の列に例示される点検周期と、電気事業法施行規則第九十四条の二第五号[27]に“三年を超えない時期”に行うとされる検査の時期の違いを整理する。

[26] ただし、電気事業法施行規則第50条（保安規程）第三項第三号のとおり、保安規程には、“事業用電気工作物の工事、維持及び運用に関する保安のための巡視、点検及び検査に関することを定めること”とされる為、設置者によっては保安規程において検査を実施している場合もあり得るが、ここでは混同を避けるため、このような言葉の使い分けをおこなった。

[27] 電気事業法施行規則第九十四条の二第五号

定期事業者検査は、次に掲げる時期に行うものとする。

五　風力機関及びその附属設備、発電機、変圧器並びに電力用コンデンサーについての定期事業者検査にあっては、運転が開始された日又は定期事業者検査が終了した日以降三年を超えない時期

定期事業者検査における“検査”については、図 3.1.6-1 の通り、使用前・定期安全管理審査実施要領（内規）（２０１７０３２３商局第３号）（以下、定期安全管理審査内規）添付資料１―１　５．２記録の作成において、d）検査の結果を記録することとなっている。また、定期安全管理審査内規 表２に“法定事業者検査の合否判定を技術基準に照らして全数確認を行う。”との記載があり、この d）検査の結果では、合否判定を技術基準に照らして行い、その結果を記録していると判断した。

すなわち、検査では、定検解釈に記載された対象に対し、検査方法に記載の中から適切な方法を選定し、実際に作業を実施した結果に対し、技術基準に照らして[28]合否判定を行うこととなる。よって、検査年月日は合否判定をおこなった日であり、実際に風力発電設備に対し点検作業を実施した日とは異なる場合もあると判断した。

５．２．記録の作成

法定事業者検査実施組織は、省令第７３条の５又は省令第９４条の４に基づき、検査の結果の記録として、次に掲げる事項を記載していること。

a）検査年月日
b）検査の対象
c）検査の方法
d）検査の結果
e）検査を実施した者の氏名
f）検査の結果に基づいて補修等の処置を講じたときは、その内容
g）法定事業者検査の実施に係る組織
h）検査の実施に係る工程管理
i）検査において協力した事業者がある場合には、当該事業者の管理に関する事項
j）検査記録の管理に関する事項
k）検査に係る教育訓練に関する事項

表２　安全管理検査の実施主体における役割分担

実施主体	担当業務	技術基準等の確認	備考
設置者	●法定事業者検査の実施 ●法定事業者検査業務一部委託の管理 ●安全管理審査の受審	法定事業者検査の合否判定を技術基準に照らして全数確認を行う。	法定事業者検査の一部を委託した場合でも同検査の最終責任は設置者が負う。

図 3.1.6-1 合否判定を技術基準に照らしておこない、検査の結果を記録する

[28] 同内規「図６　定期事業者検査の実施に係る流れ」において、判定基準については、技術基準及び法定事業者検査実施組織の定めた判定基準と記載されていることから、合否判定においては、技術基準に加え、法定事業者検査実施組織の定めた判定基準が必要になる。この判定基準は、現行の定検解釈の【検査実施上の前提】※１に、“判定基準は、一般社団法人日本風力発電協会発行「風力発電設備 ブレード点検および補修ガイドライン（JWPA G0001）」（ただし、表の項目１～５に限る。）、メーカーの技術資料等に基づいて設定する。”とされている。

一方で、定期事業者検査における“点検”については、後述のとおり発電用火力設備については、定期安全管理審査内規のインセンティブの項目に記載はあるが、風力発電設備における“点検”が何か示すものは、定期安全管理審査内規に存在しない。よって、風力発電設備のメンテナンスで一般的に使用されているとおり、風力発電設備に対し、実際に作業することを“点検”と称していると判断した。これは、定検解釈の参照可能規格である一般社団法人日本電気協会（以下、JEA）日本電気技術規格委員会規格 JESC V0002(2017)　「風力発電設備の定期点検指針」（以下、JEA 定期点検指針）や、一般社団法人日本風力発電協会発行「ブレード点検および補修ガイドライン(JWPA G0001)」についても、同様の見解を示しており、いずれもその適用範囲を“定期事業者検査に係る定期点検”としている。

このため表 3.1.6-1 のとおり、保安規程によって作業を実施することを“点検”とすることに加え、定期事業者検査において、定検解釈に基づき実際に風力発電設備に対し作業を実施することを“点検”、点検結果に対し、合否判定を行うことを“検査”と切り分ける。これにより、設置者が保安規程によって実施する自主的なメンテナンスのうち、定検解釈と同一の項目に限って、統一的なメンテナンスである定期事業者検査の点検と同一の点検作業になり得る。この結果、次の 3.1.7. で記すとおり、定検解釈において一例として点検周期を示すことで、定検解釈の検査項目に限って、保安規程による点検周期が、どの周期で実施されているかが安全管理審査の対象となったと判断した。

表 3.1.6-1　点検と検査の違い

点検／検査	実施根拠	内容
点検	保安規程	設置者がメーカーの点検マニュアル等に基づき実施する作業
	定期事業者検査	定検解釈に基づき風力発電設備に対し実施する作業 保安規程による点検と同様に、メーカーの点検マニュアル等に基づき実施される
検査	定期事業者検査	点検結果に対し、技術基準に照らして合否判定を行うこと

もちろん保安規程による点検の実施と、定期事業者検査における点検の実施を完全に切り分けて、別々に行うことも可能であるが、定検解釈の実際の検査方法と判定基準は、【検査実施上の前提】※１において、“メーカーの技術資料等に基づいて設定する。”との記載があることから、同一項目の同一作業について異なる点検方法や判定基準が存在する可能性は低く、いずれの点検も基本的にメーカーの点検マニュアルに基づき実施されると想定できる。これにより、保安規程により実施する作業も、定期事業者検査により実施する作業もいずれも“点検”と称しても矛盾は生じない。なお、メーカーの点検マニュアルは、メーカーの技術資料の一部と考えて相違ない。

なお、発電用火力設備については、日常点検と定期点検について、定期安全管理審査内規添付資料１－４第２章 インセンティブ関連項目で求められており、図 3.1.6-2 のとおり、定期点検については、“実情に応じた適切な点検方法・頻度・判定基準等を定めて点検補修を行う”と、定期事業者検査とは独立して“点検”についての規定が存在する。

また、現行の定検解釈の（別表１）には、図 3.1.6-3 のとおり、“内部点検”“外観点検を行う”“点検を行う”等、検査方法の欄内に“点検”という言葉が使用されているが、上記で示した通り、定期事業者検査において、実際に作業を実施することを“点検”、点検結果に対し、合否判定を行うことを“検査”との切り分けを行えば、風力発電設備と同様に矛盾は生じない。

別表３　定期点検

次の項目について、各機器に応じて適切に組み合わせて実施すること。
① 開放又は分解による機器の点検
② 機器の作動・調整試験
③ 記録の点検
なお、具体的な点検内容は、次の表に沿って機器ごとに重要度、使用条件、点検結果等を考慮し、実情に応じた適切な点検方法・頻度・判定基準等を定めて点検補修を行うこと。また、定期点検内容のうち隔回ごとに点検を行うとあるものは、定期事業者検査の間隔が省令第９４条の２第１項で定める時期を超える場合には、前回の点検実施の有無によらず次回の定期事業者検査において当該項目の点検を実施するものとし、それによらない場合は、過去の点検実績等を踏まえて適切な頻度の根拠を明らかにすること。

図 3.1.6-2　発電用火力設備のインセンティブ関連項目に、“定期点検”の記載がある

（別表１）開放、分解による点検及び作動試験等の定期事業者検査の十分な方法の解釈（発電用火力設備及び燃料電池設備）

設備	項目	検査方法
１　ボイラー	(1) 汽水胴（起動バイパス用フラッシュタンクを含む。）	内部点検 汽水分離装置を必要な個数取り外した状態で胴内部の目視点検及び胴内部溶接線の液体浸透探傷試験（以下「ＰＴ検査」という。）を行う。ただし、管台内面溶接部が平滑化加工されている場合は、汽水分離装置の取り外しは定期事業者検査による検査の隔回[1]ごとでよい。
	(2) 水胴	内部点検 汽水胴に同じ。ただし、汽水分離装置は、内部装置と読み替える。
	(3) 管寄	内部点検・外観点検 a　管寄及び管寄吊金具の外観点検を行う。 b　定期事業者検査による検査の隔回[1]ごとに２本以上の代表管寄の選定内部の点検を行う。

図 3.1.6-3 発電用火力設備の検査の方法に、“点検”の記載がある

3.1.7. 定検解釈に記載される点検周期（年）の取扱い

定検解釈に記載された点検周期（年）によって、設置者がおこなった実際の点検周期について、定検解釈に記載されていることを根拠に、定期安全管理審査の対象になる。しかし、定期事業者検査における点検周期は、【検査実施上の前提】の※３に記される通り、あくまで必要最低限の点検周期を示した例示であり、その実施は設置者に任せられる。

定検解釈の例示より長い周期で点検を計画する場合には、3.1.5.に示したとおり、定検解釈の前文にある、十分な保安水準の確保が達成できる技術的根拠があれば、設置者は点検周期を例示より長い周期で設定することが可能である。

定検解釈に記載された点検周期（年）によって、設置者がおこなった実際の点検周期については定期安全管理審査の対象になる。しかし、定期事業者検査における点検周期は、【検査実施上の前提】の※３に記される通り、あくまで必要最低限の点検周期を示した例示であり、その実施は設置者に任せられる。

その根拠は、定期事業者検査における“点検”は、電気事業法、電気事業法施行規則、定期安全管理審査内規のいずれにも示されたものはなく、これらの法令等で示された周期は、電気事業法施行規則第九十四条の二第五号[27]に“三年を超えない時期に行う”とされる、“検査”の時期のみである。

すなわち、図 3.1.7-1 のとおり、点検作業、及び、点検結果に対し合否判定を行う検査については、三年を超えない時期に行うことだけが規定されている。図で示すところの丸の実施[29]は、設置者の自主裁量であり、三角で示した三年を超えない時期に検査を実施することが、電気事業法施行規則に規定されている。

点検周期　半年、1年、2年or3年　点検周期は一例であり、示された周期以上の頻度で点検を行うことが望ましい。
事業者検査の時期　運転が開始された日又は定期事業者検査が終了した日以降三年を超えない時期

	1年目	2年目	3年目	4年目	5年目	6年目	7年目	8年目	9年目	10年目	11年目	12年目
点検												
半年点検	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
1年点検		○		○		○		○		○		○		○		○		○		○		○
3年点検						○						○				○						○
水中10年点検																	○					
定期事業者検査	○	○	○	○	○	▲	○	○	○	○	○	▲	○	○	○	○	○	▲	○	○	○	○	○	▲

青○、赤○:定検解釈の例示を根拠に、設置者が自主的に実施している点検及び検査
赤▲:電気事業法施行規則等で定められ、安全管理審査の対象となる定期事業者検査

図 3.1.7-1 定期事業者検査は、三年を超えない時期に検査を実施する

[29] 点検の後に、点検結果に対して検査を実施し、その後に必要な措置（修理等）を行うことを想定しての記載であるが、もちろん検査を省略し、点検後に必要な措置を行うこともあり得る。設置者の保守管理体制による。

では、なぜ点検周期の例示が、定検解釈内に記載されるかについて、現行の定検解釈の考え方をまとめると、図 3.1.7-2 のとおり、第 8 回新エネ WG 資料 4「風力発電設備の定期検査制度について」において、“半年、1 年といった短周期の点検についてまで実施時期を法定した場合、柔軟な設備運用が困難となることから”との理由であったことがわかる。

一方で、3 年に一度のみ検査することを、電気事業法施行規則[27]で法定するのみであると、点検を実施せず、3 年に一度のみ検査を実施すれば、公共の安全に係る事故を未然に防ぐことが可能であると設置者に誤解を与える可能性があり、そこから、保安規程で各設置者が定める点検の周期も、メーカーの点検マニュアルによらず、設置者の判断によって 3 年周期で点検されることに影響するとの懸念があった。

重ねて、検査における点検周期を完全に設置者の自主裁量に任せることは、3.1.2.でまとめたとおり、自主的なメンテナンスである保安規程によって実施する点検との差がなく、定期事業者検査を制度化する目的が果たせなくなることから、定検解釈において一例として点検周期を示すことで、定検解釈の検査項目に限って、その点検周期を安全管理審査の対象とした。

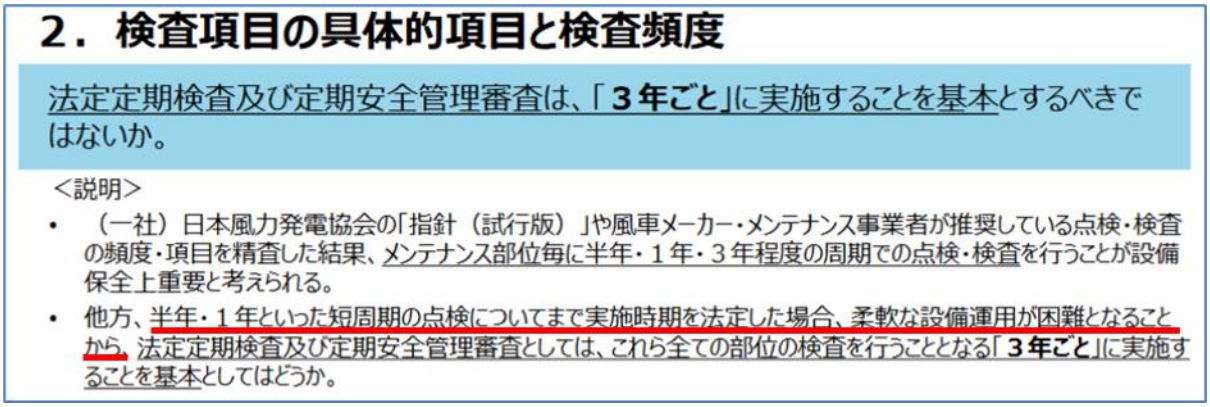


図 3.1.7-2 第 8 回新エネ WG 資料 4 点検周期を法定としなかった理由

ここで、現行の定検解釈において、点検周期が具体的にどのように記載されているかを確認すると、図 3.1.7-3 のとおり、定検解釈の一番右側の点検周期（年）の列に半、1、2 又は 3 の記載がある他に、【検査実施上の前提】※3 に“点検周期は一例であり、示された周期以上の頻度で点検を行うことが望ましい。”と記載されている。

すなわち、点検周期（年）は、※3 のとおり、“一例”であり、それに加え、さらに“示された周期以上の頻度で点検を行うことが望ましい。”ことを示している。よって例示よりも、短い周期で点検を行うことはここで推奨されており、何ら問題ない。

（別表２）開放、分解による点検及び作動試験等の定期事業者検査の十分な方法の解釈（風力設備）

設備	項目		検査方法	内容	備考	点検周期（年）
ブレード	1　表面		目視又は触手若しくは測定	ブレードの表面に損傷（ゲルコート剥がれや外皮クラック）や被雷痕（すす）がないか目視等で確認する。 損傷又は被雷痕が確認された場合は、触手等で確認する。		1
	接地システム	2　レセプター	目視	レセプターに異常な被雷痕、溶損、減耗、飛散、剥離がないか確認する。		1
		3　ダウンコンダクター	目視	ハブ内からダウンコンダクターに損傷がないか確認する。		1
			試験	ダウンコンダクターについて導通試験等を行い、健全性を確認する。	導通を常時モニタリングしている場合を除く。	2 又は 3 （雷対策重点地域は２年とすることが望ましい。）
＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝略＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝						
非常用電源装置	42　ヨー		試験	非常用電源にてヨー旋回の作動試験を実施する。		1
【検査実施上の前提】	※1．検査方法及び判定基準は、一般社団法人日本風力発電協会発行「風力発電設備　ブレード点検および補修ガイドライン（JWPA G0001）」（ただし、表の項目１～５に限る。）、メーカーの技術資料等に基づいて設定する。 ※2．分解不可の装置については検査の対象外とする。（ただし、代替の検査方法を検討すること。） ※3．点検周期は一例であり、示された周期以上の頻度で点検を行うことが望ましい。 ※4．各設備において該当する項目が無い場合には、検査は省略してよい。					

図 3.1.7-3 現行の定検解釈の点検周期についての記載

一方で、定検解釈の例示より長い周期で点検を計画する場合には、3.1.5.に示したとおり、定検解釈の前文[30]のある、“十分な保安水準の確保が達成できる技術的根拠があれば”設置者は点検周期を例示より長い周期で設定することが可能である。この前文の記載に従って、安全管理審査を受審する際には、技術的根拠を示す必要がある。

なお、次の 3.1.8.で示すとおり、現行の定検解釈の点検周期は、定検解釈作成時の全てのメーカーの点検周期から最短のものを採用している。また点検困難部位を除いてメーカーの点検マニュアルが 2 年以上の点検周期のものは、基本的に 1 年周期に集約されており、その為、定検解釈の点検周期の例示と、メーカーの点検マニュアルの点検周期が違うことは、多くの風力発電機にあり得ることである。

今後実際に洋上設置の風力発電設備が増加していくことを考えると、この点検周期の例示年数を変更することや、【検査実施上の前提】での記載変更についても検討する必要があると考え、その内容を有識者検討会に諮ったが、結果として定検解釈案には盛り込まず、提言としてまとめた。その内容は、6.1.6 に記載する。

[30] 定検解釈前文“なお、同各号に規定する定期事業者検査の十分な方法は、この解釈に限定されるものではなく、同各号に照らして十分な保安水準の確保が達成できる技術的根拠があれば、同各号に適合するものと判断することとする。” 図 3.1.5-2 に図示する。

最後に、結果として公共の安全の確保に係る事故等が発生した場合に触れておく。ここまで、点検周期は必要最低限の点検周期を示した例示であり、点検の実施は設置者に任せられ、十分な保安水準の確保が達成できる技術的根拠を示すことで、定検解釈の例示より長い周期で点検を計画することは可能であることを示した。しかし、結果として公共の安全の確保に係る事故等が発生した場合には、その原因究明と再発防止策を広く公開し、類似事案の発生を未然に防止することを目的[20]に、新エネ WG での審議対象事故となり得る。これまでの審議対象事故の原因分析方法をみると、点検の実施状況についても確認されている為、その部分についても審議が及ぶことを確認されたい。よって、定検解釈の例示より長い周期で点検の実施を計画する際には、その技術的根拠の妥当性についても、産業保安監督部等への問い合わせを実施することが望ましい。

3.1.8.現行の定検解釈における点検周期の設定根拠

現行の定検解釈における点検周期の設定において、半年、1 年、2 又は 3 年を設定した経緯をまとめる。大前提として、定期事業者検査における点検の周期は、“予防的メンテナンスは高頻度であればあるほど良い”との立場をとっており、それに実現可能性の考慮が加わって設定された。これによって設置者によっては、メーカーの点検マニュアルよりも高頻度の点検周期となっている。

半年周期は、“予防的メンテナンスは高頻度であればあるほど良い”の考えを反映し、定検解釈作成時の全てのメーカーの点検周期から最短のものを採用している。

最長の点検周期である 3 年周期は、ロープ高所作業等により、作業員が直接接近して点検を実施する必要のある点検困難部位を設定している。

残った半年、3 年以外の周期については、“予防的メンテナンスは高頻度であればあるほど良い”の考えを反映し、全て 1 年周期とした。すべてのメーカーの点検周期に 1 年が存在することから、メーカーの点検マニュアルにおいて 2 年以上の周期も 1 年周期に集約された。

現行の定検解釈における点検周期の設定において、半年、1 年、2 又は 3 年の 3 種類を設定した経緯をまとめる。まず、大前提として、定期事業者検査における点検の周期は、“予防的メンテナンスは高頻度であればあるほど良い”との立場をとっている。実際に点検を実施する機会が多ければ多いほど、不具合を発見する機会が多く、また軽微な変化も確認することが出来るためである。これによって設置者によっては、点検周期を定検解釈により設定したためメーカーの点検マニュアルよりも高頻度となっている。

これは、3.1.2.でも示した通り、図 3.1.2-2 において、定期事業者検査が開始された理由にも示されている。ここでは、審議対象事故の原因は、“定期的なメンテナンスを徹底することによって、事故以前の段階で不具合を解消することが可能であった事例も多い”とまとめられた。すなわち、定期事業者検査に求められる役割は、審議対象事故の事故原因のうち、メンテナンス不備による事故を防止するだけでなく、設計・製造不良や日本特有の自然条件の過酷さによる事故を未然に防ぐこと対しても、その役割が求められていることが分かる。

つまり、事故以前の小さな不具合の段階で、定期的なメンテナンスにて発見し、修繕でこの不具合を解消しておくことで、設計・製造不良や雷害等があっても、公共の安全に係る大規模な事故まで至らず、事故以前の段階で不具合を解消することが可能であった事例があった。その意味でも高頻度の点検は、公共の安全に係る事故を未然に防ぐと考えられ、“予防的メンテナンスは高頻度であればあるほど良い”との立場となっている。なお、審議対象事故のそれぞれの事故原因については、6.1.5.にて記載する。

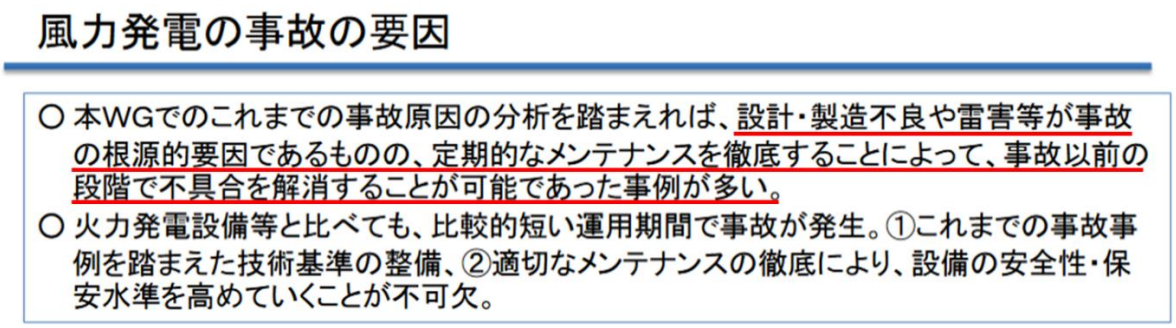


図 3.1.8-1　第 5 回新エネ WG 資料 定期事業者検査の開始の経緯（抜粋、再掲）

しかし、一方で、ただ高頻度の点検を設置者に求めることは、多大な負担となり、ただ単に高頻度で点検を実施することが最善とはいえない。よって、点検周期の設定にあたっては、実現可能性の考慮も加わっている。また、風力発電設備の公共の安全確保を、定期事業者検査のみで担保するのではなく、定期安全管理審査の受審時期を延伸する要件も活用されながら[31]、定期安全管理検査制度全体で、十分な保安水準の確保の達成をはかっている。

それぞれの点検周期の設定根拠は以下の通りである。

・半年周期は、“予防的メンテナンスは高頻度であればあるほど良い”の考えを反映し、定検解釈作成時の全てのメーカーの点検周期から最短のものを採用している。現行の定検解釈は、陸上設置の風力発電設備を前提としている為、設備へのアクセス困難性が想定されないことから、点検周期の最短周期として、日次、月次、半年、年次があり得た。風力発電所は、主任技術者による点検が毎月 1 回以上と法定されており[32]、定検解釈で求める最短の点検周期が検討された。ここで実際の点検作業時間と、その実現可能性の考慮により、日次、月次は除外され、定検解釈作成時に存在した風力発電機のメーカーの点検マニュアルに記載された点検周期を集めると、最短点検周期として半年周期のものが存在し、半年周期が最短周期として妥当と判断された。結果、表 3.1.8-1 のとおり、過回転防止 8 項目と落雷対策 1 項目[33]が存在する。表中の No.11-3 の項目が唯一、落雷対策で半年周期の検査項目であり、被雷した際にハブ損傷・飛散・火災等の事故が起きる可能性がある。

表 3.1.8-1　半年周期の検査項目

	周期	NO	設備	大項目	中項目	目的
1	半年	6-1	ブレード	翼端ブレーキ装置	ブレードティップ目視(ズレ)	過回転防止
2		6-3			ブレードティップ試験	
3		6-4			ブレードティップ測定	
4		11-3	ロータ	ハブ	避雷導体(測定)	落雷対策
5		12		ピッチ制御装置	ピッチ駆動系ブレーキ	過回転防止
6		13			ピッチ駆動装置	
7		14			油圧系非常用装置	
8		15			ピッチ軸受(旋回輪)	
9		16			非常用電源	

[31] 定期安全管理審査内規添付資料１－５第２章事業者の保安力水準に記載されており、実際の点検作業のみで風力発電設備の保安水準を確保するのではなく、同型機での同種不具合を未然に防止できる仕組みづくりや、監視装置及び制御装置のデータ等を活用し保守管理体制を構築し、維持することを求めている。

[32] 電気事業法施行規則五十三条第二項第五号“申請事業場の電気工作物の点検を、別に告示する頻度で行うこと”と定められており、具体的には、平成十五年経済産業省告示第二百四十九号（電気事業法施行規則第五十二条の二第一号ロの要件等に関する告示）第四条第五項 “風力発電所にあっては毎月一回以上”と定められている。

[33] ここでいう項目数は、現行の定検解釈の項目欄にある全 42 項目ではなく、各検査項目を検査方法と点検周期で区切った枝番での項目数である。例えば、No.6 ブレードティップの枝番は 4 つで、6-1 から 6-4 まで存在する。1 つの検査項目でも複数の点検周期により項目が分かれているため、このように記載する。

なお、ここで、制定当時の最短点検周期を根拠としていることから、制度開始 5 年超が経過し、その最短も変わり、1 年周期が最短となり得ることから、この周期を緩和する提案を有識者検討会に諮ったが、結果として変更には至らなかった。この内容については、6.1.6 に記載する。

・最長の点検周期である 3 年周期は、ロープ高所作業等により、作業員が直接接近して点検を実施する必要のある点検困難部位 4 項目を設定している。この表 3.1.8-2 に示した 4 項目はすべてブレードにあり、落雷の影響を大きく受ける項目であることから、雷対策重点地域は、点検困難部位であってもそれ以外の地域に比べより高頻度で点検を行う必要があると考え、“2 年とすることが望ましい”とされている。ここで 3 年と設定した根拠は、3.1.6. で示したとおり、定期事業者検査の時期が三年を超えない時期と法定[27]されている為で、1 度の定期事業者検査および定期安全管理審査において、定期事業者検査の項目全ての点検・検査が完了していれば、審査に有益であると判断された。

表 3.1.8-2　2 又は 3 年周期の検査項目

	周期	NO	設備	大項目	中項目	区分
1	2 年 又は 3年	3-2	ブレード	接地システム	ダウンコンダクター試験	落雷対策
2		4		内部		落下・飛散防止
3		6-2		翼端ブレーキ装置	ブレードティップ目視 （接合部の損傷、変形）	過回転防止
4		7			（カーボン）シャフト	

ここで、定検解釈案において、5.3. に記載の通り、水中部 10 年周期点検を新たに提案している。定期事業者検査において、定検解釈の全ての項目の検査を実施しなければならないという規定は存在しないため、点検周期の例示を参考に、図 3.1.8-1 のとおり、赤枠でくくった三年を超えない時期に行う、定期事業者検査の該当点検ごとに、検査を実施すればよい。

この結果、点検困難部位を 3 年周期に設定したのは、1 度の定期事業者検査で全ての項目の点検・検査を完了していれば、審査に有益であるとの考えが根拠であったため、この理由付けが薄れることとなったが、今回の定検解釈案の作成にあたっては、3 年周期以外に妥当性を示せる周期が検討できなかった為、3 年周期の変更に関して、有識者検討会への提案には至っていない。

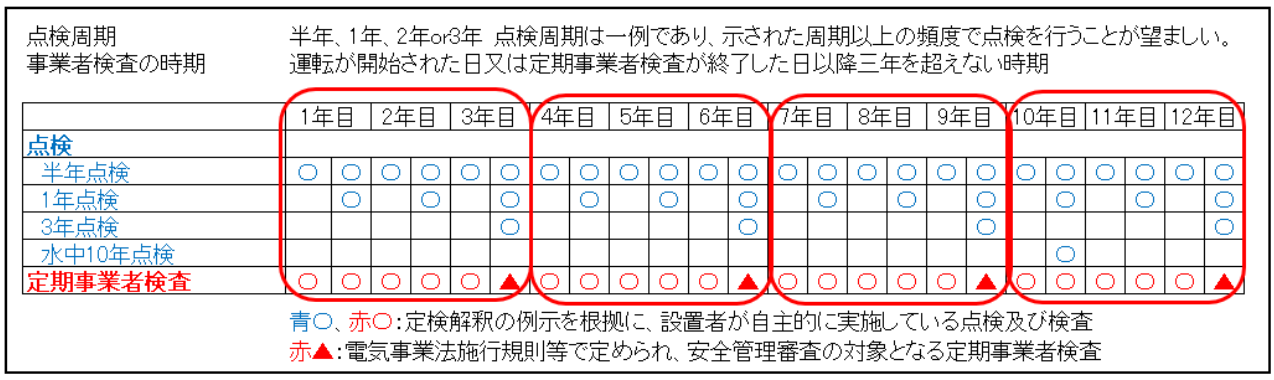


図 3.1.8-2　赤枠でくくった定期事業者検査の該当範囲ごとに、検査を実施

・最後に半年、3 年周期以外については、全て 1 年周期とした。すなわち、ここで 1 年に設定したものでも、メーカーが示す点検周期では、別の周期（2 年・3 年・5 年等）もあり得るが、あくまで 1 年に一度は他の項目の点検を実施するのだから、メーカーが示す点検周期が、別の周期であっても、“予防的メンテナンスは高頻度であればあるほど良い”ため、点検困難部位でなければ、他の 1 年周期の点検と同時に点検することがより良いと判断したためである。

また、メーカーの点検マニュアルを優先して、別の周期を定めると、結局、毎年のように点検や検査を実施する必要があり、1 年周期に集約することによって、保安規程によって実施する点検の際に、定期事業者検査による点検も同時に行え、結果として設置者の負担軽減につながると判断したためである。

3.2.風力発電設備のメンテナンスの考え方

3.2.1.では、現行の定検解釈の考え方、3.2.2.では、統一的解説による支持構造物の考え方をまとめる。両者の違いは、点検周期の設定において表面化しており、3.2.3.において、両者を比較・整理することで、定検解釈案を作成する際の点検周期の考え方を定め、5.5.8.で提案する海底ケーブル配管・支持材の点検周期の設定に際し、この両者の考え方を合体させたことの根拠を整理する。

ここでは、定検解釈案を提案する前提として、どのような考え方で定検解釈案を検討し、有識者検討会に諮ったかを明確にするために、NEDO洋上風力ガイドブックと点検診断ガイドラインを引用して、風力発電設備のメンテナンスの一般的な考え方をまとめる。ここでいう風力発電設備は統一的解説の定義[34]に従い、RNA[2]、タワー、下部構造、基礎の各部からなる構造物を総称する。

3.2.1.の現行の定検解釈の予防的メンテナンスの考え方（以下、現行の定検解釈の考え方）は、陸上設置の風力発電設備及び洋上設置の風力発電設備のRNAに適用される。

3.2.2.の統一的解説で示された洋上風力発電設備の支持構造物のメンテナンスの考え方（以下、統一的解説による支持構造物の考え方）は、洋上設置の風車のタワー、下部構造及び基礎で構成される支持構造物に適用する。

この2つに切り分けてメンテナンスの考え方をまとめるのは、統一的解説において、洋上風力発電設備の支持構造物の点検の考え方に、点検診断ガイドラインの係留施設[35]についての点検診断を準用しており、陸上設置の風力発電設備を対象とした、現行の定検解釈の考え方との違いを整理する必要があると判断したためである。

この考え方の違いは、特に点検周期の設定において表面化しており、3.2.1.でまとめる現行の定検解釈の考え方は“予防的メンテナンスは高頻度であればあるほど良い”との立場をとっており、一方で、3.2.2.でまとめる統一的解説による支持構造物の考え方は、“供用期間中に維持管理上の限界状態に達しない事前対策型を基本”として、気中部3年水中部10年が示されている。

3.2.3.において両者を比較・整理することで、定検解釈案における点検周期の違いと、5.5.8.で提案する海底ケーブル配管・支持材の点検周期の設定に際し、この両者の考え方を合体させたことの根拠を整理する。

---

[34] 統一的解説 p.30
○ 洋上風力発電設備
風車（ロータナセル・アセンブリ）、タワー、下部構造、基礎の各部からなる構造物を総称するものである。

[35] 港湾法第二条（定義）第5項　三 係留施設　岸壁、係船浮標、係船くい、桟橋、浮桟橋、物揚場及び船揚場

3.2.1.現行の定検解釈の考え方

定期事業者検査は、NEDO 洋上風力ガイドブック 7 章運転・保守のうち、予防的メンテナンス（CMS と定期検査）の、定期検査に含まれる。NEDO 洋上風力ガイドブックでは、稼働率の観点で、保守点検が必要不可欠であるとしており、これは公共の安全の確保の観点でも同じである。早期の不具合発見に寄与する為の点検周期は、3.1.8.でも示したとおり、“予防的メンテナンスは高頻度であればあるほど良い”との考え方である。

洋上風力発電設備のメンテナンスについては、NEDO 洋上風力ガイドブック 7 章運転・保守にてまとめられており、ここではその内容を引用する。

CMS（Condition Monitoring System[36]）と定期検査によるメンテンスは、図 3.2.1-1 のとおり、予防的メンテナンスに分類されている。この図の定期検査に、定期事業者検査が含まれる。これと対比するメンテナンスが、修理メンテナンスであり、修理整備が主体で、特に常時メンテナンスを行わない方法である。風車の創成期には、修理メンテナンスが行われ、壊れるまで各部品が使われていたが、その後、熟練者による予防メンテナンス(定期検査)の時代を経てオフラインの状態監視へ変遷をたどり、現在はオンライン状態監視の時代となっている。2000 年以降、CMS を活用したオンライン状態監視技術が進展し、アクセスや作業効率の劣る洋上風力発電には CMS を中心とする予防的メンテナンスの導入が必要であるが、警報を出す閾値の設定の難しさがあるため、現状では定期検査と抱き合わせた CMS によるメンテナンスが推奨される。

表Ⅲ.7.3-1　運転・保守の基本的な考え方

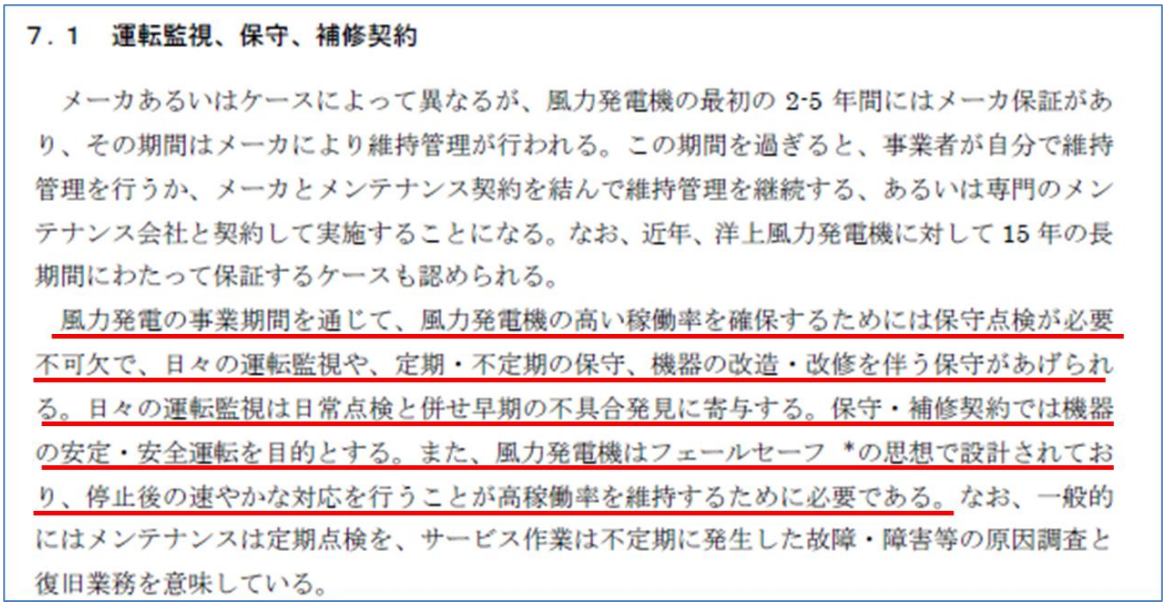
運転・保守の方法		内容
予防的メンテナンス	CMS (図Ⅲ.7.3-1(a))	CMSからのアラーム(データ)により風力発電施設の状態が、ある閾値を超えた場合に検査をし、不具合が検出されたら修理を行う方法(修理が先送りできる場合には定期検査時に修理)。
	定期検査 (図Ⅲ.7.3-1(b))	定期検査をベースに一定間隔で検査し、風力発電施設の状態に、故障に結び付く兆候が検出されたら修理を行う方法。
修理メンテナンス (図Ⅲ.7.3-1(c))		風力発電施設において故障が起きた時点で修理を行う方法。

図 3.2.1-1 NEDO 洋上風力ガイドブック[37]　運転・保守の基本的な考え方

もともと風車の創成期に修理メンテナンスが行われていた理由は、風力発電機はフェールセーフ[38]の思想で設計されており、制御機能によって、異常を感知した段階で運転は停止されていることから、そ

[36]NEDO 洋上風力ガイドブック p.162
[37]NEDO 洋上風力ガイドブック p.258
[38]NEDO 洋上風力ガイドブック p.254 部品やシステム等の故障が確実に安全側のものとなること、あるいは少なくともほぼ確実に安全側のものとなる（すなわち、危険側の故障の可能性が極めて低い）ことを意味する。工学分野ではそのような設計思想（信頼設計）の下で製造されている機器は多い。

の後に点検し、必要に応じ修理を行うと考えられた過去があった。しかし、運転が停止され、その後に修理を行うことは、あまりに時間を要し非効率であることから、現在では、このフェールセーフの思想による設計に加え、図 3.2.1-2のとおり、運転・保守（O&M：Operation and Maintenance[39]）が必要不可欠であるとされる。すなわち、日々の運転監視（Operation）と保守点検（Maintenance）の両方が、早期の不具合発見に寄与し、高い稼働率を確保するために必要とされている。NEDO洋上風力ガイドブックでは、稼働率の観点で保守点検についてまとめられているが、稼働だけではなく、公共の安全の確保の観点でもこれは同じであり、修理を必要とする不具合を、早期に発見するためには日々の運転監視と日常点検が寄与するように、“予防的メンテナンスは高頻度であればあるほど良い”と考えられ、3.1.8.で示した現行の定検解釈の点検周期の考え方につながる。



7．1　運転監視、保守、補修契約

メーカあるいはケースによって異なるが、風力発電機の最初の 2-5 年間にはメーカ保証があり、その期間はメーカにより維持管理が行われる。この期間を過ぎると、事業者が自分で維持管理を行うか、メーカとメンテナンス契約を結んで維持管理を継続する、あるいは専門のメンテナンス会社と契約して実施することになる。なお、近年、洋上風力発電機に対して 15 年の長期間にわたって保証するケースも認められる。

風力発電の事業期間を通じて、風力発電機の高い稼働率を確保するためには保守点検が必要不可欠で、日々の運転監視や、定期・不定期の保守、機器の改造・改修を伴う保守があげられる。日々の運転監視は日常点検と併せ早期の不具合発見に寄与する。保守・補修契約では機器の安定・安全運転を目的とする。また、風力発電機はフェールセーフ *の思想で設計されており、停止後の速やかな対応を行うことが高稼働率を維持するために必要である。なお、一般的にはメンテナンスは定期点検を、サービス作業は不定期に発生した故障・障害等の原因調査と復旧業務を意味している。

図 3.2.1-2 NEDO洋上風力ガイドブック[40] 高稼働率の観点で保守点検が必要不可欠

また、洋上設置の風力発電設備については、陸上設置以上に、早期に不具合を発見することで小規模な修繕で済むことのメリットがある。それは、国内においては船舶を含め大規模修繕のための設備は十分とはいえず、大規模な故障事故が発生した場合、陸上に比べその修復により多くの時間を要すからである。その結果、修繕が必要な状態の風力発電設備を長く洋上に留め置くことになり得、公共の安全の確保の観点からも、早期に不具合を発見し、小規模な修繕で済むことが重要である。NEDO洋上風力ガイドブックでは、稼働率・事業性の観点で、運転監視と保守点検の洋上設置と陸上設置の違いを整理しているため、図3.2.1-3に示す。

以上により、洋上風力発電設備の運転・保守の考え方として、予防的メンテナンスと修理メンテナンスに大別され、現状では定期検査と抱き合わせた CMS によるメンテナンスが推奨されており、保守点検が必要不可欠であることを確認した。日々の運転監視と日常点検は不具合の早期発見に寄与することから、“予防的メンテナンスは高頻度であればあるほど良い”との考え方があり、現行の定検解釈の点検周期の考え方につながっていることを確認した。

[39] NEDO 洋上風力ガイドブック p.337
[40] NEDO 洋上風力ガイドブック p.254

一方、洋上風力発電施設において故障事故が発生した場合、陸上に比べ現地補修作業の費用が割高になり、その修復により多くの時間を要し設備利用率の低下を招くため、洋上風力発電の事業性に大きな影響を及ぼす。したがって、風力発電設備を洋上に設置する場合、陸上に設置する場合とは運転・保守面で以下の相違がある。

a. 洋上の設置環境が発電設備・受変電設備に対して与える特有の環境により、発電設備・受変電設備自体に陸上とは異なった運転・保守を要する（湿度、塩害対策等）。

b. 洋上用受変電設備を必要とし、これの運転・保守を配慮する必要がある（海底ケーブルや洋上変電所用の支持構造物等）。

c. 洋上設置のためアクセスが困難になることに起因して、運転・保守上特別の配慮を要する。

- 作業員のアクセス性が困難になる。
  - ・メンテナンス作業員が風力発電機の外面にアクセスする際の手段が限られる（ブレードやタワー外表面の点検時等）。
  - ・メンテナンス作業員の発電設備・受変電設備への到達が困難となる（時化によるアクセス船の欠航等）。
- メンテナンス作業用物品の輸送・吊り上げ・交換が陸上より困難となる。
  - ・作業員が、風力発電機に既設の設備を利用して運搬や保守作業を行う場合に、タワー内エレベータやナセル内クレーン設備等が必要である。
  - ・大物部品の交換等でタワー内エレベータやナセル内クレーン設備が使えない場合、大型起重機船等の特殊船舶を必要とする。

図 3.2.1-3 NEDO洋上風力ガイドブック[41] 運転監視と保守点検における洋上設置の相違点

[41] NEDO 洋上風力ガイドブック　p258-259

3.2.2. 統一的解説による支持構造物の考え方

統一的解説による支持構造物の考え方は、点検診断ガイドラインの係留施設についての点検診断を準用している。

統一的解説にて示された点検周期の根拠については、点検診断ガイドラインにより設定しているとの記載のみである。一部例外があるものの、多くの点検項目に気中部 3 年水中部 10 年の点検周期が示されており、その理由を有識者に諮ったところ、洋上風力発電設備の支持構造物は、一部例外はあるものの、その多くが設計時点、部材の選定時点において“供用期間中に維持管理上の限界状態に達しない事前対策型を基本”と考え、点検周期が設定されたことがわかった。

統一的解説による支持構造物[42]の考え方は、その維持管理の基本事項として、図 3.2.2-1の通り、“点検診断ガイドラインでは技術基準対象施設である係留施設（すなわち支持構造物）についての点検の方法を具体的に定めている。（略）港湾法に基づく維持管理の考え方を接続部の一部、下部構造・基礎、に適用することを基本とする”との記載があり、点検診断[43]計画の参考例として、点検診断ガイドラインに記載の各構造の点検診断を準用する形[44]で記載されている。実際の点検診断計画[45]の策定にあたっては、この内容を参考に、設置者において適切な方法を設定する必要がある。

各法で共通の対象部位となる支持構造物（タワー、下部構造及び基礎）については、以下のとおり取り扱うことが望ましい。

・「電気事業法施行規則第 94 条の 3 第 1 項第 1 号及び第 2 号に定める定期事業者検査の方法の解釈」に基づく定期事業者検査に係る点検の方法では、公共の安全確保に資することを目的に風力発電設備のブレード、ロータ、ナセル、タワー、非常用電源装置、基礎の点検の方法を具体的に定めている。

・点検診断ガイドラインでは技術基準対象施設である係留施設（すなわち支持構造物）についての点検の方法を具体的に定めている。

・タワーについては電気事業法及び港湾法に基づく維持管理の方法があるが、類似の項目となっているため、周期の短い電気事業法に基づく点検時に港湾に基づく検査内容をあわせて確認することを基本とする。接続部については、気中部は電気事業法の考え方、水中部は港湾法の考え方で確認することを基本とする。

以上の考え方を踏まえ、電気事業法に基づく維持管理の考え方をブレード・ロータ・ナセル・タワー・非常用電源装置、接続部の一部に、港湾法に基づく維持管理の考え方を接続部の一部、下部構造・基礎、に適用することを基本とする。

図 3.2.2-1　統一的解説[46] 維持管理の基本事項

[42] 統一的解説 p.31 風車（ロータナセル・アセンブリ）を支持する構造物の総称。タワー、下部構造及び基礎で構成される。
[43] 統一的解説 p.31 あらかじめ定めた項目及び方法により点検を行い、部材等の劣化度を判定する行為
[44] 統一的解説 p.50“杭式基礎（モノパイル構造）の点検診断は、点検診断ガイドライン 第 3 編係留施設 第 4 章直杭式横桟橋 の点検診断を準用する。”と記載があり、他の構造においても同様に準用されている。
[45] 統一的解説 p.31 施設の点検診断の時期、方法、内容等を取りまとめた計画のこと。
[46] 統一的解説 p.38

統一的解説において、洋上風力発電設備の支持構造物の点検周期として、気中部3年、水中部10年の点検周期が示された根拠については、図 3.2.2-2の通り、“点検診断ガイドラインにより設定している。”との記載があり、これ以上の詳細な根拠の記載はない。また、統一的解説の“対象部材及び点検周期等について定期点検（案）として示したもの”であり、“洋上風力発電設備等の各施設の定期点検の周期については、本節に示す定期点検の周期の内側で適切に設定しなければならない”と記載されている。

2.3.3 点検周期

洋上風力発電設備等の各施設の定期点検の周期については、本節に示す定期点検の周期の内側で適切に設定しなければならない。

【解説】

本節は、洋上風力発電設備等の各施設（杭式基礎（モノパイル構造）、杭式基礎（ジャケット構造）、重力式基礎（ケーソン構造））の定期点検の対象部材および点検周期等について、公募対象施設等の定期点検（案）として示したものである。表-2.3.3.1 に各施設共通となる風車（ロータナセル・アセンブリ）、タワーを、以降に下部構造・基礎等で表-2.3.3.2 に杭式基礎（モノパイル構造）、表-2.3.3.3 に杭式基礎（ジャケット構造）、表-2.3.3.4 に重力式基礎（ケーソン構造）の定期点検（案）の事例を示す。表中の気中部とは気中から実施する点検を、水中部とは水中から実施する点検をいう。周期は表に示した周期以内に少なくとも 1 回以上、定期点検を実施する必要があることを示している。

＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝略＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝

下部構造・基礎等の定期点検項目、その周期については、「港湾の施設の点検診断ガイドライン 平成 26 年 7 月（平成 30 年 6 月一部変更）国土交通省 港湾局」により設定している。

図 3.2.2-2 統一的解説[47] 点検周期の記載

その為、ここからは、統一的解説参考資料で示された、点検診断ガイドラインの内容を確認しながら、多くの点検項目に気中部3年水中部10年の点検周期が示された考え方は、“供用期間中に維持管理上の限界状態に達しない事前対策型を基本”としたことを整理する。この考え方は、具体的に統一的解説に明記はされていないが、点検診断ガイドラインを確認した上で、本事業を実施するにあたり有識者を通して得られた考え方で、この考え方のもとに定検解釈案を作成し、有識者検討会に諮っている。

[47] 統一的解説 p. 73

統一的解説参考資料では、施設の定期点検診断として図 3.2.2-3とおり、一般・詳細定期点検診断がそれぞれ定義されている。具体的には、一般定期点検診断では、陸上あるいは海上からの外観目視、詳細定期点検診断では、潜水による外観目視、データ収集、劣化予測等に必要な調査等が定義されている。そして、図 3.2.2-4のとおり、統一的解説の点検項目の例示においては、一般定期点検診断が気中部で実施する点検として3年周期、詳細定期点検診断が水中部で実施する点検として10年周期でそれぞれ紐づき、点検を実施する場所に応じて、点検周期が例示されている。ただし、接合部と海底地盤洗掘対策工の洗掘安定前については、1年周期である。

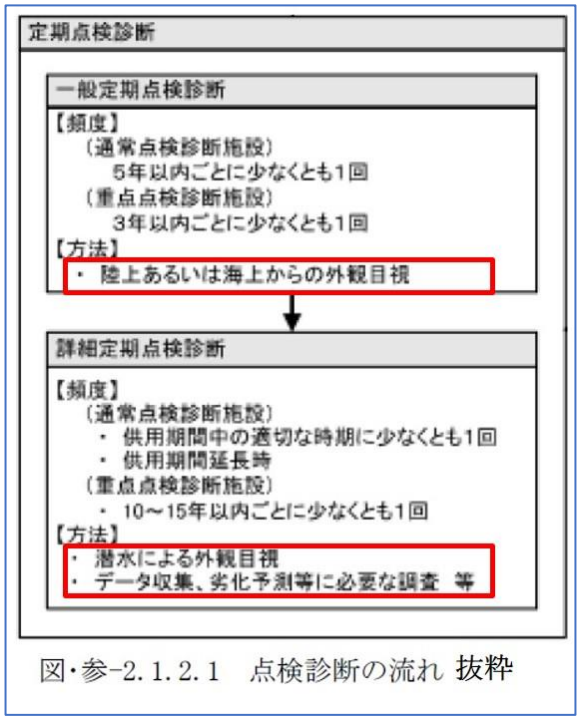


図 3.2.2-3 一般・詳細定期点検診断の定義[48]

表-2.3.3.3 下部構造・基礎等 杭式基礎（ジャケット構造）の定期点検の事例（1／2）

設備	項目		気／中	NO	点検方法・周期					
					点検方法	装置測定方法	公募対象施設	電事法	港湾法 点検周期 一般	港湾法 点検周期 詳細
下部構造（下部構造＋基礎）	接合部	ボルト接合部（タワー基部）	気中部	40	目視及び打音又は触手及び測定	点検者 測定機器	1年			
	ジャケット	鋼材の腐食、亀裂、損傷		41	目視	点検者	3年		3年	
		被覆防食工の損傷		42	目視	点検者	3年		3年	
		電気防食工（電位）		43	測定	電位計	3年		3年	
		鋼材の腐食、亀裂、損傷	水中部	44	目視	潜水	10年			10年
		被覆防食工の損傷		45	目視	潜水	10年			10年
		電気防食工（陽極）損傷、損耗		46	目視	潜水	10年			10年
		海生付着物		47	目視	潜水	10年			10年

図 3.2.2-4 気中部から実施する点検は 3 年周期、水中部から実施する点検は 10 年周期[49]

[48] 統一的解説参考資料 参-15
[49] 統一的解説 p. 79

ここで、定期点検診断の頻度を設定するにあたり、その目安となる施設の重要度の設定について確認すると、洋上風力発電設備が図 3.2.2-5 に示す通常点検診断施設、重点点検診断施設いずれに該当するかは、“施設の設置者と港湾管理者等が協議して適切に定める必要がある”と記載[50]されている。

そして、図 3.2.2-4 のとおり、統一的解説で示された点検周期は、重点点検診断施設に記載された中での最短周期である、気中部 3 年水中部 10 年であった。すなわち、統一的解説では、港湾施設の中でも一番短い周期で例示されたことが分かる。

表-3.1　通常点検診断施設と重点点検診断施設の設定の考え方

	設定の考え方
通常点検診断施設	重点点検診断施設以外の技術基準対象施設
重点点検診断施設	当該施設の損壊に伴い、人命、財産又は社会経済活動に重大な影響を及ぼすおそれのある施設のうち、以下の例を参考に、変状の進行の程度を勘案して総合的に決定 （重要度が高いと考えられる施設例） ① 経済活動に重大な影響を及ぼす施設（幹線貨物輸送施設、危険物取扱施設、主要な航路に面する特定技術基準対象施設　等） ② 防災上重要な施設（耐震強化岸壁、津波防波堤　等） ③ 損壊が人命に重大な影響を及ぼす施設（旅客が使用する施設　等）

表-3.2　定期点検診断の実施時期の考え方

点検診断の種類		通常点検診断施設	重点点検診断施設
定期点検診断	一般定期点検診断	• 5 年以内ごとに少なくとも 1 回	• 3 年以内ごとに少なくとも 1 回
	詳細定期点検診断	• 供用期間中の適切な時期に少なくとも 1 回 • 供用期間延長時	• 10~15 年以内ごとに少なくとも 1 回 • 主要な航路に面する特定技術基準対象施設等は、10 年以内ごとに少なくとも 1 回

図 3.2.2-5　統一的解説参考資料[51] 施設ごとの定期点検診断実施時期

実際の維持管理計画書の策定にあたり、統一的解説参考資料では、図 3.2.2-6 に示す 6)維持管理レベルの設定が、必要な情報として挙げられている。維持管理レベルは、図 3.2.2-7 のとおり、事前対策型、予防保全型、事後保全型がある。維持管理レベルの設定にあたっては、設置者が“施設を構成する部材の将来にわたる性能の経時変化に関する検討を実施し、この結果に加えて、点検診断および維持管理工事等の難易度、施設の重要度等についても勘案しながら、施設全体としての維持管理のシナリオを描きつつ、施設を構成する部材ごとに図 3.2.2-7 に示す適切な維持管理を設定する”[52]としている。

[50] 統一的解説参考資料　参-49
[51] 統一的解説参考資料　参-16
[52] 統一的解説参考資料　参-8

そして、港湾の施設の代表的な施設について維持管理レベルの目標として、図 3.2.2-8 が示されている。基本的に洋上風力発電設備の支持構造物に該当するものは、供用期間中に維持管理上の限界状態に達しないと想定される事前対策型が示され、耐用年数が供用期間より短い場合の被覆防食工・電気防食工や供用期間中に陽極の交換が必要な電気防食については予防保全型が示されている。他に海底地盤や附帯設備は劣化予測、予防保全的な対策が困難あるいは不経済と想定される事後保全型が示されている。

図 3.2.2-7 と図 3.2.2-8 については、あくまで設置者が適切な維持管理を設定する為の目安であるが、統一的解説においては、多くの点検項目に気中部 3 年水中部 10 年の点検周期が示されており、その理由を有識者に諮ったところ、洋上風力発電設備の支持構造物は、一部例外はあるものの、多くが設計時点、部材の選定時点において“供用期間中に維持管理上の限界状態に達しない事前対策型を基本”として構成されると考えられ、統一的解説で例示する点検周期が設定されたことがわかった。もちろん、洋上風力発電設備の個別の状況に応じて、予防保全型や事後保全型の部材には別の点検周期の検討が設置者によってなされる必要があり、その意味で、図 3.2.2-2 で示したとおり、“洋上風力発電設備等の各施設の定期点検の周期については、本節に示す定期点検の周期の内側で適切に設定しなければならない”と記載されていると判断した。

表-参-2.1.1.1 必要または有用な情報の例

情報の項目	情報の内容例	必要な情報	有用な情報
1) 計画の目標	・供用期間等	○	
2) 維持管理の基本的な考え方	・施設の予防保全型または事後保全の維持管理の方針、将来の長寿命化、廃止、利用転換等 ・通常点検診断施設または重点点検診断施設の設定	○	
3) 施設に関連する計画	・港湾計画、予防保全計画等		○
4) 維持管理上の諸条件等	・図面、適用基準、施工履歴（補修履歴）、材料特性等	○	
	・位置図、構造特性、自然条件、利用状況等		○
5) 付随する施設との関係性	・岸壁の場合は航路・泊地、防波堤、ヤード等		○
6) 維持管理レベル	・維持管理レベルⅠ・Ⅱ・Ⅲ	○	
7) 座標系、位置座標の設定	・ブロック番号や部材番号、起点からの距離、測量の X,Y 座標値等		○
8) 初回点検診断結果	・劣化度及び性能低下度の評価、劣化予測結果、詳細調査結果、総合評価結果、現状の措置等	○	
9) その他の配慮事項	・代替施設の有無等		○

図 3.2.2-6　統一的解説参考資料[53] 維持管理計画書の策定に必要または有用な情報の例

[53] 統一的解説参考資料 参-6

表･参-2.1.1.2 部材の維持管理レベル

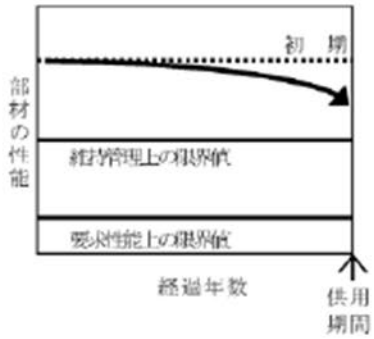
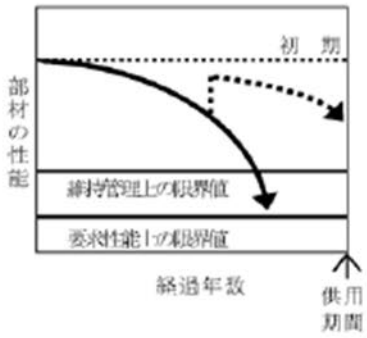
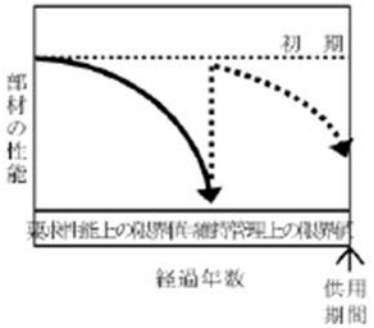
部材の劣化予測に基づく維持管理レベルの考え方
維持管理レベルⅠ（事前対策型）
維持管理計画の策定時における部材の劣化予測において、供用期間中に部材の性能に影響を及ぼす変状が十分に軽微な状態であること（維持管理上の限界状態に達しないこと）を照査した部材に対する維持管理レベルのこと。 ［ 代表的な部材の例 ］ 耐用年数が供用期間よりも長い材料を用いた部材 ・耐腐食性の高い鋼材（ステンレス鉄筋、エポキシ樹脂塗装鉄筋等）を用いたコンクリート部材 ・耐用年数が供用期間を超えるような電気防食を施した鋼管杭・鋼管矢板 ・一般に鉄筋の腐食の進展が軽微であると考えられている重力式係船岸等のコンクリートケーソン 
維持管理レベルⅡ（予防保全型）
維持管理計画の策定時における部材の劣化予測において、供用期間中に部材の性能に影響を及ぼす変状の発生（維持管理上の限界状態）が予測されるが、維持管理段階において予防保全的な対策を実施することを設計時点から計画しておくことで、維持管理上の限界状態に至る前に維持補修が行えるよう配慮された部材に対する維持管理レベルのこと。 ［ 代表的な部材の例 ］ 耐用年数が供用期間よりも短い材料を用いた部材 ・表面被覆等の補修を計画的に施すコンクリート部材 ・供用期間中に陽極の交換が必要な電気防食を施した鋼管杭・鋼管矢板 
維持管理レベルⅢ（事後保全型）
維持管理計画の策定時における部材の劣化予測において、供用期間中に変状の発生により部材の性能低下が予測されるが、予防保全的な対策が困難あるいは不経済であることから、部材の要求性能が満足されなくなる前に事後保全的な対策を実施することを想定した部材に対する維持管理レベルのこと。 ［ 代表的な部材の例 ］ 耐用年数が供用期間よりも短い材料を用いた部材 ・使用性が損なわれた際に打替えを実施するエプロン舗装 ・劣化・変状が顕著となった際に取替えを実施する附帯設備（防舷材、車止め等） 

図 3.2.2-7　統一的解説参考資料[54] 部材の劣化予測に基づく維持管理レベルの考え方

[54] 統一的解説参考資料　参-9

表･参-2.1.1.3 予防保全型と事後保全型を適用する部材の設定の目安

施設	部材名	維持管理レベル		維持管理レベル設定の考え方
泊地	泊地	Ⅲ	事後保全型	劣化予測、予防保全的な対策が困難
重力式防波堤	ケーソン	Ⅰ	事前対策型	一般に、ケーソンは鉄筋の腐食の進展が軽微であることから、供用期間中に維持管理上の限界に達しないと想定（※1）
	上部工 消波工 海底地盤	Ⅲ	事後保全型	構造的に重要な部材であるものの、劣化予測、予防保全的な対策が困難あるいは不経済
重力式係船岸	ケーソン	Ⅰ	事前対策型	一般に、ケーソンは鉄筋の腐食の進展が軽微であることから、供用期間中に維持管理上の限界に達しないと想定
	上部工 エプロン 海底地盤	Ⅲ	事後保全型	構造的に重要な部材であるものの、劣化予測、予防保全的な対策が困難あるいは不経済
	防舷材 係船柱 車止め･安全柵 はしご 排水設備	Ⅲ	事後保全型	劣化予測、予防保全的な対策が困難あるいは不経済
矢板式係船岸	下部工（鋼矢板等の被覆防食）	Ⅱ	予防保全型	耐用年数が供用期間より短い被覆防食
	下部工（鋼矢板等の電気防食）	Ⅰ	事前対策型	耐用年数が供用期間より長い電気防食
		Ⅱ	予防保全型	供用期間中に陽極の交換が必要な電気防食
	下部工（鋼矢板）	Ⅰ	事前対策型	供用期間中に維持管理上の限界に達しないことを確認している鋼矢板
	上部工 エプロン 海底地盤	Ⅲ	事後保全型	構造的に重要な部材であるものの、劣化予測、予防保全的な対策が困難あるいは不経済
	附帯設備は重力式と同じ	Ⅲ	事後保全型	劣化予測、予防保全的な対策が困難あるいは不経済

図 3.2.2-8　統一的解説参考資料[55] 港湾の施設の代表的な施設の維持管理レベルの目標

以上により、点検診断ガイドラインの内容を確認し、統一的解説の点検項目の例示においては、一般定期点検診断が気中部で実施する点検として 3 年周期、詳細定期点検診断が水中部で実施する点検として 10 年周期を例示し、この周期は、重点点検診断施設に記載された中での最短周期であることを確認した。そして、維持管理レベルの設定にあたっては、洋上風力発電設備の支持構造物は、一部例外はあるものの、多くが設計時点、部材の選定時点において“供用期間中に維持管理上の限界状態に達しない事前対策型を基本”として構成されると考えられ、気中部 3 年水中部 10 年の点検周期が設定されたと判断した。この点検周期によって、部材の性能に影響を及ぼす変状[56]がないことを点検しており、事前対策型とはいえ、供用期間中に点検を必要としている。

[55] 統一的解説参考資料　参-10 抜粋
[56] 統一的解説 p. 31 構造物に生じる不具合の総称。劣化、損傷、変位、変形等を含む。

3.2.3.洋上風力発電設備の点検周期の考え方

3.2.1.現行の定検解釈の考え方、及び、3.2.2.統一的解説による支持構造物の考え方で整理した点検周期の考え方について、両者を比較すると、前者は供用期間中に不具合が起きうるものとして考え、後者は供用期間中に不具合が起こらないように事前に対策することを考えている点で大きく異なると区別した。その為、点検周期においても結果として半年から10年の幅があると判断し、定検解釈案を作成する際の点検周期の考え方とした。

ここまで、3.2.1.において示した、現行の定検解釈の考え方による点検の周期は“予防的メンテナンスは高頻度であればあるほど良い”との立場であり、一方で、3.2.2.において示した、統一的解説による支持構造物の考え方による点検周期は、“供用期間中に維持管理上の限界状態に達しない事前対策型を基本”として、気中部3年水中部10年が示されていることを整理した。

さらにここで両者を比較すると、現行の定検解釈の考え方は、不具合を早期に発見することで、公共の安全に係る事故を未然に防ぐ考えであり、一方の統一的解説による支持構造物の考え方は、供用期間中に不具合は起こらないよう事前に対策した上で、点検では、部材の性能に影響を及ぼす変状がないかを確認していると判断した。すなわち前者は、供用期間中に不具合が起きうるものとして考え、後者は供用期間中に不具合が起こらないように事前に対策することを考えている点で大きく異なると区別した。その為、統一的解説で示された点検周期の例示は、結果として半年から10年の幅があると判断した。

これまで示した両者の考え方を整理し、次の表 3.2.3-1にまとめる。

表 3.2.3-1　定検解釈案の点検周期の考え方

	現行の定検解釈の考え方	統一的解説による 支持構造物の考え方
引用文献	NEDO洋上風力ガイドブック	統一的解説、点検診断ガイドライン
引用文献による 象徴的な表現	予防的メンテナンス	主として事前対策型
定検解釈案における考え方の設定	“予防的メンテナンスは高頻度であればあるほど良い”	“供用期間中に維持管理上の限界状態に達しない事前対策型を基本”
考えの主眼	供用期間中に不具合が起きうるものとして考えている	供用期間中に不具合が起こらないように事前に対策することを考えている
定検解釈における点検の目的の設定	不具合を早期に発見することで、公共の安全に係る事故を未然に防ぐ	供用期間中に不具合は起こらないよう事前に対策した上で、点検では、部材の性能に影響を及ぼす変状がないかを確認する
主たる適用範囲	RNA、タワー	下部構造、基礎
点検周期	半年、1年、3年	気中部3年、水中部10年 （洗掘安定前は水中部1年）

ここで、図 3.2.3-1のとおり統一的解説で示された、洋上風力発電設備における2つの点検周期の考え方の適用を図示すると、図 3.2.3-2のようになる。なお文中の“接続部”は、ここ[57]でのみ“接続部”と示されるため、“接合部”と読み替える。“接合部”は、統一的解説の他の箇所[58]において、使用されており、定期点検の事例を示す表[59]においても“接合部”と使用されている。また、現行の定検解釈においても、“接合部”という言葉を使用[60]している。

この結果、図 3.2.3-1の統一的解説で示された内容を簡略化すると、以下の表現になる。

・現行の定検解釈の考え方が、RNA、タワーに適用される。
・統一的解説による支持構造物の考え方が、下部構造及び基礎に適用される。
・タワーについては支持構造物の一部である為、両方の考え方が適用されるが、点検項目が類似の項目となっているため、周期の短い現行の定検解釈の考え方が反映される。
・接合部については、気中部と水中部でそれぞれの考え方を適用している。

以上、表 3.2.3-1で示した考え方を、定検解釈案を作成する際の点検周期の考え方とした。実際の定検解釈案の点検周期の設定については、5.3.に示す。

そして、海底ケーブル配管・支持材の点検周期の設定にあたっては、このいずれか考え方を選ぶのではなく、結果として、両者を合体させて点検周期を設定した。その根拠は、海底ケーブルは、統一的解説による支持構造物の考え方で点検周期が示されたが、一方で、図 3.2.3-1の最下部のとおり“海外の事例等を踏まえ、適切に維持管理の方法を策定する必要がある”と記載されており、別の箇所[61]では、“本統一的解説の維持管理の方法がそのまま適用できないことも考えられる。その場合は、本統一的解説で示す事項に加えて国際・国内規格や認証規格を参考にすることができる。”と記載される。この記載を踏まえ、海底ケーブル配管・支持材の定検解釈案の作成にあたっては、供用期間中に不具合が起きうるものとして、現行の定検解釈の考え方を取り入れることが、適切であると考えた。取り入れた内容については、5.5.8.にてまとめる。

[57] 統一的解説 p.38
[58] 統一的解説 p.73、79～84
[59] 統一的解説 p.79～84　表-2.3.3.2 下部構造・基礎等 杭式基礎（モノパイル構造）の定期点検の事例、他
[60] 現行の定検解釈　検査項目 No.8 ボルト・ナット　(1) ハブ-主軸間接合部ボルト・ナット、他
[61] 統一的解説 p.72

第2章　洋上風力発電設備等の維持管理の方法等に係る事項

2.1　基本事項

各法で共通の対象部位となる支持構造物（タワー、下部構造及び基礎）については、以下のとおり取り扱うことが望ましい。

- 「電気事業法施行規則第 94 条の 3 第 1 項第 1 号及び第 2 号に定める定期事業者検査の方法の解釈」に基づく定期事業者検査に係る点検の方法では、公共の安全確保に資することを目的に風力発電設備のブレード、ロータ、ナセル、タワー、非常用電源装置、基礎の点検の方法を具体的に定めている。
- 点検診断ガイドラインでは技術基準対象施設である係留施設（すなわち支持構造物）についての点検の方法を具体的に定めている。
- タワーについては電気事業法及び港湾法に基づく維持管理の方法があるが、類似の項目となっているため、周期の短い電気事業法に基づく点検時に港湾に基づく検査内容をあわせて確認することを基本とする。接続部については、気中部は電気事業法の考え方、水中部は港湾法の考え方で確認することを基本とする。

以上の考え方を踏まえ、電気事業法に基づく維持管理の考え方をブレード・ロータ・ナセル・タワー・非常用電源装置、接続部の一部に、港湾法に基づく維持管理の考え方を接続部の一部、下部構造・基礎、に適用することを基本とする。

なお、海底送電線及び通信ケーブルなどのその他設備については、海外の事例等を踏まえ、適切に維持管理の方法を策定する必要がある。

図 3.2.3-1　統一的解説[62] 洋上風力発電設備における2つの点検周期の考え方の適用文

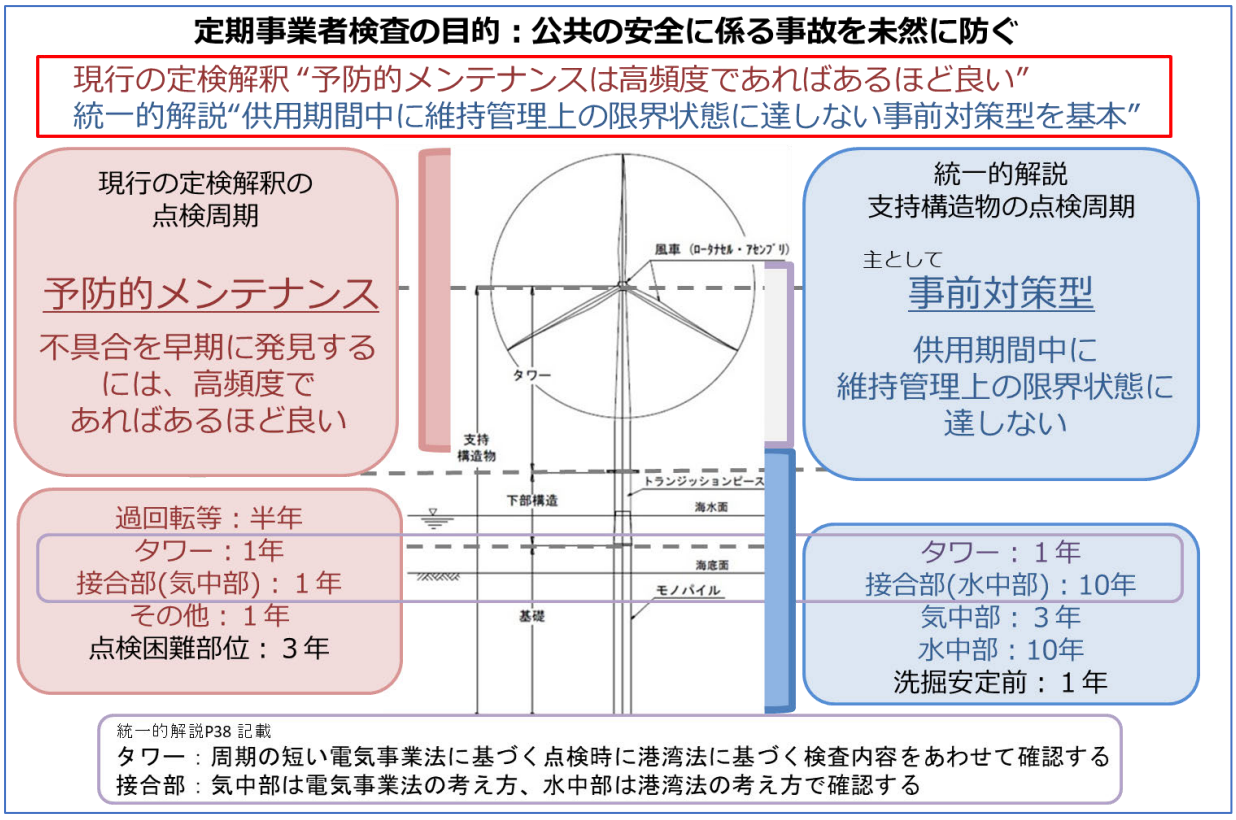


図 3.2.3-2　統一的解説[63] 洋上風力発電設備における2つの点検周期の考え方の適用図

[62] 統一的解説 p. 38

[63] 統一的解説 p. 38 を基に作成、ただし文中の接続部は接合部と読み替えた。

4. 有識者検討会の実施

本章では、「1. 3. 事業内容」で示した（２）についておこなった有識者検討会の実施内容を示す。

本事業の調査・検討内容を実効性の高いものとするため、有識者検討会を設置した。検討会においては、海外における洋上風力発電設備の運用実態に関する調査結果の内容や、海外調査結果に基づいた定検解釈案、提言の内容などを有識者に諮り、これら検討内容に関する議論を行った。有識者検討会は、本事業の仕様書に基づいて、図 4-1 に示す通り第 1 回～第 3 回の計 3 回の有識者検討会が実施された。開催した会議の経過を表 4-1 に、有識者検討会のメンバーを表 4-2 に示す。

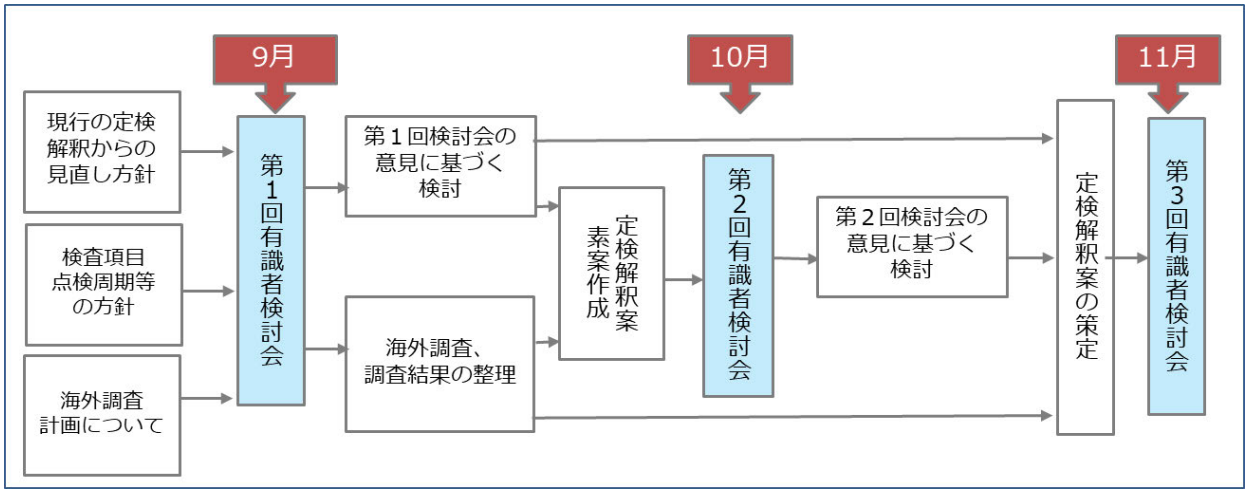


図 4-1　本事業における有識者検討会の実施フロー

表 4-1　開催した有識者検討会の経過

開催日	有識者検討会の概要
2022/9/9	第 1 回 【議題】 現行の定検解釈からの見直し方針について 風力発電設備の検査項目・点検等の方針 海外調査計画について
2022/10/24	第 2 回 【議題】 海外調査の実施状況 定検解釈案(素案)作成
2022/11/28	第 3 回 【議題】 定検解釈案の策定内容について 提言の内容について

表 4-2　有識者検討会のメンバー

分類	氏名	所属
委員長	永尾 徹	足利大学 工学部 大学院 特任教授
委員	飯田 誠	東京大学 先端科学技術研究センター特任准教授
	石原 孟	東京大学大学院 工学系研究科 社会基盤学専攻 教授
	清宮 理	早稲田大学 創造理工学部 社会環境工学科 名誉教授
	本田 明弘	弘前大学 地域戦略研究所 所長/教授
	山本 和男	中部大学 電気電子システム工学科 教授
	赤星 貞夫	日本海事協会　事業開発本部 環境･再生可能エネルギー部
	金崎 大樹	日本電気協会 技術部
	柴田 学	日本風力発電協会 技術第一部長
	橋本 淳	日本電機工業会 技術戦略推進部
オブザーバー	伊藤 朋之	国土交通省 港湾局 海洋・環境課
	神戸 泉慧	国土交通省 港湾局 海洋・環境課
	中村 誠	日本海事協会　事業開発本部 環境･再生可能エネルギー部
	吉村 光弘	風力発電協会 技術第二部長
経済産業省	日野 裕司	経済産業省 産業保安グループ 電力安全課
	力石 大彦	経済産業省 産業保安グループ 電力安全課
	中山 諭	経済産業省 産業保安グループ 電力安全課
事務局		株式会社構造計画研究所
		株式会社北拓

5. 定検解釈案の作成

本章では、「1. 3. 事業内容」で示した（３）についておこなった、「電気事業法施行規則第９４条の３第１項第１号及び第２号に定める定期事業者検査の方法の解釈」の改定案として、定検解釈案を検討し、有識者検討会に諮った。定検解釈案の最終版として、5. 6. に示す定検解釈案を作成した。

定検解釈案及び定検解釈提言案の策定手順を示し、本報告書及び本章の内容を整理する。本章でまとめる定検解釈案は、本事業を行った結果、現行の定検解釈に対して、定検解釈の改正を提案するものである。

ここでは、図 5-1 に定検解釈案及び定検解釈提言案の策定手順の全体像を示し、本報告書及び本章の内容を整理する。本章でまとめる定検解釈案は、本事業を行った結果、現行の定検解釈に対して、定検解釈の改正を提案するものである。一方で、現時点で定検解釈の改正の提案までには至らなかったものについては、次の 6 章において定検解釈提言案にまとめ、将来的に定検解釈等において、検討されることを提言した。

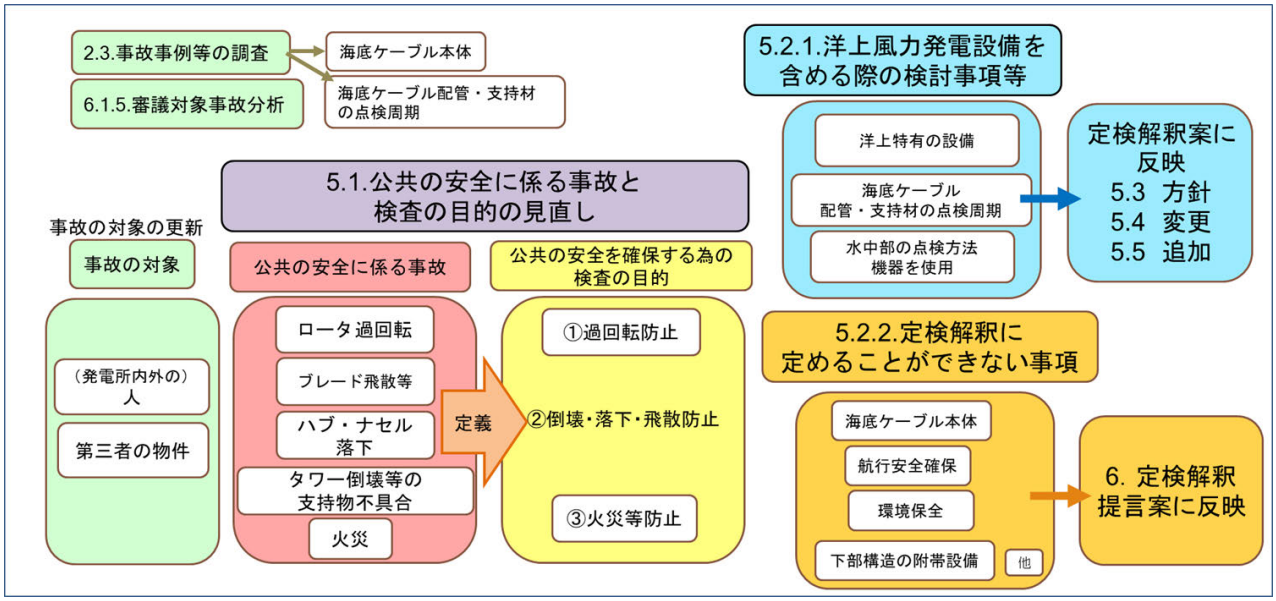


図 5-1 定検解釈案の作成手順全体像

本事業の定検解釈案の作成手順は以下の通りである。

① 事故事例等調査、審議対象事故分析

まず初めに、現行の定検解釈は、3.1.3.で示した通り、公共の安全に係る事故を未然に防ぐことを目的に、定検解釈の各項目が作成されており、本事業においても、現行の定検解釈の作成手順と同じく、2.3.において事故等の事例調査をおこなった。この結果は主に 6.1.1.海底ケーブル本体の提言、及び、5.5.8.海底ケーブル配管・支持材の提案につながっている。

あわせて 6.1.5.において、新エネ WG の審議対象事故分析をおこなった。現行の定検解釈の作成後、新たに追加された審議対象事故と現行の定検解釈の項目の紐づけを行い、検査項目不足分については、定検解釈提言案として提言した。

② 検査の目的等の見直し

5.1.において、3.1.3.で示した公共の安全に係る事故を 5 つと、公共の安全を確保するための検査の目的 3 つについて、洋上設置の風力発電設備を含めた場合に、これらに見直す必要があるかを有識者検討会に諮った。その結果、これらを見直す必要はない、陸上設置と洋上設置の風力発電設備の検査の目的等は同一と判断し、有識者検討会の承認を得た。

③ 定検解釈案と定検解釈提言案の切り分け

次に、5.2.において、定検解釈案と定検解釈提言案の切り分けをおこなった。

5.2.1.において、現行の定検解釈に洋上設置の風力発電設備を含める際に、新たに想定される事項等を整理した。

5.2.2.では、定検解釈案に定めることが出来ないものについて、その理由を整理した。これらについては、6 章において、定検解釈提言案として提言している。

また、5.2.3.において、統一的解説で示され、定検解釈案では除外・変更した項目を別途整理した。

④ 定検解釈案の策定方針

これらの手順を踏み、5.3.で示す定検解釈案の策定方針を定めた。点検周期の設定の考え方については、3.2.3.においても示している。

⑤ 定検解釈案の内容

定検解釈案の個々の内容は、5.4.で現行の定検解釈からの変更提案事項を示す。変更提案である為、全ての提案に新旧対応表が存在する。次に 5.5.において、現行の定検解釈への追加提案事項を示す。

⑥ 定検解釈案

最後に 5.6.において、5.4.及び 5.5.の内容を反映した定検解釈案を示す。あわせて、5.7.において定検解釈案と、技術基準[23]の紐づけをおこなった。これは 3.1.6.で示した、定期事業者検査の結果の合否判定に用いられる技術基準との関係を示したものである。

5.1.検査の目的等の見直し

ここでは、5.で示した定検解釈案の作成手順②検査の目的等の見直しについて記載する。

現行の定検解釈は、3.1.1.で示したとおり、陸上設置の風力発電設備を前提としている為、洋上設置を含めた定検解釈案を作成する際に、まず前提として、3.1.3.で示した公共の安全に係る事故及び公共の安全を確保するための検査の目的を見直す必要があるかについて、有識者検討会に諮り、結果としてこれらを見直す必要はないとの承認を得た。 見直しの際、事故の対象について現行の定検解釈の作成時点から変更があり、発電所構内の人が加わったが、それに伴う変更は無いと判断した。

3.1.3.で示したとおり、現行の定検解釈は、電気事業法の目的である、公共の安全の確保を担保する為、公共の安全に係る事故、及び、公共の安全を確保するための検査の目的（以下、検査の目的等）を定義付けしている。具体的には、公共の安全に係る事故として、ロータ過回転、ブレード飛散等、ハブ・ナセル落下、タワー倒壊等の支持物不具合、火災のこれら 5 つに分類し、検査の目的を①過回転防止、②倒壊落下飛散防止、③火災等防止とした。現行の定検解釈の検査項目は、この 3 つの目的が紐づいている。

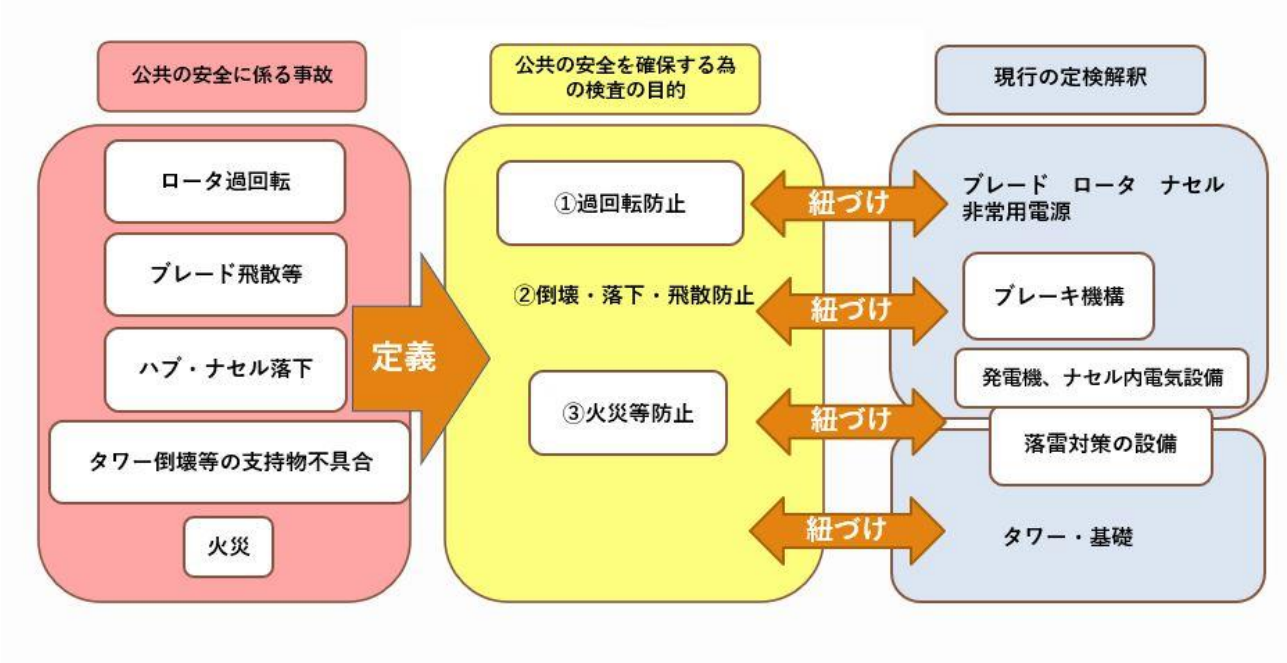


図 3.1.3-1　現行の定検解釈の作成手順（再掲）

ここで、現行の定検解釈における事故の対象は、風力発電所等で発生した事故を報告する、電気関係報告規則第３条（事故報告）で規定される事故を参考に、風力発電所の構外の人と物件としており、発電所構内の人については、対象としていなかった。

しかし、現行の定検解釈作成後の 2021 年 3 月に「電気関係報告規則第３条及び第３条の２の運用について（内規）」（２０２１０３１９保局第１号。以下、電気関係報告規則 3 条内規）が定められ、現行の定検解釈の作成時よりも、報告の目的、範囲、方法等について詳細に定められた為、定検解釈において想定する事故の対象に、発電所内の人も加わった。

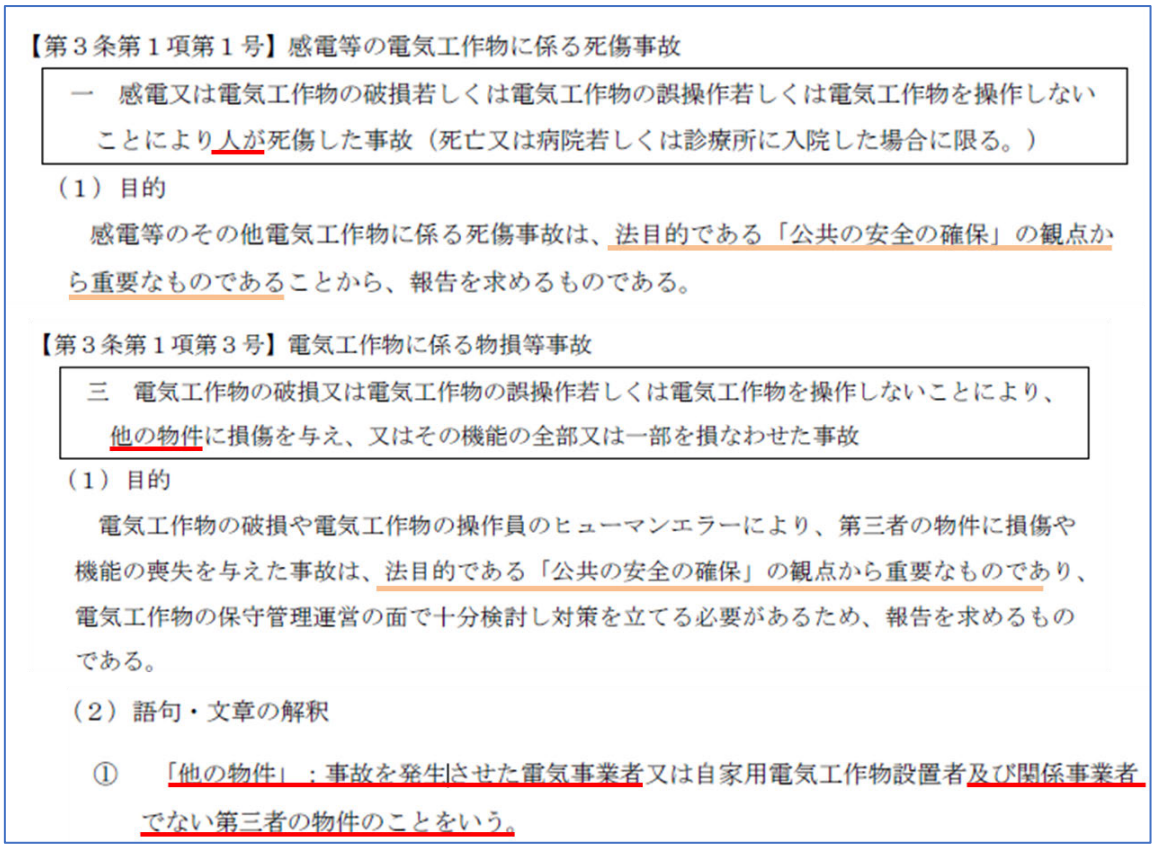
結論として、定検解釈案で想定する公共の安全に係る事故の対象は、以下の図 5.1-1 の通りである。図 5.1-2 で電気関係報告規則 3 条内規を抜粋する。

なお、検査の目的等の定義付けの対象に、発電所内の人が加わったことによって、現行の定検解釈の変更は、必要ないと判断した。その理由は、3.1.4.に示した通り、定期事業者検査は、技術基準[23]への適合を判定基準として定められている[24]ため、技術基準に記載の無い項目を定検解釈に定めることはできない。技術基準には、電気工作物の操作員の安全確保に関する項目が無いことから、これにかかる変更は必要ないと判断した。なお、電気工作物の操作員等の安全については、労働安全衛生法に定められており、これにかかる法令等を根拠に必要なメンテナンス等が実施されると想定する。

①(風力発電所内外の)人
人に関しては、電気工作物の操作員を含めた
発電所内、発電所外の両方の人を対象とする。

②第三者の物件
事故を発生させた電気事業者及び関係事業者でない
第三者の物件を対象とする。

図 5.1-1　定検解釈案で想定する公共の安全の事故の対象



【第３条第１項第１号】感電等の電気工作物に係る死傷事故

一　感電又は電気工作物の破損若しくは電気工作物の誤操作若しくは電気工作物を操作しないことにより人が死傷した事故（死亡又は病院若しくは診療所に入院した場合に限る。）

（１）目的

感電等のその他電気工作物に係る死傷事故は、法目的である「公共の安全の確保」の観点から重要なものであることから、報告を求めるものである。

【第３条第１項第３号】電気工作物に係る物損等事故

三　電気工作物の破損又は電気工作物の誤操作若しくは電気工作物を操作しないことにより、他の物件に損傷を与え、又はその機能の全部又は一部を損なわせた事故

（１）目的

電気工作物の破損や電気工作物の操作員のヒューマンエラーにより、第三者の物件に損傷や機能の喪失を与えた事故は、法目的である「公共の安全の確保」の観点から重要なものであり、電気工作物の保守管理運営の面で十分検討し対策を立てる必要があるため、報告を求めるものである。

（２）語句・文章の解釈

①　「他の物件」：事故を発生させた電気事業者又は自家用電気工作物設置者及び関係事業者でない第三者の物件のことをいう。

図 5.1-2 電気関係報告規則 3 条内規(抜粋)

次に、3.1.1.で示したとおり、現行の定検解釈は陸上設置の風力発電設備を前提としている為、洋上設置を含めた定検解釈案を作成する際に、まず大前提として、図 5.1-3 のとおり、検査の目的等を見直す必要があるかについて、有識者検討会に諮った。

なお、洋上設置の風力発電設備は大きく分けて着床式と浮体式が存在するが、浮体式に関しては RNA のみを対象として検討している。浮体式においては、RNA を除く部位（タワー・浮体構造・係留系）は船舶安全法の規定への適合が必要であり、電気事業法上は、RNA を除く部位は“船舶安全法の規定に適合することを確認する”と整理されている。その意味で浮体式については RNA のみを対象として検討した。なお、浮体式の RNA を除く部位に関する定期事業者検査の内容などについては、別途議論が必要であると考えられる。

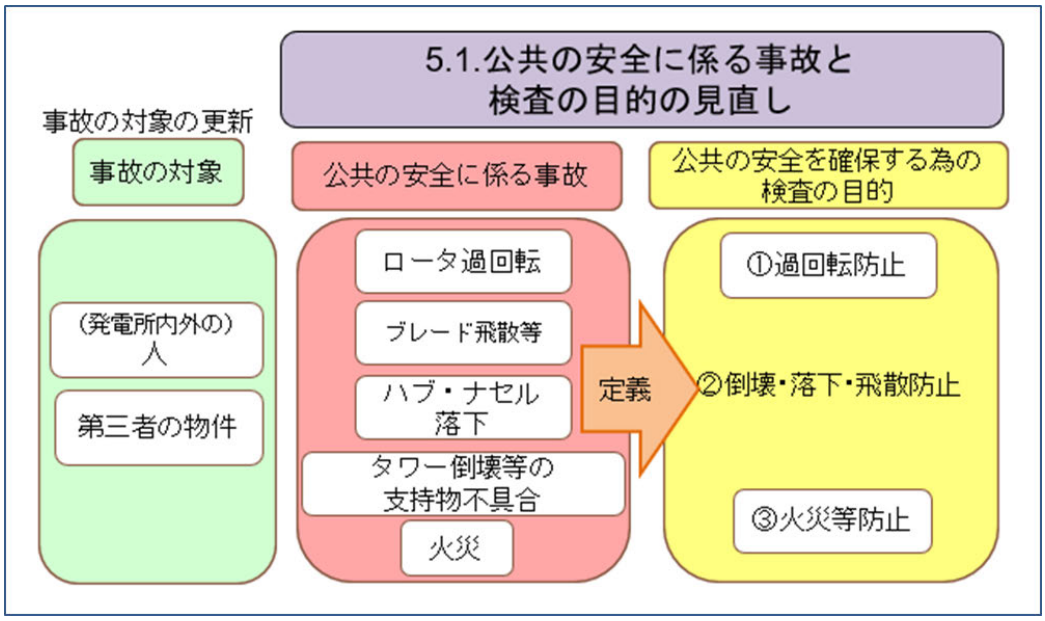


図 5.1-3 検査の目的等の見直し

定検解釈案に洋上設置の風力発電設備を含める場合に、検査の目的等を見直す観点として、有識者検討会に以下の 3 点を提示した。

・公共との物理的な距離

陸上は、公共との距離が至近距離の場合も遠距離の場合もある。洋上は、港湾であっても大型船の航路外で遠距離が前提とされる。しかし、漁業目的等で洋上風力発電設備の至近距離まで意図的に接近してくる船舶も想定され、現行の定検解釈から大きく変えることは、難しいのではないか。

・大きなものの落下、小さなものの飛散

大きなものの影響は大きいが、小さなものまでは対象とするか。直接的な、落下飛散事故のみならず、漂流物が、船舶に衝突し、二次被害として、船員の死傷事故や船舶に損傷を与えることが想定される。また、小さいものの落下の検査項目を、洋上設置の場合のみで除外しても、事業者の負担は大きく変わらず、逆に混乱をうむ可能性を考慮する必要がある。

・火災の影響

陸上では延焼するが、洋上はその場で消火されることを考慮可能であるか。ただし、火災からハブ・ナセル落下等も考え得る為、その点も考慮する必要がある。

これに対する有識者の意見は、以下の通りである。

・現行の定検解釈は、公共との物理的な距離の遠近に関係なく、等しく制度が適用されている。
・故障事故は荒天時に起こることが多く、メンテナンス作業者が風力発電設備にいる可能性は低いが、定量的には示すことは難しい。
・火災について、現行の定検解釈を緩和できるとは考えづらい。
・陸上設置よりも洋上設置の公共の安全を厳しく見る必要はない。

これらの意見を踏まえ、洋上設置の風力発電設備を含めた場合に、検査の目的等を見直す必要はない、陸上設置と洋上設置の検査の目的等は同一と判断した。この結果 5.2.1.で示す、現行の定検解釈に洋上風力発電設備を含める際に想定される事項等を検討する際には、この検査の目的等に紐づく定検解釈案の項目を提案している。

5.2.定検解釈案と定検解釈提言案の切り分け

ここでは、5.で示した定検解釈案の作成手順③定検解釈案と定検解釈提言案の切り分けについて記載する。

現行の定検解釈に洋上設置の風力発電設備を含めた際に、前提として、定検解釈で定めることができない事項が存在し、これを切り分けた上での検討を行った。

5.2.1.において、現行の定検解釈に洋上設置の風力発電設備を含める際に、新たに想定される事項等を整理した。海外調査結果及び統一的解説の反映によって、洋上特有の設備を整理し、海底ケーブル配管・支持材については、統一的解説で示された点検周期とは異なる点検周期を提案した。水中部の点検方法として、機器を使用することを示し、その他、現行の定検解釈の制定後に登場した最新機等の反映、雷重点地域の表記の変更をおこなった。

5.2.2.では、定検解釈案に定めることが出来ないものについて、その理由を整理し、6 章において、定検解釈提言案として提言することをまとめた。

また、5.2.3.において、統一的解説で示され、定検解釈案では除外・変更した項目について、整理した。統一的解説において記載されている項目において「下部構造の附帯設備」、「海底ケーブル」の一部を除外した。さらに「一般臨時点検診断」、「詳細点検診断」の区分けは未採用とした。それ以外の変更概要についても示した。

5.2.1. 現行の定検解釈に洋上風力発電設備を含める際に想定される事項等

現行の定検解釈に洋上設置の風力発電設備を含めた場合の定検解釈案の作成にあたっては、海外調査結果及び統一的解説の反映に加え、現行の定検解釈の制定後に登場した最新機等の反映、雷対策重点地域の文言変更をおこなった。 類似の項目であって一部が定検解釈案となり、一部が提言になっている項目として、水中部と気中部の検査支援技術、海底ケーブル配管・支持材と海底ケーブル本体の 2 点について、その切り分けを整理する。

現行の定検解釈に洋上設置の風力発電設備を含めた場合の定検解釈案は、図 5.2.1-1 の通り、大きく分けて、洋上特有の設備への対応、海底ケーブルの配管・支持材の点検の追加、水中部の点検方法の 3 点の項目を抽出した。定検解釈案の作成にあたっては、海外調査結果及び統一的解説の反映に加え、現行の定検解釈の制定後に登場した最新機等の反映、雷対策重点地域の文言変更を行っている。

これらの検討の結果として、5.3. に策定方針を示し、5.4. で現行の定検解釈からの変更提案事項を示す。次に 5.5. において、現行の定検解釈への追加提案事項を示す。

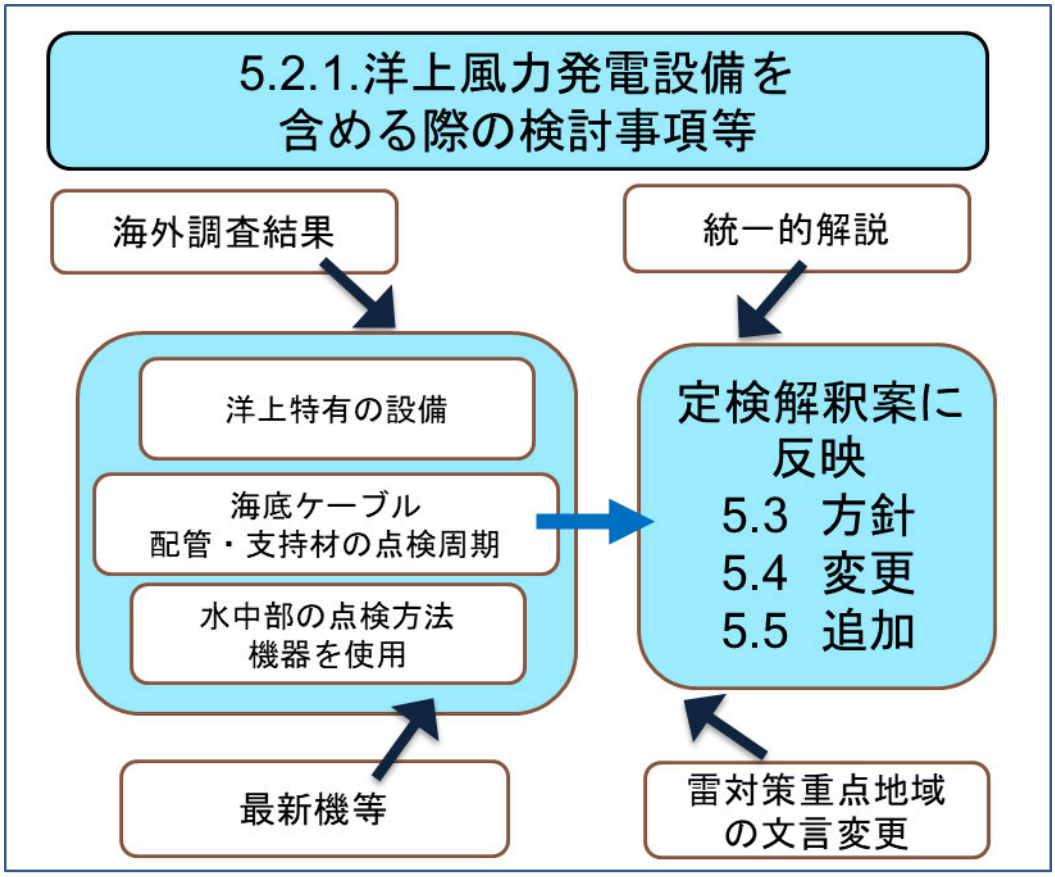


図 5.2.1-1　洋上風力発電設備を含める際の検討事項等と定検解釈案

ここで、類似の項目であって一部が定検解釈案となり、一部が提言になっている項目について、その切り分けを整理する。

1つ目に、水中部点検においてROV等の検査支援技術は、5.5.7.で定検解釈案とし、気中部の点検における検査支援技術の活用は6.1.7.提言とした。これは、2.2.3.で示した海外調査結果のうち、調査項目“⑱各部位の点検におけるドローン、ロボットなどによる遠隔目視の適用事例”において、水中部の点検に検査支援技術を使用することが海外調査で判明し、統一的解説もROV等の使用を前提とした記載があることから、定検解釈案とした。一方で気中部の点検におけるドローン等の検査支援技術の活用は、すでにJEA定期点検指針によって導入されているものの、2025年にスマート保安アクションプラン[64]の技術実装が目指されていることから、この技術実装を待ってからの議論とすることを提案し、有識者検討会での賛同を得て、提言とした。

2つ目に海底ケーブル配管・支持材は 5.5.8.で定検解釈案とし、海底ケーブル本体については、6.1.1.で提言とした。その理由は、次の5.2.2.で示す通り、海底ケーブル本体は、電気事業法に定める電線路[65]であり、風力機関にはあたらないと解されることから、定期事業者検査の範囲外である。一方で、2.3.2.で示したとおり、海底ケーブル配管・支持材の国内における事故事例があり、有識者検討会においても海底ケーブルが定期事業者検査の範囲外となることに懸念が示された。そこで、海底ケーブル配管・支持材を検査項目とし、配管のずれや喪失等により、海底ケーブル本体が損傷し、安全維持機能が不能となることで、倒壊・落下・飛散の事故が発生することを防止する目的で、海底ケーブル配管・支持材のみを定検解釈案とした。

[64]2021年より 経済産業省にて実施している「電気保安分野 スマート保安アクションプラン」
[65] 電気事業法第二条(定義)十八　電気工作物　発電、蓄電、変電、送電若しくは配電又は電気の使用のために設置する機械、器具、ダム、水路、貯水池、電線路その他の工作物（船舶、車両又は航空機に設置されるものその他の政令で定めるものを除く。）をいう。

5.2.2. 定検解釈案に定めることができず、提言としてまとめる事項

現行の定検解釈に洋上設置の風力発電設備を含めた場合に、定検解釈に定めることができない事項について、その理由とそれに対する有識者の意見について整理する。 これら定検解釈に定めることが出来ない事項については、3.1.2. で示したとおり、設置者が保安規程を定めて、自主的にメンテナンスをすることは可能である。

現行の定検解釈に洋上設置の風力発電設備を含めた場合に、定検解釈に定めることができない事項は、図 5.2.2-1 の通り、大きく分けて 5 点あり、海底ケーブル本体、航行安全確保、環境保全、下部構造の附帯設備、その他含められない事項と分類する。ここでは、これらを定めることが出来ない理由とそれに対する有識者の意見について整理する。

まず、これら定検解釈に定めることができない事項については、3.1.2. で示したとおり、設置者が保安規程を定めて、自主的にメンテナンスをすることは可能である。ここで整理した事項は、定検解釈に定めることが出来ないだけで、洋上設置の風力設備においては、重要な点検項目であると有識者検討会において意見されていることをここで示す。

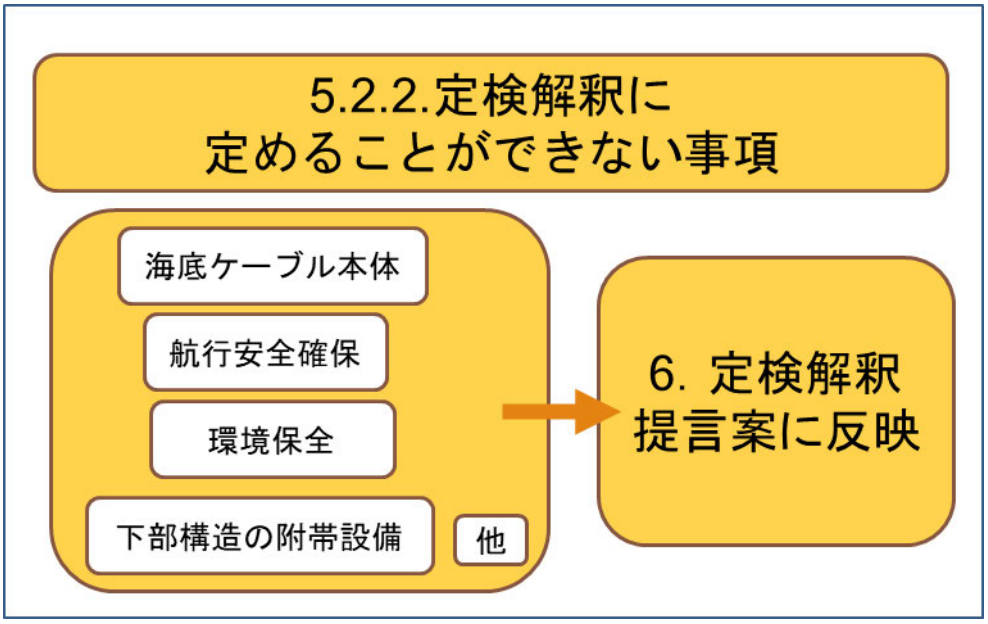


図 5.2.2-1　定検解釈に定めることができない事項

次に、ここで示す 5 点を定検解釈に定めることが出来ない理由は以下の通りである。

・海底ケーブル本体

海底ケーブル本体は、電気事業法における電線路[65]と解され、電気事業法第五十五条[1]に定める事業者検査で、電気事業法施行規則第九十四条第一項第十号[66]で定める風力機関及びその附属設備にはあたらず、定検解釈に定めることができない。

・航行安全確保

航行安全確保に係る項目は、主として航路標識法に規定されるものである。定期事業者検査は、電気事業法によって規定されるものであるから、電気事業法以外の法令・ガイドライン等に基づくものは、定検解釈に定めることができない。

・環境保全

定期事業者検査の目的は、3.1.3.で示したとおり、電気事業法の目的[17]である、公共の安全の確保を担保し、公共の安全に係る事故を未然に防ぐことを目的としていることから、環境保全・公害等の防止にかかる項目は定検解釈案としない方針を継続した。

・下部構造の附帯設備

統一的解説で下部構造の附帯設備とされた項目は図 5.2.2-2 の通り、多岐に渡り、その中身を整理し、定検解釈に定めることが出来ない理由を示す。

まず、消防法、航路標識法等で定められた設備も含まれることが想定される。航行安全確保の項目で示したとおり、電気事業法以外で定められた設備は、定検解釈に定めることができない。

次に、下部構造の附帯設備の中で一番大きなものと想定されるデッキは、その落下・飛散により、電気工作物の操作員を含めた人と、漁業目的等で洋上風力発電設備の至近距離まで接近してくる第三者の船舶・船員に対する事故が想定される。しかし、電気工作物の作業員の安全にかかるものは、労働安全衛生法によって定められており、この規定によって点検等をすることで、これらの安全は確保されると考える。

また、上記の法令等に属さない設備が存在するが、これについては、3.1.2.で示したとおり、設置者が自主的に定める保安規程にて、その実態に即した合理的な保安対策を講じることが、定検解釈案に定めるよりも、より適切であると判断した。

設備	項目	
下部構造の附帯設備	係船柱及び係船環	
	防衝設備	防舷材・支持材
	照明設備	灯具、支柱
	救命設備	
	柵・扉・ロープ	安全柵(手すり)
	標識等	標識（視認性)、灯具
	その他設備	梯子、階段、ﾃﾞｯｷ

図 5.2.2-2　統一的解説[67]　下部構造の附帯設備の定期点検の項目

[66] 電気事業法施行規則第九十四条第 1 項　法第五十五条第一項の主務省令で定める電気工作物は、次に掲げるものとする。ただし、非常用予備発電装置に属するものを除く。

十　風力機関（出力五百キロワット以上の発電設備に係るものに限る。）及びその附属設備

[67] 統一的解説 p.79 他

・その他含められない事項

上記で記載した理由以外に、3.1.4.で示した通り、定期事業者検査は、技術基準[23]への適合を判定基準として定められている[24]ため、これらに記載の無い項目を定検解釈に定めることができない。ここで参考に、海外調査において、ヒアリング調査先から現行の定検解釈に定められていないが、公共の安全確保に重要と示された項目を表5.2.2-1にまとめる。

表 5.2.2-1　ヒアリング調査において公共の安全確保に重要と示された項目

分類	設備・項目	定検解釈に定められない理由
点検作業用設備	風車内昇降装置等	点検作業の為の設備の安全確保は、技術基準に含まれない
作業員の安全確保	サバイバルキット	作業員の安全、人命確保の為の装備は、技術基準に含まれない。 かつ、電気事業法以外で定められた、他の法令・ガイドライン等によるものは、定検解釈に定められない。
	ヘリホイストプラットフォーム信号灯	
監視・制御	ロータ過回転検知装置	監視・制御の為の、システム・装置に係る項目は、技術基準に含まれない
	非常停止ボタン	

以上5点の、定検解釈に定めることができない事項に対する有識者意見は、以下の通りである。

・環境の保全において大きな観点としては、環境への影響により、漁業関係者に影響を与えないようにすることが重要である。ナセルなどが落下した際にオイル漏れが生じ、漁業に影響を与えると考えられる。

・海底ケーブル、航行安全確保、環境の保全の項目について、洋上を考えた際に極めて重要な項目であり、議論の入口で対象外と除外せずに力を入れて検討すべきである。福島（福島浮体式洋上ウィンドファーム実証研究事業）と銚子（銚子沖洋上風力発電実証研究施設）で国のプロジェクトに取り組んだが、特にオイル漏れは大きな問題とされた。また、航行安全上、霧によって周囲が不明瞭な際には、風車への飛来物の衝突が考えられる。さらに、銚子・福島・北九州のすべての洋上風力発電設備において、海底ケーブルに問題が生じていたという結果も得ている。

・環境の保全において海上でのオイル漏れについては広がりやすく、陸上風力よりも影響は深刻である。航空障害灯・海上標識についても対象外とあるが、洋上風力が現行の海上交通と安全に共存するためにシビアに考える必要があり、海底ケーブルと同様に最終的に提案を行う必要がある。

・電気事業法において当てはまらない項目が削除される場合、実際の点検では結局、定検解釈と統一的解説の両方を見なければならず、煩雑に感じる。統一的解説に記載されていた項目を削除する場合は、それを明確にし、根拠を整理して欲しい。

5.2.3. 統一的解説で示され、定検解釈案では除外・変更した項目等

ここでは、統一的解説[14]で示され、定検解釈案では除外した項目を図 5.2.3-1 に示す。除外した理由は、5.2.2 において示した通りである。あわせて、“一般定期点検診断”等の、統一的解説による支持構造物の考え方による記載も、定検解釈には反映できないため削除した。その箇所をあわせて図示する。

また、図 5.2.3-2～図 5.2.3-3 において、統一的解説から踏襲した項目を青字で示し、踏襲する際に内容を変更した箇所を赤字で示す。変更理由等は、本節以降にて後述する。

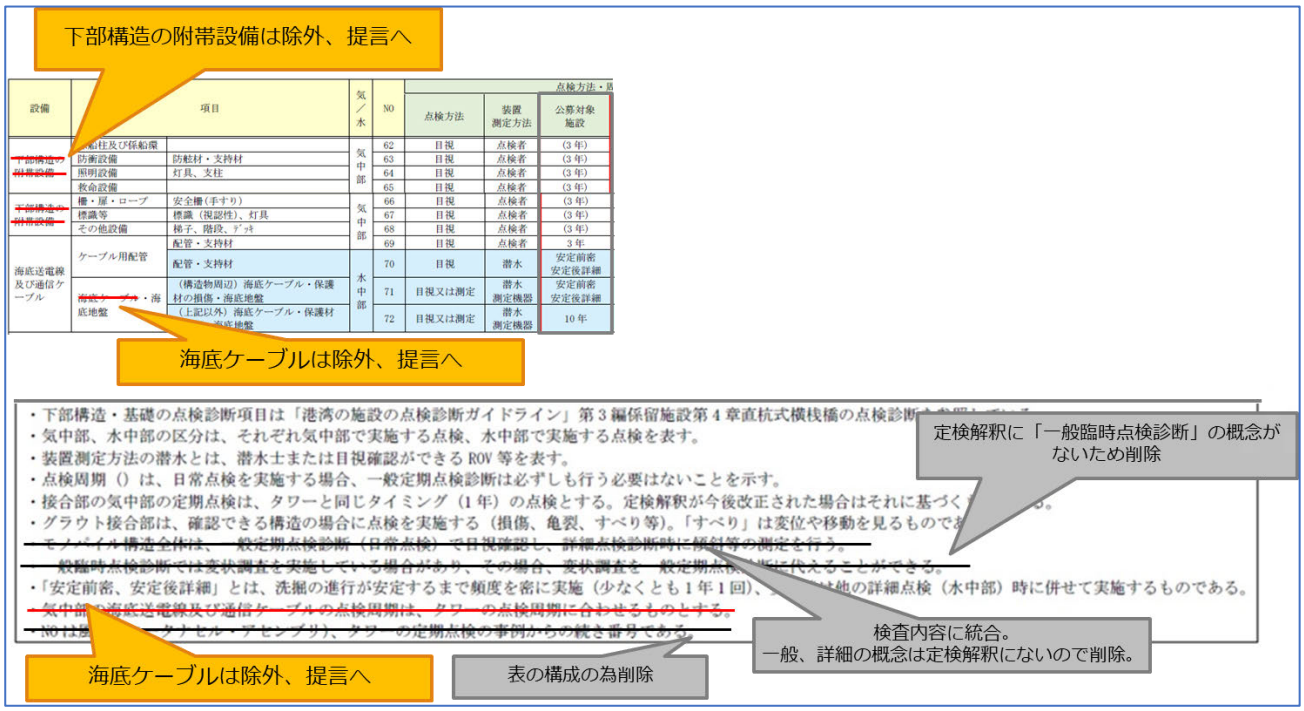


図 5.2.3-1　統一的解説[14]から除外した項目、記載等

設備	項目		検査を実施する場所	検査方法	検査内容	備考	点検周期（年）
海底送電線及び通信ケーブル	ケーブル用配管	43　配管・支持材	気中部	目視	性能上支障となる劣化、損傷等の変状を確認する。		3
			水中部	潜水目視	腐食、亀裂、損傷等の変状を確認する。 海生付着物の異常な付着がないか確認する。		安定前密、安定後適切
下部構造（下部構造＋基礎（モノパイル構造））	接合部	44　ボルト・ナット（タワー基部）	気中部	目視及び打音又は触手	合マークのズレや塗装割れ、ボルトの緩みがないか確認する。		1
				測定	測定機器で軸力又は締付トルク等を確認する。 風車設置後、ボルトの緩みや破断が生じていない場合には、１年間で１０％以上又は８方位以上のいずれか多い本数のボルトについて締め付け確認を行う。		1
		45　グラウト（トランジションピース・モノパイル）	気中部	目視又は目視及び測定	グラウト接合部全体に亀裂や損傷がないか、グラウトシールの部分に異常がないかを確認する。		1
		46　グラウト（トランジションピース・モノパイル）	水中部	潜水目視又は潜水目視及び測定	グラウト接合部全体に亀裂や損傷がないか、グラウトシールの部分に異常がないかを確認する。		10
	トランジッションピース（TP）	47　鋼材	気中部	目視	鋼材の腐食、亀裂、損傷等の変状を確認する。		3
		48　被覆防食工	気中部	目視	被覆材、保護カバー等の変状を確認する。		3
		49　電気防食工（電位）	気中部	測定	防食管理電位が維持されているか確認するために、電位を測定する。		3
		50　鋼材	水中部	潜水目視	鋼材の腐食、亀裂、損傷等の変状を確認する。		10
		51　被覆防食工	水中部	潜水目視	被覆材、保護カバー等の変状を確認する。		10
		52　電気防食工（陽極）	水中部	潜水目視	陽極の消耗の程度、脱落、取付金具の損傷等の変状を確認する。		10
		53　海生付着物	水中部	潜水目視	海生付着物の異常な付着がないか確認する。		10
	モノパイル（MP）	54　鋼材	気中部	目視	鋼材の腐食、亀裂、損傷等の変状を確認する。		3
		55　被覆防食工	気中部	目視	被覆材、保護カバー等の変状を確認する。		3
		56　電気防食工（電位）	気中部	測定	防食管理電位が維持されているか確認するために、電位を測定する。		3
		57　鋼材	水中部	潜水目視	鋼材の腐食、亀裂、損傷等の変状を確認する。		10
		58　被覆防食工	水中部	潜水目視	被覆材、保護カバー等の変状を確認する。		10
		59　電気防食工（陽極）	水中部	潜水目視	陽極の消耗の程度、脱落、取付金具の損傷等の変状を確認する。		10
		60　海生付着物	水中部	潜水目視	海生付着物の異常な付着がないか確認する。		10
		61　構造物全体	気中部	目視	構造全体の傾斜、沈下を確認する。		(3)
				測定	構造全体の傾斜、沈下を、プラットフォームの上部天端の４隅の標高を測定するあるいはそれに類する方法で求める。		10
	海底地盤洗堀対策工	62　支持構造物周辺地盤	水中部	潜水目視又は測定	洗掘、土砂の堆積等の変状及び袋型根固材の安定性を確認する。		安定前密、安定後 10
下部構造（下部構造＋基礎（ジャケット構造））	接合部	63　ボルト・ナット（タワー基部）	気中部	目視及び打音又は触手	合マークのズレや塗装割れ、ボルトの緩みがないか確認する。		1
				測定	測定機器で軸力又は締付トルク等を確認する。 風車設置後、ボルトの緩みや破断が生じていない場合には、１年間で１０％以上又は８方位以上のいずれか多い本数のボルトについて締め付け確認を行う。		1
	ジャケット	64　鋼材	気中部	目視	鋼材の腐食、亀裂、損傷等の変状を確認する。		3
		65　被覆防食工	気中部	目視	被覆材、保護カバー等の変状を確認する。		3
		66　電気防食工（電位）	気中部	測定	防食管理電位が維持されているか確認するために、電位を測定する。		3

		67　鋼材	水中部	潜水目視	鋼材の腐食、亀裂、損傷等の変状を確認する。		10
		68　被覆防食工	水中部	潜水目視	被覆材、保護カバー等の変状を確認する。		10
		69　電気防食工（陽極）	水中部	潜水目視	陽極の消耗の程度、脱落、取付け金具の損傷等の変状を確認する。		10
		70　海生付着物	水中部	潜水目視	海生付着物の異常な付着がないか確認する。		10
		71　構造物全体	気中部	目視	構造全体の傾斜、沈下、移動を確認する。		(3)
				測定	構造全体の傾斜、沈下、移動を、プラットフォームの上部天端の 4 隅の標高を測定するあるいはそれに類する方法で求める。		10
	基礎杭接合部	72　鋼材	水中部	潜水目視	鋼材の腐食、亀裂、損傷等の変状を確認する。		10
		73　グラウト接合部	水中部	潜水目視又は潜水目視及び測定	グラウト接合部全体に亀裂や損傷がないか、グラウトシールの部分に異常がないかを確認する。		10
	基礎杭	74　鋼材	水中部	潜水目視	鋼材の腐食、亀裂、損傷等の変状を確認する。		10
	海底地盤洗掘対策工	75　支持構造物周辺地盤	水中部	潜水目視又は測定	洗掘、土砂の堆積等の変状及び袋型根固材の安定性を確認する。		安定前密、安定後 10
下部構造（下部構造＋基礎（ケーソン構造））	接合部	76　ボルト・ナット（タワー基部）	気中部	目視及び打音又は触手	合マークのズレや塗装割れ、ボルトの緩みがないか確認する。		1
				測定	測定機器で軸力又は締付トルク等を確認する。 風車設置後、ボルトの緩みや破断が生じていない場合には、１年間で１０％以上又は８方位以上のいずれか多い本数のボルトについて締め付け確認を行う。		1
	ケーソン	77　コンクリート	気中部	目視	コンクリートの劣化、損傷等の変状を確認する。		3
		78　コンクリート	水中部	潜水目視	コンクリートの劣化、損傷等の変状を確認する。		10
		79　構造物全体	気中部	目視	構造全体の傾斜、沈下、移動を確認する。		(3)
				測定	構造全体の傾斜、沈下、移動を、プラットフォームの上部天端の 4 隅の標高を測定するあるいはそれに類する方法で求める。		10
	底板コンクリート	80　コンクリート	水中部	潜水目視	コンクリートの劣化、損傷等の変状を確認する。		10
	海底地盤洗掘対策工	81　支持構造物周辺地盤	水中部	潜水目視又は測定	洗掘、土砂の堆積等の変状及び袋型根固材の安定性を確認する。		安定前密、安定後 10

図 5.2.3-2　統一的解説から変更した項目、記載等

【検査実施上の前提等】

※４．目視及び潜水目視並びに分解が不可能な項目については、検査の対象外とする。（ただし、代替の検査方法を検討すること。）

※５．検査の対象となる設備が、記載のない下部構造の場合、設置者が項目を組み合わせる等、適切に設定しなければならない。

※６．検査を実施する場所は、それぞれ気中部で実施する検査、水中部で実施する検査を表す。

※７．検査方法が潜水目視とある項目については、検査内容の確認が行えることを要件に、潜水士若しくは機器を使用し、又はこれらを組み合わせて検査を実施する。

※１０．点検周期（年）が丸かっこで示された項目については、日常的に点検を実施する場合、定期事業者検査は必ずしも行う必要はないことを示す。

※１１．点検周期（年）が「安定前密、安定後適切」の項目については、洗掘の進行が安定するまでは、海底地盤洗掘対策工の検査と同時に行う。洗掘の安定後は、10 年以内で適切な周期を設置者で設定することが望ましい。

※１２．点検周期（年）が「安定前密、安定後 10」の項目については、洗掘の進行が安定するまで頻度を密に実施（少なくとも 1 年 1 回）、安定後は 10 年とすることが望ましい。

図 5.2.3-3　統一的解説から変更した項目、記載等（3）

5.3. 定検解釈案の策定方針

ここでは、5. で示した定検解釈案の作成手順④定検解釈案の策定方針について記載する。

現行の定検解釈の予防的メンテナンスの考え方と、統一的解説で示された洋上風力発電設備の支持構造物のメンテナンス考え方を組み合わせながら、洋上風力発電設備の検査項目を新たに追記した定検解釈案を策定する。 記載方法は現行の定検解釈のレイアウトを踏襲し、1 つの表に全ての検査項目をまとめる。 各項目の点検周期については、現行の定検解釈に含まれる検査項目（RNA、タワー）については現行の定検解釈に基づいて 1 年、下部構造部の検査項目については統一的解説に基づいて気中部 3 年水中部 10 年とそれぞれ設定した。海底ケーブル配管・支持材の洗掘安定後の点検周期のみ、“10 年以内で適切”とした。

現行の定検解釈においては、陸上設置の風力発電設備を対象とした検査項目が、検査方法、内容、点検周期（年）とともに記載されている。しかし、その項目として挙げられている部位については、ブレード、ロータ、ナセルなどの機械設備やタワーが主となっており、洋上設置の風力発電設備に含まれる下部の基礎構造の項目などが含まれていない。

また、現行の定検解釈における検査項目は、定検解釈作成時の全ての風車メーカーの点検マニュアルから最短の点検周期を共通に設定したものとなっており、点検周期については、“予防的メンテナンスは高頻度であればあるほど良い”の考えで設定されている。

一方、洋上風力発電設備に含まれる支持構造物の点検項目については、統一的解説において既に整理されている。したがって、現行の定検解釈に記載のないこの点検項目については、基本的に統一的解説に記載の内容に準じて取りまとめることとする。上記を踏まえて本検討で作成する定検解釈案の全体像を図 5.3-1 に示す。

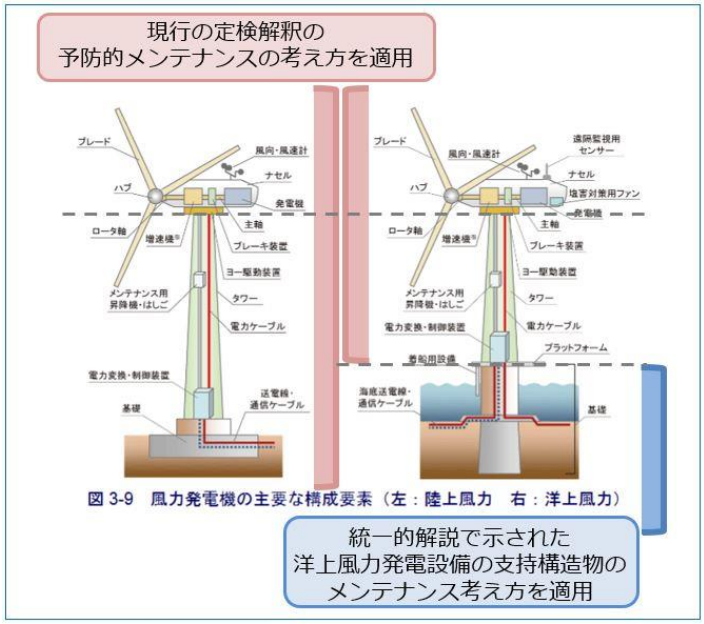


図 5.3-1 定検解釈案の全体像[68]

[68] NEDO 再生可能エネルギー技術白書第 2 版第 3 章 p.7 の図を改編し、図示した。

なお、統一的解説においては、下部構造・基礎の点検周期について、気中部の点検項目は 3 年、水中部の点検項目は 10 年と定められており、現行の定検解釈の各点検周期に比べ、長い周期として設定されている。

これは、5.2.3. で整理した事項に加え、日本における洋上風力発電設備の下部構造・基礎については、図 5.3-2 に示すとおり、最大で“港湾レベル 2 地震動”に対する設計が求められていることから、耐震設計が十分になされており、設計裕度が比較的高いことを前提としているためと、本事業では解釈した。

2.1.1　外力に対して安全な構造（着床式）

2.1.1.1　構造設計の基本方針（着床式）

（1）洋上風力発電設備等が適切な水準の安全性及び安定性を確保するよう、使用する風力発電機の特性を考慮すると共に、自然環境条件や地盤条件などの設計条件を適切に設定するものとする。

（2）洋上風力発電設備等の設計供用期間を適切に定めるものとする。

（3）洋上風力発電設備等の設計供用期間中に発生する荷重や外力の作用に対して、以下に示す要求性能を満足するものとする。

1）洋上風力発電設備等は、風、波、水の流れ、積雪、稀に発生する地震動、港湾の施設の技術上の基準に規定されるレベル 1 地震動（以下、「港湾レベル 1 地震動」と称す）等の作用により損傷せず、発電設備としての機能を満足するものとする。

2）洋上風力発電設備等は、極めて稀に発生する地震動の作用により、倒壊・崩壊しないものとする。また、設計津波の作用によっても、倒壊・崩壊しないものとする。

3）洋上風力発電設備等が損傷して、港湾に存する耐震強化施設の利用等に支障を及ぼすおそれのある場合には、港湾の耐震強化施設の設計に用いるレベル 2 地震動（以下、「港湾レベル 2 地震動」と称す）の作用によっても倒壊・崩壊しないことを確認するものとする。ただし、一般海域に設置される洋上風力発電設備等については、港湾レベル 2 地震動については検討を要しない。

図 5.3-2　技術基準の統一的解説[69]で示された、構造設計の基本方針（抜粋）

一方で、6.1.8. において後述するが、海外調査において DNV の指針、BSH の指針などでは、下部構造・基礎の点検周期は最大で 5 年程度と設定されており、上記とやや乖離があるといえる。この点について、今後も日本の洋上風力発電設備の運用実績を鑑みながら精査していくことの必要性について、本報告の提言 6.1.8. において示した。

また、各部位の検査項目について、定検解釈案の作成方法を図 5.3-3 に示す。現行の定検解釈においては、ブレード、ロータ、ナセル、タワー、基礎の順に陸上風力発電設備に含まれる部位の検査項目が記載されているが、それらの項目に追記する形で、統一的解説で示された洋上風力発電設備特有の設備項目に関する検査項目を記載した。統一的解説においては、下部構造の附帯設備、海底ケーブル、下部構造・基礎の点検項目としてモノパイル、ジャケット、ケーソン形式の順に、点検項目が記載されているため、それらの項目のうち定検解釈案に踏襲する項目について、統一的解説と同様の順序で追記する形とした。統一的解説では構造形式ごとに表が作成された[59]が、定検解釈案においては、1 つの表に全ての検査項目をまとめた。

[69] 洋上風力発電施設検討委員会「洋上風力発電設備に関する技術基準の統一的解説（令和 2 年 3 月版）」p. 35

各検査項目の点検周期は、現行の定検解釈の項目は変更しなかった。統一的解説に含まれる点検項目のうち、下部構造＋基礎については、“気中部 3 年、水中部 10 年、洗掘安定前は水中部 1 年”を踏襲した。海底ケーブル配管・支持材の洗掘安定後の点検周期のみ、5.5.8 に記載するとおり、“洗掘安定後、10 年以内で適切”と変更提案した。

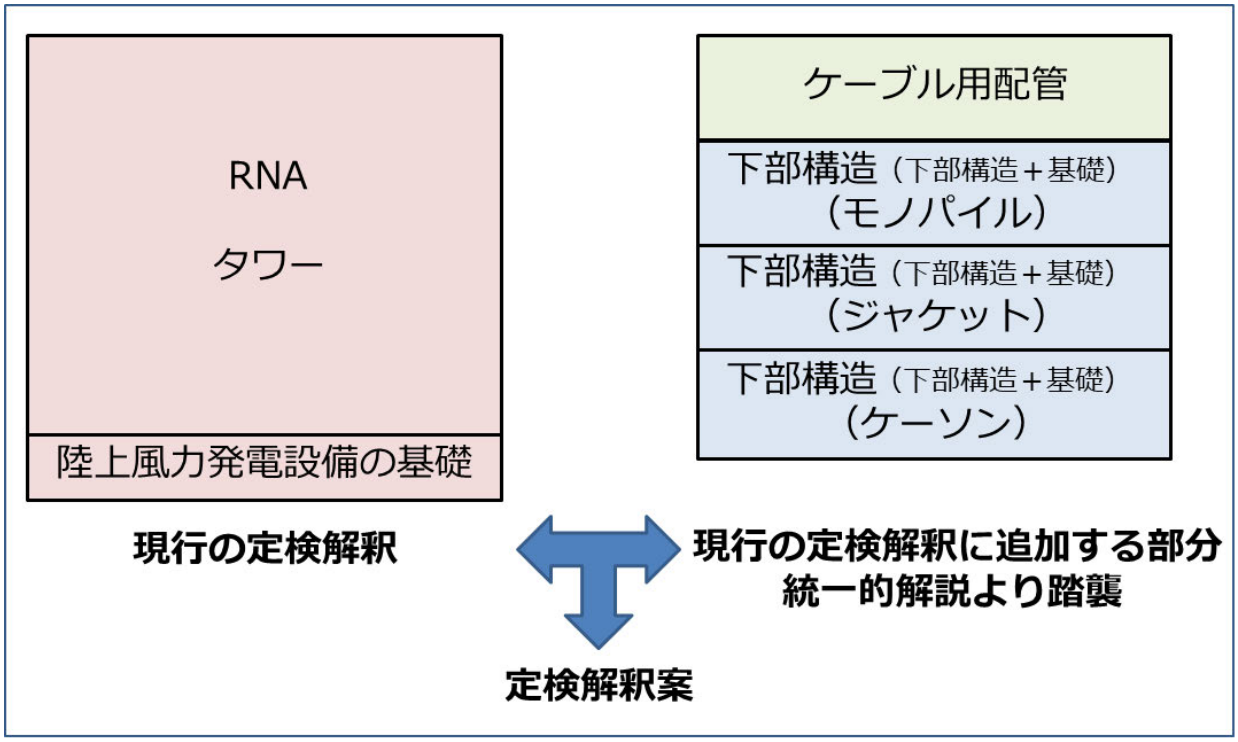


図 5.3-3　定検解釈案の構成

5.4. 定検解釈案（変更事項）

ここでは、5. で示した定検解釈案の作成手順⑤定検解釈案の内容のうち、現行の定検解釈に対する変更事項について記載する。変更事項である為、新旧対応表が存在する。新旧対応表に二重線を記した箇所が変更箇所である。

5.4.1.最新機等による項目及び内容の変更

海外調査を通して、最新機及び洋上特有の設備に合わせて、現行の定検解釈に変更が必要かを検討した。その結果、新設する項目は無く、現行の検査項目の変更で充足することを確認した。現行の定検解釈からの変更は大きく 2 点あり、1 点目は、限定的な記載を包括的な記載に変更すること、2 点目は、現行の定検解釈内での言葉及び他の規定にて使用されている言葉と統一することが必要であると判断した。

変更提案に伴う新旧対応表を表 5.4.1-2 及び表 5.4.1-3 に示す。

海外調査を通して、現行の定検解釈制定後に登場した最新の風車の型式(以下、最新機)に搭載された技術や、洋上風力特有の設備の点検項目を確認し、現行の定検解釈への追加・変更の検討を行った。その結果、最新機及び洋上特有の設備に対し新設する項目は無く、現行の検査項目の変更で充足することを確認した。

現行の定検解釈からの変更提案は大きく 2 点あり、1 点目は、限定的な記載を包括的な記載に変更すること、2 点目は、現行の定検解釈内での言葉及び他の規定にて使用されている言葉と統一することが必要であると判断した。この結果、5.4.1.1.に現行の検査項目 No.[25]11 についての変更提案を記載し、5.4.1.2.に現行の検査項目 No.31 をについて変更提案をする。No.11 を変更することにあわせ、No.2、No.9、No.29 にも変更が生じる。

まず、最新機及び洋上風力特有の設備を表 5.4.1-1 にまとめる。調査によって、①ライトニングロット、②ヘリホイストプラットフォーム、梯子、柵等、③空調設備、④塩害対策用ファンの 4 点を抽出した。それぞれの設備・技術について、検査の目的と紐づけ、定検解釈案への反映方法を検討した。

①ライトニングロットについては、No.11 を変更し、②ヘリホイストプラットフォーム、梯子、柵等については、No.31 を変更する提案を行った。あわせて、③空調設備、④塩害対策用ファンについては、現時点の調査では、その全てがナセル内部に設備されるものであるが、有識者検討会において、将来的にナセル外部に設備の一部が設置されることもあり得るとの指摘があり、②ヘリホイストプラットフォーム、梯子、柵等の提案の範囲を、これらに限定せず、将来的にどんな設備であっても、ナセル外部に付属する設備を包括的に検査対象にできるようにすることを想定し、現行の検査項目 No.31 を変更する提案とした。

表 5.4.1-1　最新機及び洋上風力特有の設備と検討結果

設備・技術名	種類	最新機・洋上特有	内容	検査の目的	検討結果
①ライトニングロット	放電ギャップ	最新機	放電ギャップの一種で、ギャップを飛ばして雷を地中に逃がす。複数メーカーの最新機に使用されている。	(雷を地中に逃がすことができず)火災等、落下・飛散	既存項目No.11の変更
②ヘリホイストプラットフォーム、梯子、柵等	ナセル外部付属品	洋上特有	ヘリから風車ナセル上へ、ホイストを用いて降下する為のプラットフォーム。アクセスの為に梯子や柵も存在しうる。	落下・飛散	既存項目No.31の変更
③空調設備	電気設備	最新機	風車内が高温になることによる機器の不具合を回避する為の設備。	現時点の調査では、該当する機種はない しかし将来的に、ナセル外部に設備の一部が存在する機種がでてくれば、外部設備の落下・飛散も想定されることから、②の提案の範囲を柵等に限定せずに、ナセル外部に付属する設備を包括的に検査対象にできるようにする。	既存項目No.31の変更
④塩害対策用ファン	電気設備	洋上特有	塩害対策の為に設置される設備。		

変更提案に伴う新旧対応表を表 5.4.1-2 及び表 5.4.1-3 に示す。

表 5.4.1-2　最新機等による項目及び内容の変更新旧対応表（旧）

（旧）現行の定検解釈の記載

項目			内容
接地システム	2　レセプター		レセプターに異常な被雷痕、溶損、減耗、飛散、剥離がないか確認する。
	3　ダウンコンダクター		ハブ内からダウンコンダクターに損傷がないか確認する。
			ダウンコンダクターについて導通試験等を行い、健全性を確認する。
ハブ	11　避雷導体		アースブラシ、ケーブル、ばねなどに損傷がないか確認する。 ブラシ面や摺動面が油や水分などの異物で汚れていないか確認する。
			ブラケットなどにガタツキがないか確認する。
			ブラシのホルダと摺動面の隙間を測定する。 ブラシの長さを測定する。
ナセル外部付属品	29　避雷レセプター	避雷針	避雷針に損傷や被雷痕がないか確認する。
	31　ナセルカバー外部ハンドレール		取付状態を確認する。 固定ボルトに緩みがないか確認する。

表 5.4.1-3　最新機等による項目及び内容の変更新旧対応表（新）

（新）定検解釈案の記載

項目			内容
接地システム	2　レセプタ		レセプタに異常な被雷痕、溶損、減耗、飛散、剥離がないか確認する。
	3　ダウンコンダクタ		ハブ内からダウンコンダクタに損傷がないか確認する。
			ダウンコンダクタについて導通試験等を行い、健全性を確認する。
ハブ	11　雷電流排流部		ブラシ、放電端子、ケーブル、ばねなどに損傷がないか確認する。 ブラシ面や摺動面が油や水分などの異物で汚れていないか確認する。
			取付け具などにガタツキがないか確認する。
			ブラシのホルダと摺動面の隙間を測定する。 ブラシの長さ又は放電ギャップを測定する。
ナセル外部付属品	29　避雷針・接地線	避雷針	避雷針に損傷や被雷痕がないか確認する。
	31　その他ナセル外部付属品		ナセル外部に取付けられる、プラットフォーム、ハンドレール、梯子、柵などに損傷やガタツキがないか確認する。 取付けボルトに緩みがないか確認する。

5.4.1.1.現行の検査項目 No.11 の変更提案

表 5.4.1.1-1 に現行の検査項目 No.11 及びその関連項目の変更の内容をまとめる。

5.4.1.で示した、①ライトニングロットについては、ハブ・ナセル間において、放電ギャップにより、雷電流を排流する方法の１つである。現行の定検解釈の作成時においても、数は少ないものの、放電ギャップによる排流方法は存在していたが、現行の定検解釈は、雷電流の排流方法がブラシであることを前提にした限定的な記載であった。ライトニングロットは、複数メーカーの最新機に搭載され、今後主流になっていくことが想定されることから、放電ギャップによる排流方法にも対応できるよう、包括的な記載に変更することとした。

あわせて、避雷導体という言葉は、他の法令や規定を調査したところ、現行の定検解釈でのみ使用されており、有識者検討会において、避雷導体という言葉の使用に疑問視する意見があったことから、JEA 発行の日本電気技術規格委員会規格　JESC　V0001(2019)「風力発電規定」で使用される言葉に統一する提案を行った。No.11 以外にも、No.2 レセプターをレセプタに変更し、No.3 ダウンコンダクターをダウンコンダクタに変更。No.29 避雷レセプターを避雷針・接地線に変更する提案を行った。避雷針・接地線の“・”は、No.8 ボルト・ナットより流用し、避雷針と接地線でセットであることを意味した。

なお、風技解釈[70]では“レセプター”が使用されていることから、風技解釈も将来的に改正されることを前提とする。

表 5.4.1.1-1　現行の検査項目 No.11 及びその関連項目の変更内容

検査項目No. 項目名	変更内容	変更前の状況	変更理由
11.避雷導体	1）雷電流の排流方法の種類によらない記載	雷電流の排流方法が、ブラシであることを前提にした記載となっている。	限定的な記載であり、ブラシ以外の、ライトニングロット等の放電ギャップによるものにも対応するよう、包括的な記載に変更する。
	2）避雷導体という言葉を、風力発電規定で使用される言葉に統一する	避雷導体という言葉は、現行の定検解釈のみでしか利用されていない。	他の規定にて使用されている言葉と統一する。
2. レセプター	風力発電規定で使用される言葉に統一する	レセプターという言葉は、風技解釈第7条6項及び同逐条解説にて使用されている	
3.ダウンコンダクター			
29.避雷レセプター			

[70] 発電用風力設備に関する技術基準を定める省令及びその解釈に関する逐条解説　第７条第６項第一号イ（ロ）雷撃から風車を保護する効果が高く、かつ、容易に脱落しない適切なレセプターを風車へ取付けること。

図 5.4.1.1-1 に現行の検査項目 No.11 の新旧の変更箇所をまとめ、図 5.4.1.1-2 にライトニングロットの損傷事例を図示する。

項目に使用した“部”は、場所を示す言葉として使用しており、No.26 ナセル架構　母材部より流用した。雷電流排流装置、雷電流排流設備も考え得るが、装置、設備では大きなものになりすぎと考えた。

内容に、ブラシ、放電ギャップと併記することを提案した。“放電端子”は、ここでは放電ギャップに存在する、モノを示している。他に“受電体”の使用もあり得る。

また、“ブラケット”という名称を、“取付け具”という装備の機能を示す言葉に変更した。現行の定検解釈の中では、他に、No.8 ブラケット取付ボルト、No.17 取付けボルトがある。項目においては“取付”であるが、内容における記載は“取付け”が使用されているため、合わせた。他に“取付金具”や“固定金具”の使用もあり得る。放電ギャップについては、放電端子と相手側の隙間、距離を示している。

■変更前　変更箇所に赤字を示す

項目	検査方法	内容	周期（年）
11 ~~避雷導体~~	目視	~~アース~~ブラシ、ケーブル、ばねなどに損傷がないか確認する。 ブラシ面や摺動面が油や水分などの異物で汚れていないか確認する。	1
	触手又は測定	~~ブラケット~~などにガタツキがないか確認する。	1
	測定	ブラシのホルダと摺動面の隙間を測定する。 ブラシの長さを測定する。	半

■変更後

項目	検査方法	内容	周期（年）
11 雷電流排流部	目視	ブラシ、放電端子、ケーブル、ばねなどに損傷がないか確認する。 ブラシ面や摺動面が油や水分などの異物で汚れていないか確認する。	1
	触手又は測定	取付け具などにガタツキがないか確認する。	1
	測定	ブラシのホルダと摺動面の隙間を測定する。 ブラシの長さ又は放電ギャップを測定する。	半

図 5.4.1.1-1　現行の検査項目 No.11 の新旧の変更箇所



図 5.4.1.1-2　ライトニングロットの損傷事例

5.4.1.2. 現行の検査項目 No.31 の変更提案

表 5.4.1.2-1 に現行の検査項目 No.31 の変更の内容をまとめる。

5.4.1. で示したとおり、②ヘリホイストプラットフォーム、梯子、柵等の提案の範囲を、これらに限定せず、将来的にどんな設備であっても、ナセル外部に付属する設備を包括的に検査対象にできるようにすることを想定し、No.31 ナセルカバー外部ハンドレールの項目名を“その他ナセル外部付属品”と変更し、あわせてその検査内容を変更する提案とした。

5.4.1. で示した③空調設備、④塩害対策用ファンについては、現時点の調査では、その全てがナセル内部に設備されるものであるが、将来的にナセル外部に設備の一部が設置されたとしても、この表記で検査の対象とされることを考慮した。

あわせて、内容に“固定ボルト”とされたものを“取付けボルト”と変更した。この検査項目のみに“固定ボルト”と記載されており、現行の定検解釈内での言葉と統一することを目的に変更を提案した。また有識者より損傷だけではなく、“ガタツキ”も記載した方が良いとの意見があり、その旨を追加した。

図 5.4.1.2-1 に現行の検査項目 No.31 の新旧の変更箇所をまとめる。図 5.4.1.2-2 ナセルカバー外部ハンドレール例を示す。赤線の箇所がハンドレールである。

表 5.4.1.2-1　現行の検査項目 No.31 の変更内容

検査項目No.と項目名	変更内容	変更前の状況	変更理由
31.ナセルカバー外部ハンドレール	1)“その他ナセル外部付属品”と変更して、ナセル外部に付属するものをまとめる。複数例示の後に“など”と記載する。	ハンドレールに限定した記載である	限定的な記載から、ナセル外部に付属するものは、検査の対象となるよう、包括的な記載に変更する。
	2)“取付けボルト”に変更する	固定ボルト	現行の定検解釈内での言葉と統一する。

■変更前　変更箇所に赤字を示す

設備	項目	検査方法	内容
ナセル外部付属品	29 避雷レセプター	ナセル外部付属品のうち、31.ナセルカバー外部ハンドレールのみに変更を加える	
	30 風向風速計		
	31 ~~ナセルカバー外部ハンドレール~~	目視および触手	~~取付状態を確認する。~~ 固定ボルトに緩みがないか確認する。

■変更後

設備	項目	検査方法	内容
ナセル外部付属品	31その他ナセル外部付属品	目視および触手	ナセル外部に取付けられる、プラットフォーム、ハンドレール、梯子、柵などに損傷やガタツキがないか確認する。取付けボルトに緩みがないか確認する。

図 5.4.1.2-1　現行の検査項目 No.31 の新旧の変更箇所

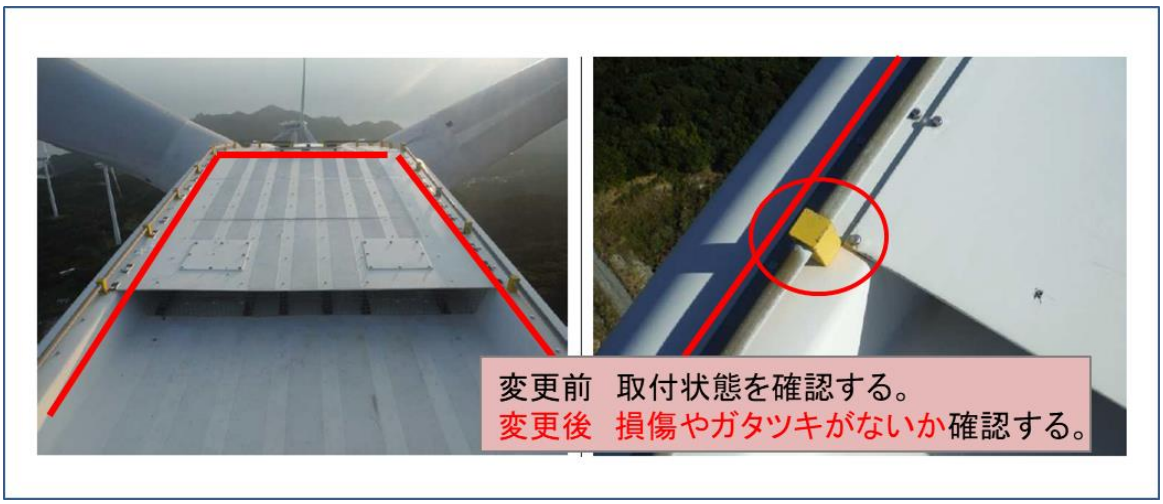


図 5.4.1.2-2　ナセルカバー外部ハンドレール例

なお、ナセル外部には、航空法に定める航空障害灯や、ナセル上部のヘリホイストプラットフォームに付属する信号灯で、ガイドライン CAP437「Standards for offshore helicopter landing areas」で定められる安全な降下の為に設置される信号灯も設置されることが想定されるが、これらについては、5.5.3.に記載の通り【検査実施上の前提】に“※３．電気事業法以外の法令やガイドラインによって設置される項目については、検査の対象外とする。”と記載し、対象外とする旨を明記した。なお、この注記は現時点では No.31 のみを想定していることから、No.31 の備考欄に記載する案もあり得る。

5.4.2. “雷対策重点地域”の表記の変更

現行の定検解釈における雷対策重点地域という言葉を、風技解釈で使用されている言葉に変更を提案した。その際、風技解釈の区分は行政区域単位で行われている為、“洋上風力発電設備の地域区分は、隣接する行政区域に拡張し推定する。”との文言を加えることで、推定である旨が伝わるように補記を提案した。

（旧）現行の定検解釈の記載

点検周期（年）の列

2又は3（雷対策重点地域は２年とすることが望ましい。）

（新）定検解釈案の記載

【検査実施上の前提】

※９．点検周期（年）が「２又は３」の項目については、「発電用風力設備の技術基準の解釈」に定められている、「A線で囲まれた地域」は２年とすることが望ましい。洋上風力発電設備の地域区分は、隣接する行政区域に拡張し推定する。

図 5.4.2-1 のとおり、現行の定検解釈において、点検周期(年)の列に存在する、雷対策重点地域という言葉は、NEDO 日本型風力発電ガイドライン落雷対策編で定義された言葉であり、その言葉を風技解釈で規定する、別図１のA線で囲まれた地域に変更し、記載場所を点検周期（年）から、定検解釈最下部の【検査実施上の前提】に記載する方法に変更を提案する。

本提案の目的は、図 5.4.2-2 のとおり、現時点で、NEDO 雷対策重点地域と風技解釈 別図１のA線で囲まれた地域は、同一エリアであり、問題は生じていないが、今後の改正時に発生しうる両者の相違を想定し、同じ電気事業法で規定される風技解釈と定検解釈を関連付けることで、風技解釈の改正時に定検解釈の改正を必要とせずに参照されることを意図したものである。

現行の定検解釈で、雷対策重点地域と規定した経緯は、以下の通りである。

・2008 年 NEDO 日本型風力発電ガイドライン落雷対策編

・2012 年風技解釈制定

この際、NEDO の雷対策重点地域と風技解釈の別図１のA線で囲まれた地域は、同一エリアで制定された。

・2017 年現行の定検解釈作成

この時に業界内で一般的であった、雷対策重点地域という言葉を使用し、現行の定検解釈が作成された。

なお、本提案により追加した、“洋上風力発電設備の地域区分は、隣接する行政区域に拡張し推定する。”という文言ついては、統一的解説[71]に記載される内容と相違は生じず、一般海域を含めた想定により定検解釈案の文章を作成している。また、有識者検討会において、“推定する”との表現が望ましいとの意見があったことから、その内容を含め提案した。

[71]統一的解説 p.70 港湾区域の洋上風力発電設備等における落雷対策は、この地域区分を隣接する港湾区域に拡張し、

（別表２）開放、分解による点検及び作動試験等の定期事業者検査の十分な方法の解釈（風力設備）

設備	項目		検査方法	内容	備考	点検周期（年）
ブレード	1　表面		目視又は触手若しくは測定	ブレードの表面に損傷（ゲルコート剥がれや外皮クラック）や被雷痕（すす）がないか目視等で確認する。 損傷又は被雷痕が確認された場合は、触手等で確認する。		1
	接地システム	2　レセプター	目視	レセプターに異常な被雷痕、溶損、減耗、飛散、剥離がないか確認する。		1
		3　ダウンコンダクター	目視	ハブ内からダウンコンダクターに損傷がないか確認する。		1
			試験	ダウンコンダクターについて導通試験等を行い、健全性を確認する。	導通を常時モニタリングしている場合を除く。	2 又は 3 （雷対策重点地域は２年とすることが望ましい。）

図 5.4.2-1　現行の定検解釈の記載

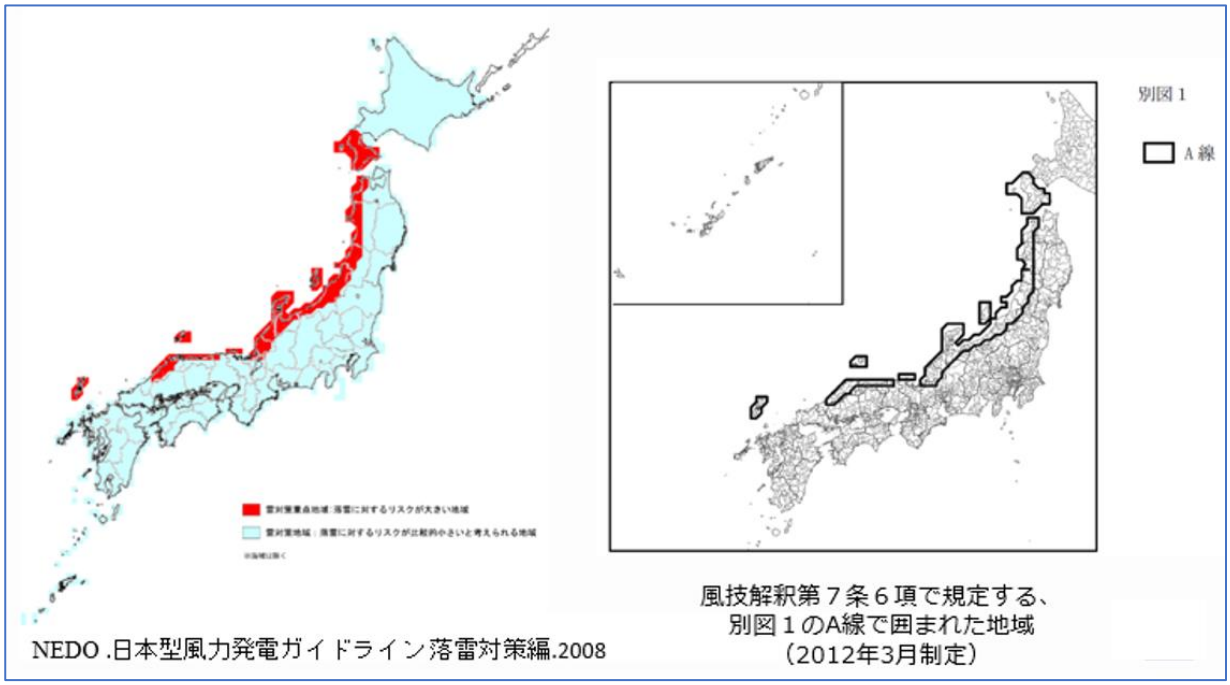


図 5.4.2-2　雷対策重点地域と風技解釈 別図１の A 線で囲まれた地域は現時点で同一

5.4.3.【検査実施上の前提等】へのタイトルの変更

定検解釈案の【検査実施上の前提】に記載した内容には、前提のみならず、注釈や補足に該当する項目があることから、タイトルを【検査実施上の前提等】と等を追加する提案を行った。
（旧）現行の定検解釈の記載
【検査実施上の前提】
（新）定検解釈案の記載
【検査実施上の前提等】

定検解釈案の【検査実施上の前提】に記載した内容には、前提のみならず、注釈や補足に該当する項目があることから、タイトルを【検査実施上の前提等】と等を追加する提案を行った。
前提、注釈、補足の定義と、記載した項目の分類については、以下を想定している。

・【前提】ある物事が成り立つためにあらかじめ満たされていなければならない条件のこと。
※２．各設備において該当する項目が無い場合には、検査は省略してよい。
※３．電気事業法以外の法令やガイドラインによって設置される項目については、検査の対象外とする。
※４．目視及び潜水目視並びに分解が不可能な項目については、検査の対象外とする。（ただし、代替の検査方法を検討すること。）
※５．検査の対象となる設備が、記載のない下部構造の場合、設置者が項目を組み合わせる等、適切に設定しなければならない。
※８．点検周期（年）は、一例であり、示された周期以上の頻度で、点検を行うことが望ましい。

・【補足】つけたして補うこと。
※１．検査の方法及び検査の結果の判定基準は、メーカーの技術資料、一般社団法人日本風力発電協会発行「風力発電設備 ブレード点検および補修ガイドライン（JWPA G0001）」（ただし、表の項目１～５に限る。）、洋上風力発電施設検討委員会発行「洋上風力発電設備の維持管理に関する統一的解説」（ただし、表の項目 43～81 に限る。）等に基づいて、電気工作物設置者（以下、設置者という）が設定する。
※７．検査方法が潜水目視とある項目については、検査内容の確認が行えることを要件に、潜水士若しくは機器を使用し、又はこれらを組み合わせて検査を実施する。
※９．点検周期（年）が「２又は３」の項目については、「発電用風力設備の技術基準の解釈」に定められている、「A 線で囲まれた地域」は２年とすることが望ましい。洋上風力発電設備の地域区分は、隣接する行政区域に拡張し推定する。
※１１．点検周期（年）が「安定前密、安定後適切」の項目については、洗掘の進行が安定するまでは、海底地盤洗掘対策工の検査と同時に行う。洗掘の安定後は、10 年以内で適切な周期を設置者で設定することが望ましい。
※１２．点検周期（年）が「安定前密、安定後 10」の項目については、洗掘の進行が安定するまで頻度を密に実施（少なくとも 1 年 1 回）、安定後は 10 年とすることが望ましい。

・【注釈】本文の語句や文章をとりあげてその意味を解説すること。また、その解説したもの。

※６．検査を実施する場所は、それぞれ気中部で実施する検査、水中部で実施する検査を表す。

※１０．点検周期（年）が丸かっこで示された項目については、日常的に点検を実施する場合、定期事業者検査は必ずしも行う必要はないことを示す。

5.4.4.【検査実施上の前提】※１．検査方法及び判定基準の変更

定検解釈案に追加した海底ケーブル用配管・支持材、及び、下部構造＋基礎については、統一的解説に基づいて、設置者が設定することができる旨を記載した。あわせて、記載の順番を変更し、設定する主体が電気工作物設置者である旨を明記した。また、表のタイトルにある“検査方法”と、ここで定義したい“検査の方法”が混同しないよう、定期安全管理審査内規の記載に従って記載の変更を提案する。

（旧）現行の定検解釈の記載

※１．検査方法及び判定基準は、一般社団法人日本風力発電協会発行「風力発電設備 ブレード点検および補修ガイドライン（JWPA G0001)」（ただし、表の項目１～５に限る。)、メーカーの技術資料等に基づいて設定する。

（新）定検解釈案の記載

※１．検査の方法及び検査の結果の判定基準は、メーカーの技術資料、一般社団法人日本風力発電協会発行「風力発電設備 ブレード点検および補修ガイドライン（JWPA G0001)」（ただし、表の項目１～５に限る。)、洋上風力発電施設検討委員会発行「洋上風力発電設備の維持管理に関する統一的解説」（ただし、表の項目 43～81 に限る。）等に基づいて、電気工作物設置者（以下、設置者という）が設定する。

定検解釈案に追加した表の項目 No.43 海底ケーブル用配管、及び、No.44～81 下部構造＋基礎については、統一的解説に基づいて、設置者が検査方法及び判定基準を設定することができる旨を記載した。

あわせて、記載順の変更提案を行った。現行の定検解釈においては、表の項目１～５の限定のあと、表の全体に適用できるメーカーの技術資料が記載されているが、定検解釈案においては、まず表の全体に適用できるメーカーの技術資料のあとに、表の項目１～５に限定し、その次に表の項目 43～81 に限定し、最後に等を記載する順に変更を行った。

また、設定する主体についての記載について、現行の定検解釈内には存在しなかったことから、電気工作物設置者である旨を明記した。電気事業法等を参照すれば、定期事業者検査の実施主体は設置者であることが判明するが、定検解釈案の【検査実施上の前提】にて提案した※１、※５[72]、※１１[73]のそれぞれに“設定する”という言葉を使用したため、明確化を目的に記載した。

[72] ※５．検査の対象となる設備が、記載のない下部構造の場合、設置者が項目を組み合わせる等、適切に設定しなければならない。

[73] ※１１．点検周期（年）が「安定前密、安定後適切」の項目については、洗掘の進行が安定するまでは、海底地盤洗掘対策工の検査と同時に行う。洗掘の安定後は、10 年以内で適切な周期を設置者で設定することが望ましい。

また、現行の定検解釈における※１の記載は、定検解釈の内容ではなく、図 5.4.4-1 のとおり、「定期安全管理審査内規　添付資料１－１」にある“具体的な検査の方法と判定基準”について記載してものであることから、その旨を明確化する必要があると考えた。

すなわち、現行の定検解釈の※１ “検査方法及び判定基準”は、現行の定検解釈の表タイトルにある“検査方法”の列と混同し得ることから、検査の方法”に変更を提案した。

あわせて、“判定基準”においても、何を示すか不明瞭と考え、“検査の結果の判定基準”であることから、明確化を目的に変更することを提案した。

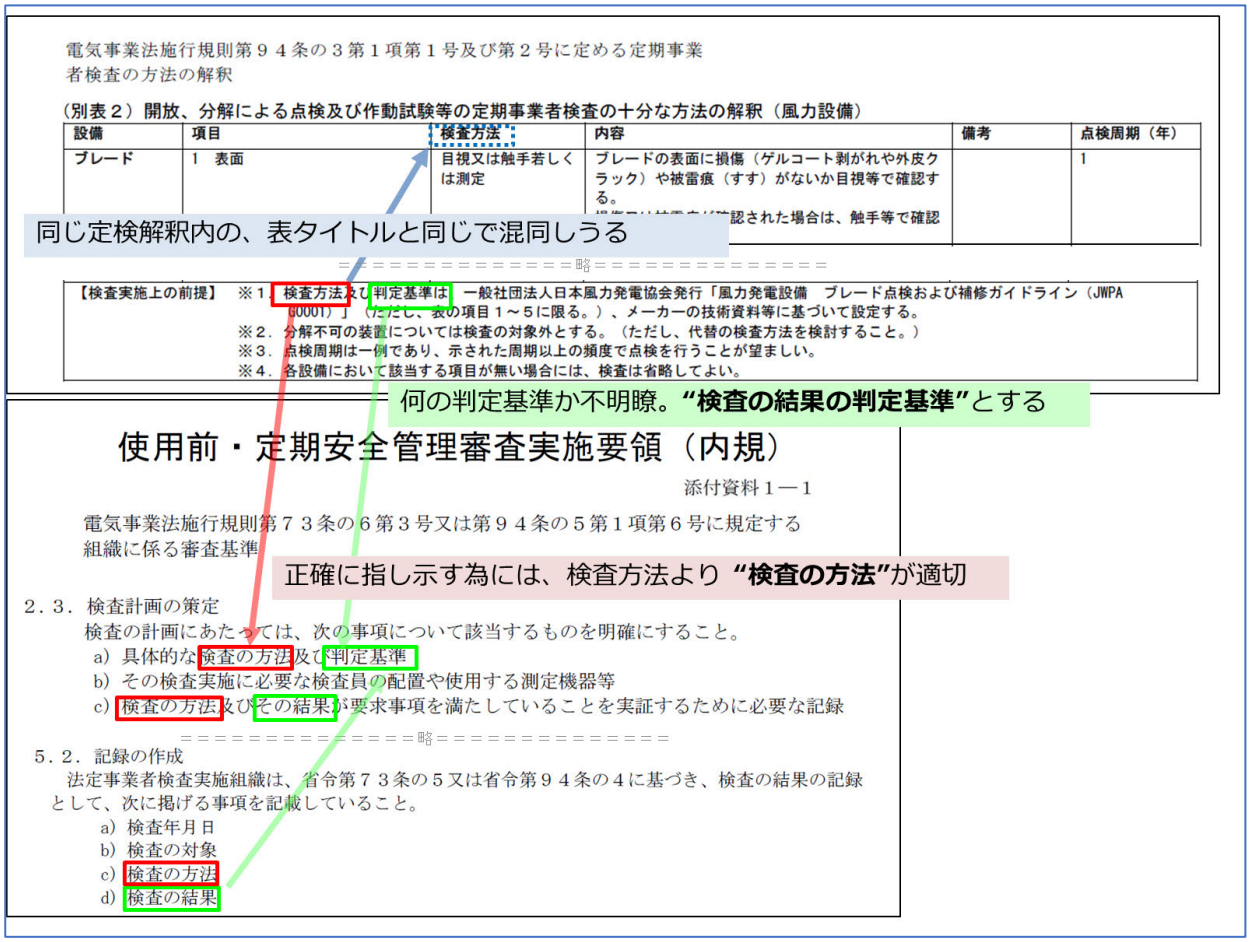


図 5.4.4-1　定検解釈の別表２と定期安全管理審査内規で示される内容の関係図

5.4.5.【検査実施上の前提】における点検周期の変更

現行の定検解釈の表のタイトルに一致させる目的で、（年）の追加を提案する。
（旧）現行の定検解釈の記載
※３．点検周期は一例であり、示された周期以上の頻度で点検を行うことが望ましい。
（新）定検解釈案の記載
※８．点検周期（年）は一例であり、示された周期以上の頻度で点検を行うことが望ましい。

現行の定検解釈の表のタイトルに一致させる目的で、(年）の追加を提案した。今回の変更提案については、結論としてこれのみであるが、有識者検討会においては、この点検周期（年）の列及び【検査実施上の前提】に記載された内容について、この意図する内容が設置者に誤解なく伝えられる必要性について意見があり、本項においては、その意図を以下に整理する。整理した結果、定検解釈案の文章としては、現行の定検解釈に追加で変更を加える必要が無いと判断した。

・点検周期そのものについては、あくまで一例を示し、さらに点検周期を例示より高頻度化することを促した文章である。また、定検解釈の例示より長い周期で点検を計画する場合には、3.1.5.に示したとおり、定検解釈の前文[30]のある、“十分な保安水準の確保が達成できる技術的根拠があれば”設置者は点検周期を例示より長い周期で設定することが可能である。この内容については3.1.7にて示した。

電気事業法施行規則（平成７年通商産業省令第７７号）第９４条の３第１項第１号及び 第２号に規定する定期事業者検査の十分な方法について、発電用火力設備、燃料電池設 備及び風力設備に適用する場合の解釈を下記のとおり制定する。
また、本解釈は、平成２９年４月１日から施行することとし、「電気事業法施行規則第９４条の３第１項第１号及び第２号に定める定期事業者検査の方法の解釈」（平成２３年４月４日付け平成２３・０１・２８原院第３号、ＮＩＳＡ－２３４ａ－１１－２）は、廃止する。
なお、同各号に規定する定期事業者検査の十分な方法は、この解釈に限定されるものではなく、同各号に照らして十分な保安水準の確保が達成できる技術的根拠があれば、同各号に適合するものと判断することとする。

図 3.1.5-2　現行の定検解釈の前文抜粋（再掲）

・2.2.1.で示した海外調査結果のうち、調査項目“⑨水中部分の鋼材、コンクリート部材の点検において、実施している点検項目の内容”において、水中部の点検周期は、DNV の指針及び BSH の指針にのっとり 5 年以下の点検周期で点検を実施しているとの回答を得た。また、統一的解説でも JWPA から提案されている事業者自主基準の事例が紹介されており[74]、設置者の判断により点検周期 10 年未満で点検を実施する場合も何ら問題なく、【検査実施上の前提】で示した文章の意図通りである。

・周期についての記載であり、何年目に実施するかを記載したものではない。例えば、10 年周期の例示に対し、8 年目に実施した場合は、10 年周期以下であることから、何ら問題はない。

・また、周期の記載であり、何年目に実施するかを記載したものではないことから、例えば風力発電設備 50 基を有する 1 つのウィンドファームが、10 年周期を例示する検査項目に対し、例えば、6 年目から 10 年目の 5 年間に分けて、毎年 10 基ずつ、計 50 基の点検を実施することも問題ない。

このような点検手法は、海外の指針においても示されており、定期事業者検査における点検の実施においても、同様の点検手法にて点検が可能である。例えば、本報告書の 6.1.8.で示す、BSH の指針では、“*RNA の定期検査は、洋上ウィンドファームの風力タービンの少なくとも 25%に対して実施され、 4 年周期ですべての RNA が検査されなければならない。*”と示されており、定期事業者検査においても、定検解釈で例示した周期内での点検であれば、いつ点検するは問われていない。

[74] 統一的解説 p.73 2.3.3 点検周期
加えて、(一社) 日本風力発電協会の調査における海外の事業者の洋上風力発電設備等の自主基準によると、基本的に気中部は 1 年に 1 回、水中部は 5 年に 1 回、ドイツは 4 年に 1 回となっている。また、(一社) 日本風力発電協会から提案されている事業者の定期点検周期の自主基準例によると基本的に気中部 1 年 1 回、水中 5 年 1 回（参考資料.6）となっている。

5.5. 定検解釈案（追加事項）

ここでは、5. で示した定検解釈案の作成手順⑤定検解釈案の内容のうち、現行の定検解釈に新たに追加する事項について記載する。

5.5.1. 現行の定検解釈との名称表記の整合性の確保

基本的に洋上風力発電設備特有の点検項目については、統一的解説に準じて定めたが、各項目名については、現行の定検解釈との整合性を図った。

洋上風力発電設備特有の点検項目を表記するうえで、統一的解説に準じて定めた。統一的解説の記載内容を定検解釈案に落とし込む上で、第 2 回有識者検討会においては、統一的解説における基礎部の点検項目を定検解釈案に転記する場合、図 5.5.1-1 の通り、基本的に定検解釈の“設備”、“項目”、“検査方法”、“点検周期”に対して、統一的解説に記載されている定期点検の事例の表における“設備”、“項目”、“点検方法”、“点検周期”と対応させる方針を示し、有識者の承認を得た。

また、統一的解説においては、”下部構造＋基礎”にあたる定期点検の項目が、モノパイル構造、ジャケット構造、ケーソン構造の各構造種別に別々の表に分けて記載されている。一方、現行の定検解釈においては、これらを別々にするのではなく、一つのリストにまとめ、定検解釈の“設備”の欄にそれぞれの構造種別を併記する形（例えば、モノパイル構造であれば“下部構造（下部構造＋基礎（モノパイル構造））”と記載）で記載した。

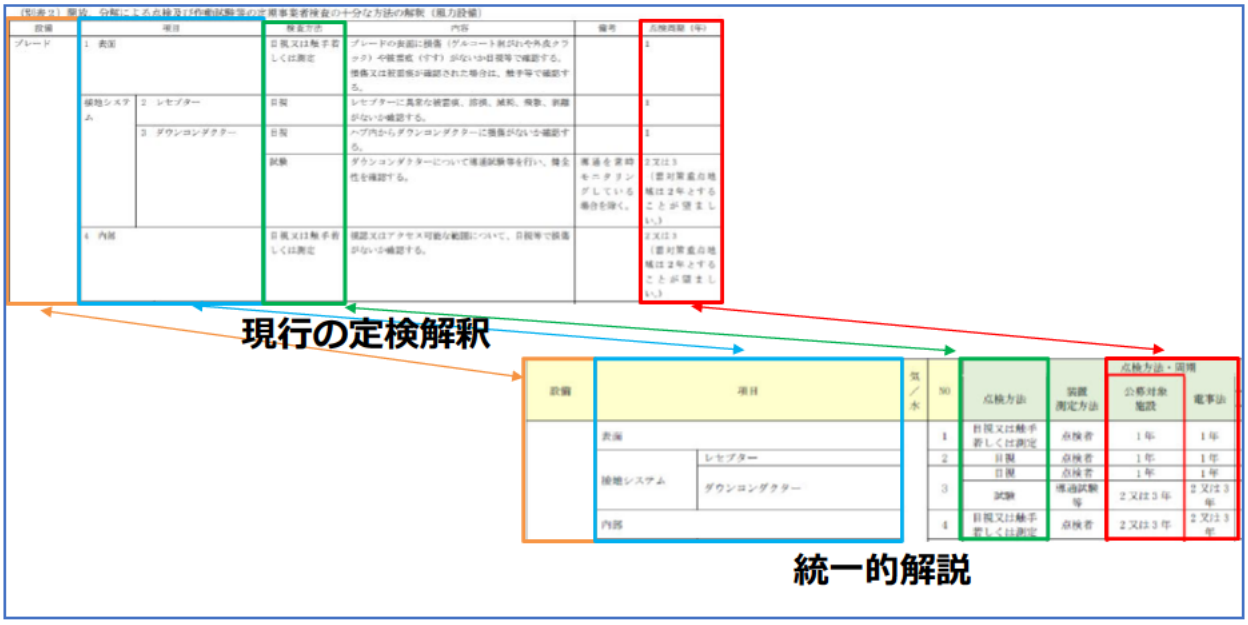


図 5.5.1-1　統一的解説と現行の定検解釈の対応関係

また、統一的解説に記載のない“内容”については、点検診断ガイドラインや海外調査結果を踏まえながら、各部の検査・点検内容について記載する方針についても同じく承認を得た。上記の方針において、統一的解説に記載の点検項目を定検解釈案に記載し、現行の定検解釈との整合性を図ることとした。この内容は、5.5.2.に記す。

一方、統一的解説の“項目”欄においては、一部の項目において、図 5.5.1-2 に示す通り点検項目の名称に加え、点検時に確認すべき状態（腐食、亀裂、損傷、損耗、傾斜、沈下）が記載されている箇所が存在した。そうした点検項目に関し、上記の確認すべき状態については同“内容”欄に転記することで、現行の定検解釈の表記方法との整合性を図った。

設備	項目	
下部構造（下部構造＋基礎）	接合部	ボルト接合部（タワー基部）
		グラウト接合部（TP・MP）
		グラウト接合部（TP・MP）
	トランジッションピース(TP)	鋼材の腐食、亀裂、損傷
		被覆防食工の損傷
		電気防食工（電位）
		鋼材の腐食、亀裂、損傷
		被覆防食工の損傷
		電気防食工（陽極）損傷、損耗
		海生付着物
	モノパイル(MP)	鋼材の腐食、亀裂、損傷
		被覆防食工の損傷
		電気防食工（電位）
		鋼材の腐食、亀裂、損傷
		被覆防食工の損傷
		電気防食工（陽極）損傷、損耗
		海生付着物
	モノパイル構造全体	傾斜
		沈下
		傾斜
		沈下

図 5.5.1-2　統一的解説において確認すべき状態が記載されている例

また、現行の定検解釈における“ボルト接合部”は現行の定検解釈のタワーと同様の点検内容となることから、その項目名称は“ボルト・ナット”と表記を統一化した。その他変更した項目に関して、その変更前後の名称と変更理由についてそれぞれ表 5.5.1-1 に示す。

表 5.5.1-1　統一的解説からの名称の変更項目

統一的解説	定検解釈案	備考
ボルト接合部	ボルト・ナット	現行の定検解釈におけるタワーの“ボルト・ナット”と同じ種別の部位となるため、同表記に整合させた表記とした。
グラウト接合部（TP・MP）	グラウト（トランジションピース・モノパイル）	より明解な検査対象部位の表記とした。
構造全体	構造物全体	
海底地盤洗掘対策工	海底地盤洗掘対策工　支持構造物周辺地盤	海外における洗掘検査実態調査に基づいて、洗掘対策工の検査場所に関して、よりイメージがつきやすいような表記とした。

5.5.2.統一的解説に記載のない検査内容に関する記載

統一的解説においては、検査内容の記載がないため、現行の定検解釈、点検診断ガイドラインや海外調査の知見に基づいて、定検解釈案における各項目の点検内容を明記する。

現行の定検解釈においては、各検査項目に関して、検査の実施内容の詳細を明確に検査内容として示している。一方、統一的解説においては、洋上風力の下部構造の点検の実施内容については、定期点検の事例の表中に明記されていない。したがって、洋上風力発電設備の下部構造を含む各項目の点検内容について、現行の定検解釈、港湾の施設の点検診断ガイドライン[75]、海外調査の知見に基づいて定検解釈案において記載することとした。

統一的解説において記載されている下部構造の点検項目については、その多くが港湾法に基づく対象施設である係留施設（支持構造物）の点検の方法を具体的に定める港湾の施設の点検診断ガイドラインに基づいて定められている。また、統一的解説における“解説”、“定期点検の事例”には、港湾の施設の点検診断ガイドラインの参照箇所の記載がある点検項目がある。

・下部構造・基礎の点検診断項目は「港湾の施設の点検診断ガイドライン」第 3 編係留施設第 4 章直杭式横桟橋の点検診断を参照している。（下部構造・基礎等　杭式基礎（モノパイル構造）の定期点検の事例）

・下部構造・基礎の点検診断項目は「港湾の施設の点検診断ガイドライン」第 3 編係留施設第 4 章直杭式横桟橋の点検診断を参照している。ジャケット式桟橋の点検診断は、直杭式横桟橋の点検診断を参考にすることができる（港湾の施設の点検診断ガイドライン P3-58 より）（下部構造・基礎等　杭式基礎（ジャケット構造）の定期点検の事例）

・下部構造・基礎の点検診断項目は「港湾の施設の点検診断ガイドライン」第 3 編係留施設第 2 章ケーソン式係船岸の点検診断を参照している。（下部構造・基礎等　杭式基礎（ケーソン構造）の定期点検の事例）

上記の項目については、そのまま該当箇所の解説文を引用することで、点検内容を明記する。また、参照箇所の明記がない点検箇所であったとしても、「港湾の施設の点検診断ガイドライン」において、対応すると考えられる部位についての点検内容に関する記述が参照できる場合、該当箇所を引用する。

[75] 国土交通省港湾局：港湾の施設の点検診断ガイドライン　第 2 部 実施要領，2014.7

一方、いくつかの点検項目については、上記文献に関連する解説が見当たらなかったことから、他文献の記述を参照した。

まずタワーと下部構造の接合部における“グラウト接合部”については、DNV の指針[76]に記載の以下の記述を参照した。

9.6.1.5 For grouted connections it is important to inspect the grout seal, which ensures confinement, for cracks and loss of grout at the top and bottom of the connections. This is particularly important for connections where bending moments are transferred through the grout. For conical-shaped connections it is important to check that the amount of settlements is as expected. *9.6.1.5 グラウト接合部の上部と下部に亀裂や脱落がないか、グラウトシールの部分に異常がないかを確認する。この検査はグラウト接合部を通じて曲げモーメントが伝達される接合部において、特に重要である。円錐形の接合部においては、その沈下がないことを確認する。*

また、“ボルト接合部”については、2.2.1.で示した海外調査結果のうち、調査項目“⑨水中部分の鋼材、コンクリート部材の点検において、実施している点検項目の内容”において、タワーと下部構造のボルト接合部についても、タワーのボルト接合部と同様の点検内容を実施することが分かった。そのため、現行の定検解釈における“検査項目 No.35 タワー　ボルト・ナット”の検査内容と同様の記述を参照した。

“海生付着物”については、2.2.1.で示した海外調査結果のうち、調査項目“⑨水中部分の鋼材、コンクリート部材の点検において、実施している点検項目の内容”のヒアリング調査の際に、どの程度の検査を行えばよいか明確にさせてほしいとの意見があった。したがって、部材の目視点検に関する海外調査結果をもとに、有識者検討会における議論内容も踏まえて、異常な海生付着物の付着状態がないかを目視判断するといった点検内容を設定した。

洋上風力発電設備の下部構造における点検項目を中心に、定検解釈案において追記した検査内容について、参照元を表 5.5.2-1～表 5.5.2-3 に整理する。

[76] DNV-ST-0126 Support structures for wind turbines Standard Edition 2021-12

表 5.5.2-1　各検査内容の参照元、設定根拠（モノパイル構造）

項目		検査を実施する場所	検査方法	検査内容	参照元
ケーブル用配管	43 配管・支持材	気中部	目視	性能上支障となる劣化、損傷等の変状を確認する。	港湾の施設の点検診断ガイドライン 第3編 係留施設 第7章 附帯設備等の点検診断
		水中部	潜水目視	腐食、亀裂、損傷等の変状を確認する。 海生付着物の異常な付着がないか確認する。	港湾の施設の点検診断ガイドライン 第3編 係留施設 第7章 附帯設備等の点検診断
接合部	44 ボルト・ナット（タワー基部）	気中部	目視および打音又は触手	合マークのズレや塗装割れ、ボルトの緩みがないか確認する。	定期事業者検査の方法と解釈 検査項目No.35 タワー ボルト・ナット
			測定	測定機器で軸力又は締付トルク等を確認する。 風車設置後、ボルトの緩みや破断が生じていない場合には、1年間で10%以上又は8方位以上のいずれか多い本数のボルトについて締め付け確認を行う。	定期事業者検査の方法と解釈 検査項目No.35 タワー ボルト・ナット
	45 グラウト（トランジションピース・モノパイル）	気中部	目視又は目視および測定	グラウト接合部全体に亀裂や損傷がないか、グラウトシールの部分に異常がないかを確認する。	DNVGL-ST-0126 9.6 Inspections according to risk-based inspection plan
	46 グラウト（トランジションピース・モノパイル）	水中部	潜水目視又は潜水目視および測定	グラウト接合部全体に亀裂や損傷がないか、グラウトシールの部分に異常がないかを確認する。	DNVGL-ST-0126 9.6 Inspections according to risk-based inspection plan
トランジッションピース（TP）	47 鋼材	気中部	目視	鋼材の腐食、亀裂、損傷等の変状を確認する。	港湾の施設の点検診断ガイドライン 第3編 係留施設 第4章 直杭式横桟橋の点検診断
	48 被覆防食工	気中部	目視	被覆材、保護カバー等の変状を確認する。	港湾の施設の点検診断ガイドライン 第3編 係留施設 第4章 直杭式横桟橋の点検診断
	49 電気防食工（電位）	気中部	測定	防食管理電位が維持されているか確認するために、電位を測定する。	港湾の施設の点検診断ガイドライン 第3編 係留施設 第4章 直杭式横桟橋の点検診断
	50 鋼材	水中部	潜水目視	鋼材の腐食、亀裂、損傷等の変状を確認する。	港湾の施設の点検診断ガイドライン 第3編 係留施設 第4章 直杭式横桟橋の点検診断
	51 被覆防食工	水中部	潜水目視	被覆材、保護カバー等の変状を確認する。	港湾の施設の点検診断ガイドライン 第3編 係留施設 第4章 直杭式横桟橋の点検診断
	52 電気防食工（陽極）	水中部	潜水目視	陽極の消耗の程度、脱落、取付金具の損傷等の変状を確認する。	港湾の施設の点検診断ガイドライン 第3編 係留施設 第4章 直杭式横桟橋の点検診断
	53 海生付着物	水中部	潜水目視	海生付着物の異常な付着がないか確認する。	有識者検討会での審議内容を踏まえて策定
モノパイル（MP）	54 鋼材	気中部	目視	鋼材の腐食、亀裂、損傷等の変状を確認する。	港湾の施設の点検診断ガイドライン 第3編 係留施設 第4章 直杭式横桟橋の点検診断
	55 被覆防食工	気中部	目視	被覆材、保護カバー等の変状を確認する。	港湾の施設の点検診断ガイドライン 第3編 係留施設 第4章 直杭式横桟橋の点検診断
	56 電気防食工（電位）	気中部	測定	防食管理電位が維持されているか確認するために、電位を測定する。	港湾の施設の点検診断ガイドライン 第3編 係留施設 第4章 直杭式横桟橋の点検診断
	57 鋼材	水中部	潜水目視	鋼材の腐食、亀裂、損傷等の変状を確認する。	港湾の施設の点検診断ガイドライン 第3編 係留施設 第4章 直杭式横桟橋の点検診断
	58 被覆防食工	水中部	潜水目視	被覆材、保護カバー等の変状を確認する。	港湾の施設の点検診断ガイドライン 第3編 係留施設 第4章 直杭式横桟橋の点検診断
	59 電気防食工（陽極）	水中部	潜水目視	陽極の消耗の程度、脱落、取付金具の損傷等の変状を確認する。	港湾の施設の点検診断ガイドライン 第3編 係留施設 第4章 直杭式横桟橋の点検診断
	60 海生付着物	水中部	潜水目視	海生付着物の異常な付着がないか確認する。	有識者検討会での審議内容を踏まえて策定
	61 構造物全体	気中部	目視	構造全体の傾斜、沈下を確認する。	港湾の施設の点検診断ガイドライン 第3編 係留施設 第2章 ケーソン式係船岸の点検診断
			測定	構造全体の傾斜、沈下を、プラットフォームの上部天端の4 隅の標高を測定するあるいはそれに類する方法で求める。	港湾の施設の点検診断ガイドライン 第3編 係留施設 第2章 ケーソン式係船岸の点検診断
海底地盤洗堀対策工	62 支持構造物周辺地盤	水中部	潜水目視又は測定	洗掘、土砂の堆積等の変状および袋型根固材の安定性を確認する。	港湾の施設の点検診断ガイドライン 第3編 係留施設 第4章 直杭式横桟橋の点検診断および洋上風力の事故事例、有識者の意見を踏まえて

表 5.5.2-2　各検査内容の参照元、設定根拠（ジャケット構造）

項目		検査を実施する場所	検査方法	検査内容	参照元
接合部	63 ボルト・ナット(タワー基部)	気中部	目視および打音又は触手	合マークのズレや塗装割れ、ボルトの緩みがないか確認する。	定期事業者検査の方法と解釈 検査項目No.35 タワー ボルト・ナット
			測定	測定機器で軸力又は締付トルク等を確認する。 風車設置後、ボルトの緩みや破断が生じていない場合には、1年間で10%以上又は8方位以上のいずれか多い本数のボルトについて締め付け確認を行う。	定期事業者検査の方法と解釈 検査項目No.35 タワー ボルト・ナット
ジャケット	64 鋼材	気中部	目視	鋼材の腐食、亀裂、損傷等の変状を確認する。	港湾の施設の点検診断ガイドライン 第3編 係留施設 第4章 直杭式横桟橋の点検診断
	65 被覆防食工	気中部	目視	被覆材、保護カバー等の変状を確認する。	港湾の施設の点検診断ガイドライン 第3編 係留施設 第4章 直杭式横桟橋の点検診断
	66 電気防食工(電位)	気中部	測定	防食管理電位が維持されているか確認するために、電位を測定する。	港湾の施設の点検診断ガイドライン 第3編 係留施設 第4章 直杭式横桟橋の点検診断
	67 鋼材	水中部	潜水目視	鋼材の腐食、亀裂、損傷等の変状を確認する。	港湾の施設の点検診断ガイドライン 第3編 係留施設 第4章 直杭式横桟橋の点検診断
	68 被覆防食工	水中部	潜水目視	被覆材、保護カバー等の変状を確認する。	港湾の施設の点検診断ガイドライン 第3編 係留施設 第4章 直杭式横桟橋の点検診断
	69 電気防食工(陽極)	水中部	潜水目視	陽極の消耗の程度、脱落、取付金具の損傷等の変状を確認する。	港湾の施設の点検診断ガイドライン 第3編 係留施設 第4章 直杭式横桟橋の点検診断
	70 海生付着物	水中部	潜水目視	海生付着物の異常な付着がないか確認する。	港湾の施設の点検診断ガイドライン 第3編 係留施設 第4章 直杭式横桟橋の点検診断
	71 構造物全体	気中部	目視	構造全体の傾斜、沈下、移動を確認する。	港湾の施設の点検診断ガイドライン 第3編 係留施設 第2章 ケーソン式係船岸の点検診断
			測定	構造全体の傾斜、沈下、移動を、プラットフォームの上部天端の4 隅の標高を測定するあるいはそれに類する方法で求める。	港湾の施設の点検診断ガイドライン 第3編 係留施設 第2章 ケーソン式係船岸の点検診断
基礎杭接合部	72 鋼材	水中部	潜水目視	鋼材の腐食、亀裂、損傷等の変状を確認する。	港湾の施設の点検診断ガイドライン 第3編 係留施設 第4章 直杭式横桟橋の点検診断
	73 グラウト接合部	水中部	潜水目視又は潜水目視および測定	グラウト接合部全体に亀裂や損傷がないか、グラウトシールの部分に異常がないかを確認する。	DNVGL-ST-0126 9.6 Inspections according to risk-based inspection plan
基礎杭	74 鋼材	水中部	潜水目視	鋼材の腐食、亀裂、損傷等の変状を確認する。	港湾の施設の点検診断ガイドライン 第3編 係留施設 第4章 直杭式横桟橋の点検診断
海底地盤洗堀対策	75 支持構造物周辺地盤	水中部	潜水目視又は測定	洗掘、土砂の堆積等の変状および袋型根固材の安定性を確認する。	港湾の施設の点検診断ガイドライン 第3編 係留施設 第4章 直杭式横桟橋の点検診断

表 5.5.2-3　各検査内容の参照元、設定根拠（ケーソン構造）

項目		検査を実施する場所	検査方法	検査内容	参照元
接合部	76 ボルト・ナット(タワー基部)	気中部	目視および打音又は触手	合マークのズレや塗装割れ、ボルトの緩みがないか確認する。	定期事業者検査の方法と解釈 検査項目No.35 タワー ボルト・ナット
			測定	測定機器で軸力又は締付トルク等を確認する。 風車設置後、ボルトの緩みや破断が生じていない場合には、1年間で10%以上又は8方位以上のいずれか多い本数のボルトについて締め付け確認を行う。	定期事業者検査の方法と解釈 検査項目No.35 タワー ボルト・ナット
ケーソン	77 コンクリート	気中部	目視	コンクリートの劣化、損傷等の変状を確認する。	港湾の施設の点検診断ガイドライン 第3編 係留施設 第2章 ケーソン式係船岸の点検診断
	78 コンクリート	水中部	潜水目視	コンクリートの劣化、損傷等の変状を確認する。	港湾の施設の点検診断ガイドライン 第3編 係留施設 第2章 ケーソン式係船岸の点検診断
	79 構造物全体	気中部	目視	構造全体の傾斜、沈下、移動を確認する。	港湾の施設の点検診断ガイドライン 第3編 係留施設 第2章 ケーソン式係船岸の点検診断
			測定	構造全体の傾斜、沈下、移動を、プラットフォームの上部天端の4 隅の標高を測定するあるいはそれに類する方法で求める。	港湾の施設の点検診断ガイドライン 第3編 係留施設 第2章 ケーソン式係船岸の点検診断
底板コンクリート	80 コンクリート	水中部	潜水目視	コンクリートの劣化、損傷等の変状を確認する。	港湾の施設の点検診断ガイドライン 第3編 係留施設 第2章 ケーソン式係船岸の点検診断
海底地盤洗堀対策	81 支持構造物周辺地盤	水中部	潜水目視又は測定	洗掘、土砂の堆積等の変状および袋型根固材の安定性を確認する。	港湾の施設の点検診断ガイドライン 第3編 係留施設 第2章 ケーソン式係船岸の点検診断

5.5.3.【検査実施上の前提】※３．他の法令によって取り付けられる項目に関する記載

5.4.1.最新機等による変更において、現行の検査項目 No.31 ナセル外部付属品 ナセルカバー外部ハンドレールを“その他ナセル外部付属品”に変更し、ナセル外部に付属する設備を包括的に検査対象にできるように提案した。この提案により、ナセル外部に存在する、航空法に定める航空障害灯や、ガイドラインによって定められるヘリ降下用の信号灯が検査の対象となるかについて、設置者の疑問が生じることが想定される為、【検査実施上の前提】として次の文言を記載することを提案する。 “※３．電気事業法以外の法令やガイドラインによって設置される項目については、検査の対象外とする。” なお、この注記は現時点では現行の検査項目 No.31 のみを想定していることから、現行の検査項目 No.31 の備考欄に記載する案もあり得る。

5.4.1.最新機等による変更において、現行の検査項目 No.31 ナセル外部付属品 ナセルカバー外部ハンドレールを“その他ナセル外部付属品”に変更し、将来的にどんな設備であっても、ナセル外部に付属する設備を包括的に検査対象にできるようにすることを想定し、現行の検査項目 No.31 を変更する提案とした。一方で、ナセル外部には、航空法に定める航空障害灯や、ナセル上部のヘリホイストプラットフォームに付属する信号灯で、ガイドライン CAP437「Standards for offshore helicopter landing areas」で定められる安全な降下の為に設置される信号灯も設置されることが想定されるが、電気事業法以外を根拠に設置されるものは定検解釈の対象外であるため、その旨を明確化することを目的に、【検査実施上の前提】に明記する提案を行った。

なお、この注記は現時点では現行の検査項目 No.31 のみを想定していることから、現行の検査項目 No.31 の備考欄に記載する案もあり得るが、将来的には、別の項目においても同様のことが想定され、また、定検解釈の項目に無いもので他の法令等によって設置される項目についても同じ疑問が生じ得ることから、【検査実施上の前提】に記載するのが妥当だと判断した。

5.5.4.【検査実施上の前提】※４．目視点検が困難な部位の点検手法に関する記載

統一的解説に記載のある点検項目のうち、モノパイル・ジャケット構造の基礎杭の土中部、グラウト接合部など物理的に目視点検の実施が困難な部位の検査項目が存在する。したがって、基本的に上記を全て定検解釈の検査項目に記載したうえで、【検査実施上の前提】として以下の文言を記載する。 “※４．目視及び潜水目視並びに分解が不可能な項目については、検査の対象外とする。(ただし、代替の検査方法を検討すること。)”

統一的解説における洋上風力発電設備の“下部構造（下部構造＋基礎)”にあたる点検項目として、図5.5.4-1 に示すモノパイル構造の“モノパイル（MP）鋼材（水中部（土中部))”、“接合部　グラウト接合部（TP・MP)（気中部、水中部)”及びジャケット構造の“基礎杭接合部（水中部)”、“基礎杭（水中部)”が記載されている。一方、2.2.1.で示した海外調査結果のうち、調査項目“⑫トランジションピース・基礎杭接合部の点検において、実施している点検項目の内容”において、トランジションピースのグラウト接合部などは目視ができる範囲が限定的であるとの意見があった。また、水中部の点検項目についても、目視による点検実施が困難と想定される部位であることから、定検解釈案におけるこれらの点検項目の実施内容の扱いについて【検査実施上の前提】に記載を行う。

上記の点検部位については、いずれも点検方法として“目視”が想定されているが、特に土中部の部分については、直接的な目視による健全性の確認ができないことが想定される。上記に記した海外調査結果の中でもこうした部位については、全体構造の傾斜測定などから間接的な健全性評価を行っているとの回答を複数得ている。

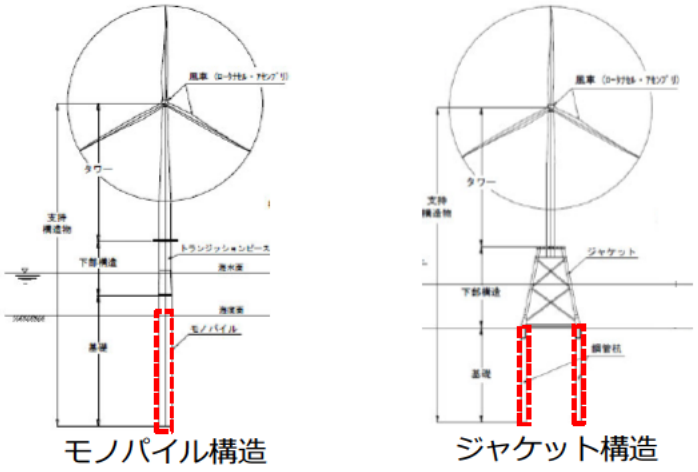
一方で、統一的解説におけるジャケット構造の定期点検の事例の注釈欄などにおいては、「・基礎杭接合部のグラウト接合部は、確認できる構造の場合に点検を実施する（損傷、亀裂、すべり等)。“すべり”は変位や移動を見るものである。」との記載が既にあるものの、“目視点検”の実施が記載されている“基礎杭（水中部)”について、直接的な目視が実施できない場合、どのように点検を実施するかといった具体的な記載がされていない。

また、現行の定検解釈の検査項目としても、“基礎”部の点検項目が示されているが、関連する検査項目としては、“基礎表面”、“タワー・基礎間の隙間”、“地盤”の検査項目のみが挙げられており、土中部の基礎杭の目視などは検査項目に含まれていない。加えて、図 5.5.4-2 のとおり、【検査実施上の前提】欄において“※２．分解不可の装置については検査の対象外とする。(ただし、代替の検査方法を検討すること。)”と記載されている。したがって、現行の定検解釈においては、公共の安全に係る事故を未然に防ぐという目的のもと、目視できるところのみを目視する方針で各項目が作成されているといえる。

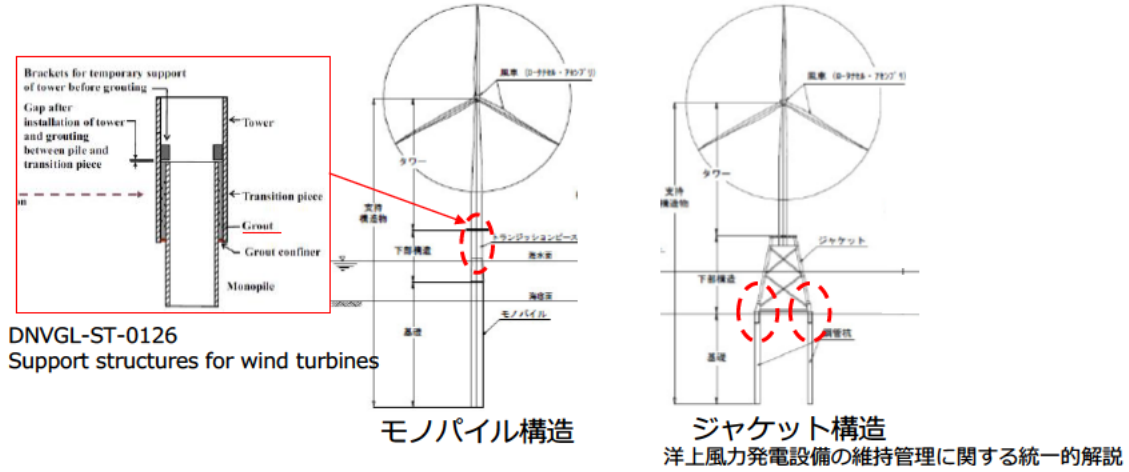
以上より、定検解釈案を取り纏めるにあたっては、洋上風力発電設備の下部構造の点検項目については、基本的に統一的解説に記載されている点検項目をそのまま記載するものの、直接的な目視確認ができるところのみの検査を実施し、それ以外は代替の検査方法を検討するという現行の定検解釈の方針を採用する。定検解釈案においては、気中部分、水中部分の部位の目視及び潜水目視が検査方法としてそれぞれ想定されることから、【検査実施上の前提】に現行の定検解釈の文章を修正した以下の文言を追記することとした。上記を第 3 回有識者検討会において諮り、有識者の承認を得た。

“※４．目視及び潜水目視並びに分解が不可能な項目については、検査の対象外とする。(ただし、代

替の検査方法を検討すること。)”



(a) 基礎杭（土中部）



(b) グラウト接合部

図 5.5.4-1　目視点検の実施が物理的に困難と考えられる土中部の点検部位

基礎	コンクリート	39　基礎表面	目視	雨水が浸入するようなひびが発生していないか確認する。		1
		40　タワー・基礎間の隙間	目視	損傷や変形がないか確認する。		1
			目視	タワー・基礎間の隙間の状態を確認する。		1
			目視又は測定	タワー・基礎間の隙間の間隔を確認する。		1
	41　地盤		目視	基礎と外周面の土が離れていないか確認する。		1

【検査実施上の前提】
※1．検査方法及び判定基準は、一般社団法人日本風力発電協会発行「風力発電設備　ブレード点検および補修ガイドライン（JWPA G0001）」（ただし、表の項目１～５に限る。）、メーカーの技術資料等に基づいて設定する。
※2．分解不可の装置については検査の対象外とする。（ただし、代替の検査方法を検討すること。）
※3．点検周期は一例であり、示された周期以上の頻度で点検を行うことが望ましい。
※4．各設備において該当する項目が無い場合には、検査は省略してよい。

図 5.5.4-2　陸上風力発電設備の該当する検査項目についての扱い

5.5.5. 【検査実施上の前提】※５．統一的解説の記載範囲外の基礎構造形式の点検手法に関する記載

統一的解説において整理されている洋上風力の下部構造の基礎形式（モノパイル・ジャケット・ケーソン構造）以外の基礎構造形式の点検実施を考慮して、【検査実施上の前提】として以下の文言を記載する。 “※５．検査の対象となる設備が、記載のない下部構造の場合、設置者が項目を組み合わせる等、適切に設定しなければならない。”

統一的解説においては、着床式洋上風力として、モノパイル・ジャケット・ケーソン構造が想定され、それぞれの構造における点検項目が“定期点検の事例”として紹介されている。現状の欧州の建設事例をみると、上記の基礎の建設事例の割合がほとんどであり、例外となる基礎形式を採用している事例は少ない。

一方、図 5.5.5-1 に示す、トリポッド形式、トリパイル形式など、上記 3 つの構造形式に当てはまらない構造が存在していることも事実である。こうした基礎形式に対する対応として、統一的解説の文章中（p.73）においては、以下の文言が記載されている。

“なお、表-2.3.2～4 に示す定期点検（案）の事例における下部構造形式は標準例であり、本表以外の構造形式の場合は、洋上風力発電事業者自ら本点検周期案に示す下部構造の点検項目を組み合わせる等適切に設定するものとする。”

また、表 5.5.5-1 に各基礎構造の点検項目を示すが、例えば、上記に挙げたトリポッド、トリパイルともに水中部の鋼材（モノパイル・ジャケット形式）、モルタル・ボルト接合部（モノパイル・ジャケット形式）、基礎杭接合部（ジャケット形式）、基礎杭（ジャケット形式）により構成されている。したがって、こうした例外の基礎形式の点検の実施についても、現行の点検項目を適宜組み合わせて引用することにより、可能と考えられる。

したがって、定検解釈案においては、統一的解説における構造形式ごとの項目整理（モノパイル・ジャケット・ケーソン構造）の枠組みはそのまま参照したうえで、それ以外の未記載の基礎形式に対する対応として、【検査実施上の前提】欄に以下の文章を追記することを検討することとした。

“※５．検査の対象となる設備が、記載のない下部構造の場合、設置者が項目を組み合わせる等、適切に設定しなければならない。”

上記の方針を第 2 回有識者検討会において、有識者に諮り承認を得た。また、現行の統一的解説のように構造形式によらない点検項目の整理の枠組みなどについても、同有識者検討会において議論したため、その内容については、提言において示す。

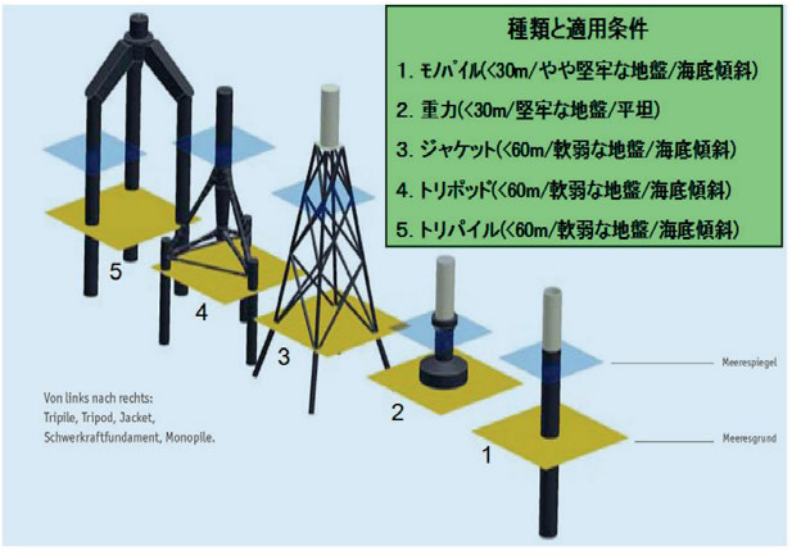


図 5.5.5-1　様々な洋上風力の基礎形式[77]

表 5.5.5-1　各基礎構造における点検項目

設備	項目 （モノパイル構造）	項目 （ジャケット構造）	項目 （ケーソン構造）
下部構造 （下部構造 ＋基礎）	接合部	接合部	接合部
	トランジションピース（TP）		
	モノパイル（MP）	ジャケット	ケーソン
	モノパイル構造全体	ジャケット構造全体	ケーソン構造全体
		基礎杭接合部	
		基礎杭	底版コンクリート
	海底地盤洗堀対策工	海底地盤洗堀対策工	海底地盤洗堀対策工
下部構造の 附帯設備	係船柱及び係船環	係船柱及び係船環	係船柱及び係船環
	防衝設備	防衝設備	防衝設備
	照明設備	照明設備	照明設備
	救命設備	救命設備	救命設備
	柵・扉・ロープ	柵・扉・ロープ	柵・扉・ロープ
	標識等	標識等	標識等
	その他設備	その他設備	その他設備
海底送電線 及び通信	ケーブル用配管	ケーブル用配管	ケーブル用配管
	海底ケーブル・海底地盤	海底ケーブル・海底地盤	海底ケーブル・海底地盤

[77] 石原孟：着床式洋上風力発電技術の現状と課題

5.5.6. 検査を実施する場所の列及び【検査実施上の前提】※６．の追加

洋上設置の風力発電設備を含めた定検解釈案においては、検査を実施する場所として気中部、水中部の区分を、全点検項目に対して付記した。また、【検査実施上の前提】欄に以下の注釈を追記した。
“※６．検査を実施する場所は、それぞれ気中部で実施する検査、水中部で実施する検査を表す。”

定検解釈案においては、陸上・洋上の風力発電設備を共に扱うため、各点検項目を記載する必要があるが、第２回有識者検討会では、陸上・洋上の風力発電設備にそれぞれにおいて共通の点検項目が多くなることが想定されるため、陸上・洋上の風力発電設備をわけずに取り纏める方針がよいとの意見を得た。したがって、それぞれの設備に対応する点検項目を併記する方針とした。

一方、洋上風力発電設備の維持管理を扱う統一的解説においては、気中から実施する点検項目を気中部、水中から実施する点検項目を水中部と、表の中で区分したうえで、それぞれの点検項目を記載されている。陸上・洋上風力における点検項目を併記した場合、各点検項目が同様に区分されていた方が点検実施時の運用上、扱いやすいとの判断のもと、定検解釈案においても統一的解説における区分（水中部・気中部）をそのまま踏襲し、“検査を実施する場所”として全ての検査項目に対して図 5.5.6-1 に示すような形で記載した。また、同じ点検項目であっても、気中部、水中部両方から点検すべき項目については、統一的解説同様に項目を分けて記載した。なお、上記の方法に倣った場合、現行の定検解釈における検査項目（ブレード、ロータ、ナセル、タワー、基礎）は全て気中部の扱いとなる。

統一的解説

設備	項目		気／水	NO	点検方法・周期					
					点検方法	装置測定方法	公募対象施設	電事法	港湾法 点検周期 一般	港湾法 点検周期 詳細
	接合部	ボルト接合部（タワー基部）	気中部	40	目視及び打音又は触手、及び測定	点検者 測定機器	1年			
		グラウト接合部（TP・MP）	気中部	41	目視	点検者	1年			
		グラウト接合部（TP・MP）	水	42	目視	潜水	10年			10年
		鋼材の腐食、亀裂、損傷	気中	43	目視	点検者	3年		3年	
		被覆防食工の損傷		44	目視	点検者	3年		3年	

定検解釈の改定案

設備	項目		検査を実施する場所	検査方法	検査内容	備考	点検周期(年)
ブレード	1 表面		気中部	目視又は触手若しくは測定	ブレードの表面に損傷(ゲルコート剥がれや外皮クラック)や被雷痕(すす)がないか目視等で確認する。 損傷又は被雷痕が確認された場合は、触手等で確認する。		1
	接地システム	2 レセプタ	気中部	目視	レセプタに異常な被雷痕、溶損、減耗、飛散、剥離がないか確認する。		1
		3 ダウンコンダクタ	気中部	目視	ハブ内からダウンコンダクタに損傷がないか確認する。		1
				試験	ダウンコンダクタについて導通試験等を行い、健全性を確認する。	導通を常時モニタリングしている場合を除く。	2又は3

図 5.5.6-1　定検解釈案における検査を実施する場所の記載

5.5.7.水中部の点検方法に機器を使用する記載（潜水目視及び【検査実施上の前提】※７．の記載及び表のタイトルを“検査内容”に変更）

統一的解説における、水中部の潜水点検についての“潜水士または目視確認ができるROV等を表す”との記載について、この表記を現行の定検解釈に踏襲する方法を検討した。海外調査において、水中部の点検については、基本的にROV等を使用し、水深が浅い箇所については、潜水士が行うとの情報が得られたことから、潜水士と機器の適切な組み合わせが必要と考えた。また、使用する機器の基準として、検査内容の確認が行えることが要件であることを明記した。

結果、検査方法に“潜水目視”と記載し、【検査実施上の前提】に次の記載を提案する。

“※７．検査方法が潜水目視とある項目については、検査内容の確認が行えることを要件に、潜水士若しくは機器を使用し、又はこれらを組み合わせて検査を実施する。”

これにあわせ、定検解釈の表のタイトルのうち、“内容”を“検査内容”に変更する提案を行う。

統一的解説における水中部の目視点検については、図 5.5.7-1のとおり、点検方法を“目視”、装置測定方法を“潜水”と記載し、備考欄に、“装置測定方法の潜水とは、潜水士または目視確認ができるROV等を表す。”と記載している。この表記を現行の定検解釈に踏襲する方法を検討した。



設備	項目		気／水	NO	点検方法・」	
					点検方法	装置測定方法
海底送電線及び通信ケーブル	ケーブル用配管	配管・支持材	気	69	目視	点検者
		配管・支持材	水	70	目視	潜水

・装置測定方法の潜水とは、潜水士または目視確認ができるROV等を表す。

図 5.5.7-1　統一的解説における水中部の目視点検の記載方法

海外調査において、水中部の点検については、基本的にROV等を使用し、水深が浅い箇所については、潜水士が行うとの情報が得られたことから、潜水士と機器の適切な組み合わせが必要と考えた。目視と機器の組み合わせによる検査については、高圧ガス保安協会 コンビナート等保安規則関係　保安検査基準4.3.3目視検査において、“直接目視又はファイバースコープ、工業用カメラ、拡大鏡等の検査器具類を使用し、若しくはこれらを組み合わせて次の通り実施する。”との記載があることから、この記載を参考に“潜水士若しくは機器を使用し、又はこれらを組み合わせて検査を実施する。”と提案した。なお、最も大きい選択に“又は”を使い、小さな選択に“若しくは”を使用し、これらとは、潜水士と機器を指している。

また、統一的解説にて記されたROV等という言葉はあえて使用せず、単に“機器を使用する”と記載した。ROVはRemote Operate Vehicleの略[78]で、統一的解説[79]では、遠隔操作式水中作業用ロボットと訳されている。すなわちROV自体は、カメラ等を搭載し、それを水中へ運ぶビークルであり、点検において重要な性能は、ROV本体の操作性等の性能のみならず、ROVに搭載するカメラや測深機等の性能による。すなわち、ROV及び搭載機器全体の性能を要求することから、定検解釈案においては、ROVという名称の使用を避け、“機器を使用する”との記載にて提案した。なお、統一的解説においては、具体的な機器として、「国土交通省 港湾の施設の新しい点検技術カタログ」記載の、ROV、AUV[80]、マルチビーム音響測深機等を想定している。このカタログは随時更新されている。

機器の性能に対する要求事項としては、“検査内容の確認が行えることを要件に”と明記した。この文言については、有識者検討会において、他案として、“目視と同等以上の確認が行えること”や、“妥当なもの”との記載を検討しご意見を諮ったが、水深が深い箇所での点検は非常に困難であり、目視と同等以上か否か、妥当か否かを要求するのではなく、“検査内容の確認が行えるか否か”を要求することによって、機器の性能を設置者で判断し、選定することになる。なお、“目視と同等以上の確認が行えること”については、ドローン等気中部の目視検査の代替手段として、有識者検討会にて意見があり、これについては6.1.7.にまとめる。

今回の検討に際し、定検解釈の表のタイトルのうち、“内容”を“検査内容”に変更する提案を行った。その理由としては、注釈の文中で単に“内容”と記載すると、それが何を指しているのかを判断しづらいことが想定される為である。

現行の定検解釈を作成した際に遡ってこの“内容”の意図するところを考慮すると、図 5.5.7-2 に示す風力設備より先に存在した発電用火力設備及び燃料電池設備（以下、火力設備）の表のタイトルと相違がある。火力設備の“検査方法”の欄には、風力設備でいうところの、“検査方法と内容”の両方の内容が含まれている為、この“内容”を“検査内容”に変更しても、他に大きな問題は生じないと考えた。

なお、現行の定検解釈を作成した際に、火力設備の“検査方法”のように記載せず、“検査方法”と“内容”を分けて記載したのは、風力設備のメーカーの点検マニュアルが一般的に、点検方法と点検内容が別の欄に記載されていることが多く、火力設備に合わせるのではなく、実際の点検の現場で使用されるメーカーの点検マニュアルに近い表記の方が、混乱が生まれないと考えた為である。今回のタイトルの変更提案にあたってはこの考えを踏襲し、火力設備の表のレイアウトとは違うままで、タイトルの変更を行うことで、より分かりやすい記載になるように提案した。

---

[78] 港湾の施設の点検診断ガイドライン参考２　点検診断の効率化に向けた工夫事例集（案）p.47

[79] 統一的解説 p.104

[80] 国土交通省海事局「AUVの安全運用ガイドライン(令和３年３月)」p.1によると、“Autonomous Underwater Vehicleの略で、機器本体が自律的に状況を判断して水中を航行できる無人機、平たく言えば、人が操縦せずに全自動で水中を動ける無人ロボットである。つまり、通称のドローンの概念よりも技術的には一歩も二歩も進んだ無人機である。”と紹介されている。

（別表１）開放、分解による点検及び作動試験等の定期事業者検査の十分な方法の解釈（発電用火力設備及び燃料電池設備）

設備	項目	検査方法
1　ボイラー	(1)汽水胴（起動バイパス用フラッシュタンクを含む。）	内部点検 　汽水分離装置を必要な個数取り外した状態で胴内部の目視点検及び胴内部溶接線の液体浸透探傷試験（以下「ＰＴ検査」という。）を行う。ただし、管台内面溶接部が平滑化加工されている場合は、汽水分離装置の取り外しは定期事業者検査による検査の隔回[1]ごとでよい。

（別表２）開放、分解による点検及び作動試験等の定期事業者検査の十分な方法の解釈（風力設備）

設備	項目	検査方法	内容
ブレード	1　表面	目視又は触手若しくは測定	ブレードの表面に損傷（ゲルコート剥がれや外皮クラック）や被雷痕（すす）がないか目視等で確認する。 損傷又は被雷痕が確認された場合は、触手等で確認する。

図 5.5.7-2　火力設備の検査方法と風力設備の検査方法と内容

ここで、検査方法を潜水目視と記載したのは、実際に水中部に潜って目視することを表しており、気中部の点検における“目視”と混同しないために明記した。5.5.6.で提案したとおり、検査を実施する場所を表記することで、目視を実施する場所が気中部か水中部かの区別はつくものの、より明確にすることを目的とした。

“潜水目視”の定義は、“潜水により対象の外観を確認する。”と定義する。なお、現行の定検解釈における“目視”とは、統一的解説参考資料[81]において、“目で対象の外観を確認する。”と定義されており、潜水目視の場合は、機器の使用も可能と定義することから、“目で”と明記することは避けた。

なお、統一的解説においては、港湾の施設の点検診断ガイドラインが参照されており、そこでは、気中部の点検方法は、“目視”と表記され、水中部の点検方法は、“潜水調査、潜水目視、潜水士による目視”の3種類が使用されている。このうち、“潜水調査”が港湾の施設の点検診断ガイドラインで基本的に使用されているが、定検解釈においては、気中部の目視の対比として、潜水調査よりも潜水目視と表記した方が妥当と考えた。図 5.5.7-3 に港湾の施設の点検診断ガイドラインで潜水目視と使用されている箇所[82]を引用する。



図 5.5.7-3 港湾の施設の点検診断ガイドラインで潜水目視と使用されている箇所[82]

[81] 統一的解説 参－3

[82] 港湾の施設の点検診断ガイドライン（平成２６年７月、令和３年３月 一部変更）第２部実施要領 3-24

5.5.8.海底ケーブル用配管・支持材の点検周期の変更提案【検査実施上の前提】※１１．安定後 10 年以内で適切な周期

5.2.2.で示したとおり、海底ケーブル及びその保護材は定期事業者検査の範囲外である。一方で、いわゆるＪチューブ[12]等のケーブル用配管・支持材については、風力機関の附属設備と捉え、定検解釈の対象として提案を行った。あわせて、点検周期については、統一的解説で例示された“安定前密、安定後詳細”ではなく、安定後については“安定後適切”と変更し、【検査実施上の前提】において、次の文言を記載する。 “※１１．点検周期（年）が「安定前密、安定後適切」の項目については、洗掘の進行が安定するまでは、海底地盤洗掘対策工の検査と同時に行う。洗掘の安定後は、10 年以内で適切な周期を設置者で設定することが望ましい。”

5.2.2 で示したとおり、海底ケーブル及びその保護材は定期事業者検査の範囲外である旨を有識者検討会に示したところ、海底送電線及び通信ケーブルは、公共の安全の確保の為に、重要な点検対象であることが指摘された。電気事業法内での風力機関と電線路[65]の取扱いの区分によって定期事業者検査の範囲外とされるだけであって、海底ケーブル本体と保護材の損傷等が、公共の安全の確保に係る事故原因となり得る。

海底ケーブル本体及びその保護材は検査の対象外になる一方で、いわゆる図 5.5.8-1 で示すＪチューブ等のケーブル用配管・支持材については、電気事業法施行規則第九十四条第１項[66]に定める風力機関の附属設備と捉えられると考え、統一的解説で例示されたケーブル用配管についてのみ、図 5.5.8-2 の通り、定検解釈案に盛り込むこととした。

なお、ケーブル用配管・支持材の範囲については、風力機関に物理的に接合している部分を指し、風力機関に接合していない場合は、検査の範囲外であると判断する。なお、有識者検討会において、有識者より、海外の事例では、配管・支持材の構造として、上部で接合し、一度離れ、下部でまた接合する事例があったとの知見が紹介された。



図 5.5.8-1　モノパイル基礎に使用されたＪチューブの例

設備	項目		検査を実施する場所	検査方法	検査内容	備考	点検周期(年)
海底送電線及び通信ケーブル	ケーブル用配管	43 配管･支持材	気中部	目視	性能上支障となる劣化、損傷等の変状を確認する。		3
			水中部	潜水目視	腐食、亀裂、損傷等の変状を確認する。海生付着物の異常な付着がないか確認する。		安定前密、安定後適切

※１１．点検周期（年）が「安定前密、安定後適切」の項目については、
洗掘の進行が安定するまでは、海底地盤洗掘対策工の検査と同時に行う。
洗掘の安定後は、10年以内で適切な周期を設置者で設定することが望ましい。

図 5.5.8-2　海底ケーブル配管・支持材の定検解釈案

ケーブル用配管・支持材の検査の目的は、現行の定検解釈の検査項目 No.42 非常用電源装置 ヨーが存在する理由と同一である。ケーブル用配管・支持材を検査することで、風車の安全維持機能が継続されることを目的としている。ケーブル用配管のずれや喪失等により、海底ケーブルが損傷し、安全維持機能が不能となることで、倒壊・落下・飛散の事故が発生することを防止するものである。

海底ケーブル用配管・支持材の定検解釈案の設備名・項目名については、図 5.5.8-3 に示す統一的解説の記載をそのまま踏襲した。定検解釈案における設備名が“海底送電線及び通信ケーブル”となる。しかし、電線路[65]と解され、定検解釈で定めることのできない“海底送電線及び通信ケーブル”の本体、が定検解釈案の表中に記されることとなる為、本提案においては、海底ケーブル用配管を電気事業法施行規則第九十四条第１項に定める風力機関の附属設備[66]と捉えたことから、設備名を“附属設備”とすることも考えられる。

設備	項目		気／水	NO	点検方法・周期 点検方法	装置測定方法	公募対象施設
海底送電線及び通信ケーブル	ケーブル用配管	配管・支持材	気	69	目視	点検者	3年
		配管・支持材	水	70	目視	潜水	安定前密 安定後詳細

・「安定前密、安定後詳細」とは、洗掘の進行が安定するまで頻度を密に実施（少なくとも１年１回）、
安定後は他の詳細点検（水中部）時に併せて実施するものである。

図 5.5.8-3　統一的解説[14]　ケーブル用配管の点検事例

検査内容の記載については、図 5.5.8-2 のとおり、気中部については、“性能上支障となる劣化、損傷等の変状を確認する。”と記載した。この文言は、点検診断ガイドラインの記載[83]を踏襲した。水中部については、定検解釈案における、他の鋼材及び海生付着物に係る潜水目視の検査内容の記載と統一した。

[83] 点検診断ガイドライン【第２部 実施要領】3-63 救命設備、他

一方で、点検周期については、統一的解説の例示である“安定後詳細”をそのまま踏襲せずに、“安定後適切”と変更し、3.2.1.で示した現行の定検解釈の考え方を反映させ、設置者の判断でより高頻度の点検を促すことを提案する。すなわち、図 5.5.8-4 のとおり、統一的解説で示された、洗掘の進行の安定後は“他の詳細点検時(10 年周期)に併せて”ではなく、“10 年以内で適切な周期”と変更する提案を行った。

	現行の定検解釈の考え方	統一的解説による 支持構造物の考え方
引用文献	NEDO洋上風力ガイドブック	統一的解説、点検診断ガイドライン
引用文献による 象徴的な表現	予防的メンテナンス	主として事前対策型
定検解釈案における考え方の設定	“予防的メンテナンスは高頻度であればあるほど良い”	“供用期間中に維持管理上の限界状態に達しない事前対策型を基本”
考えの主眼	供用期間中に不具合が起きうるものとして考えている	供用期間中に不具合が起こらないように事前に対策することを考えている
定検解釈における点検の目的	不具合を早期に発見することで、公共の安全に係る事故を未然に防ぐ	供用期間中に不具合は起こらないよう事前に対策した上で、点検では、部材の性能に影響を及ぼす変状がないかを確認する
主たる適用範囲	RNA、タワー	下部構造、基礎
点検周期	半年、1年、3年	気中部3年、~~水中部10年~~ (ただし洗掘の安定前は水中部1年)
(ケーブル用配管)	**洗掘安定後、10年以内適切** 【洗掘安定後のみ、10年から10年以内適切に変更する理由】 公共の安全に係る事故を未然に防ぐ為に十分に足る点検周期であると誤認されない為	気中部3年、洗掘安定前1年

反映

図 5.5.8-4　ケーブル用配管・支持材の点検周期の変更提案
(表 3.2.3-1　洋上風力発電設備の点検周期の考え方の最下部に追加)

変更提案を行う理由は、統一的解説で示された周期のまま、他の水中部の支持構造物の点検周期と同じ、“洗掘安定後 10 年”である旨を踏襲することで、“10 年周期であれば、ケーブル用配管・支持材の点検が、定期事業者検査の目的である、公共の安全の確保し、公共の安全に係る事故を未然に防ぐ為に十分に足る点検周期である”と誤認されないよう、あえて現行の定検解釈の考え方を取り込む形とした。ここで具体的に周期年数を表示せず、“10 年以内で適切な周期”と記載した理由は後述する。

なお、統一的解説で示された“安定後詳細”についても、下記のとおり、点検周期の図示とは別の箇所において、“支持構造物の維持管理の方法がそのまま適用できないことも考えられる”等の記載があることから、統一的解説で例示された“安定後詳細”からは変更するものの、統一的解説全体として示されていることからの乖離は無いと考える。統一的解説で示された海底送電線及び通信ケーブルの維持管理に関する記載に下線部を付け、下記に集約する。

p. 29 第 1 章 1.1 適用範囲 (2)本統一的解説の適用範囲　及び
p. 72 第 2 章　2.3.2 その他設備の維持管理 1）海底送電線・通信ケーブルの維持管理
海底送電線及び通信ケーブルの維持管理では、本統一的解説で対象とする支持構造物の維持管理の方法がそのまま適用できないことも考えられる。その場合は、統一的解説で示す事項に加えて、国際・国内規格や認証規格を参考にすることができる。

p. 38 第 2 章 洋上風力発電設備等の維持管理の方法等に係る事項
2.1 基本事項
なお、海底送電線及び通信ケーブルなどのその他設備については、海外の事例等を踏まえ、適切に維持管理の方法を策定する必要がある。

p. 73 2.3.3 点検周期
洋上風力発電設備等の各施設の定期点検の周期については、本節に示す定期点検の周期の内側で適切に設定しなければならない。(略)
その他設備の海底送電線及び通信ケーブルの定期点検の周期については、気中部はタワーの定期点検周期に、水中部は構造物周辺部は海底地盤（洗掘）の定期点検周期に、周辺部以外は詳細定期点検診断の点検周期を基本としている。
加えて、(一社) 日本風力発電協会の調査における海外の事業者の洋上風力発電設備等の自主基準によると、基本的に気中部は 1 年に 1 回、水中部は 5 年に 1 回、ドイツは 4 年に 1 回となっている。また、(一社) 日本風力発電協会から提案されている事業者の定期点検周期の自主基準例によると基本的に気中部 1 年 1 回、水中 5 年 1 回（参考資料. 6）となっている。

p. 80 表-2.3.3.2 下部構造・基礎等 杭式基礎（モノパイル構造）の定期点検の事例（２／２）

設備	項目		気／水	NO	点検方法・周期		
					点検方法	装置測定方法	公募対象施設
海底送電線及び通信ケーブル	ケーブル用配管	配管・支持材	気	69	目視	点検者	3 年
		配管・支持材	水	70	目視	潜水	安定前密 安定後詳細

・「安定前密、安定後詳細」とは、洗掘の進行が安定するまで頻度を密に実施（少なくとも 1 年 1 回）、安定後は他の詳細点検（水中部）時に併せて実施するものである。

ここで、ケーブル用配管・支持材にのみ、現行の定検解釈の予防的メンテナンスの考え方を反映させた理由は 2 点ある。上記に集約記載したとおり、統一的解説 p. 29 において、“海底送電線及び通信ケーブルの維持管理では、本統一的解説で対象とする支持構造物の維持管理の方法がそのまま適用できないことも考えられる”との記載について、次の解釈を行った。

1 つ目に、海底ケーブル用配管・支持材は、海流によって常に挙動するケーブルと接しており、他の支持構造物の劣化度[84]の進行速度よりも早く劣化すると想定する。つまり、海中を漂うフリースパン[85]と呼ばれる箇所には、渦や微振動が発生するといわれ、挙動するケーブルと支持構造物に固定され動かない配管・支持材との接触によって、互いに損傷・劣化等の変状[56]が起きやすい部位である。その意味で海底ケーブル用配管・支持材の劣化進行速度は、他の支持構造物よりも速いことが予想され、“統一的解説で対象とする支持構造物の維持管理の方法がそのまま適用できない”と記載されたと解釈し、予防的メンテナンスが必要であると判断した。

なお、ここでいう、劣化度の進行速度[86]は、統一的解説参考資料に示された[87]、「港湾の施設の維持管理計画策定ガイドライン 3.3 維持管理計画書の概要」のうち、「Ⅱ点検診断計画」等でまとめられる、点検診断[43]における部材の劣化度の進行速度である。統一的解説参考資料では、下記の図 5.5.8-5 のように、劣化度の判定において部材の実施単位を定め、部材の単位ごとに劣化度の判定基準を定める必要があると示している。

(5) 劣化度の判定および性能低下度の評価

①劣化度の判定および性能低下度の評価の実施単位

劣化度の判定および性能低下度の評価を行うにあたっては、施設の種類、構造形式や規模等に応じて実施単位を適切に定めておく必要があり、実施単位は点検診断ガイドラインを参考にすることができる。

＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝略＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝

②劣化度の判定基準

劣化度の判定を行うにあたっては、部材の単位および劣化度判定の基準を定めておく必要がある。劣化度の判定基準は 表-参-2.1.2.5 によることができる。施設の種類や構造形式毎の劣化度の判定基準や判定事例は、点検診断ガイドラインを参考にすることができる。

表-参-2.1.2.5 点検診断における部材の劣化度の判定基準

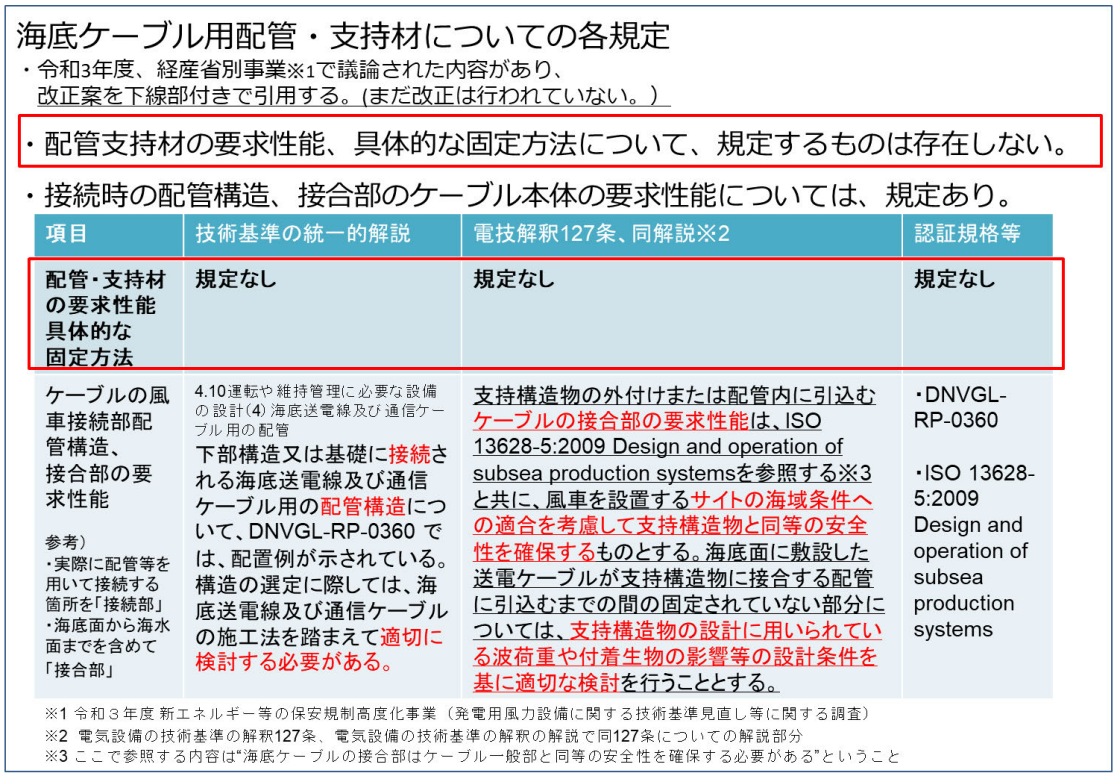
部材の劣化度	部材の劣化度の判定基準
a	部材の性能が著しく低下している状態
b	部材の性能が低下している状態
c	変状はあるが、部材の性能の低下がほとんど認められない状態
d	変状が認められない状態

図 5.5.8-5 統一的解説参考資料[88] 部材の劣化度の判定

[84] 統一的解説 p. 31 部材等の性能の低下の程度。
[85] 令和 3 年度 新エネルギー等の保安規制高度化事業（発電用風力設備に関する技術基準見直し等に関する調査）p. 36 “海底面に敷設した送電ケーブルが支持構造物に接合する配管に引込むまでの間の固定されていない部分”と示され、いわゆるフリースパン部分を示していると判断した。
[86] 統一的解説参考資料 参-27 劣化度の進行速度である遷移率（px）を推定する方法が例示されている。ここで使用された“劣化度の進行速度”という言葉を使用し、表現した。
[87] 統一的解説参考資料 参-6
[88] 統一的解説参考資料 参-18

2 つ目に、3. 2. 2. において、支持構造物については、“高レベルの設計基準と変状が軽微な部材”を使用し、事前対策型の考え方によって、水中部 10 年の点検周期が例示された。一方で、海底ケーブル用配管・支持材については、図 5. 5. 8-6 の通りその要求性能や具体的な固定方法について、規定や認証規格は国内外ともになく、その設計についても洋上風力発電設備が先行する欧州においてもいまだ過渡期であり、“高レベルの設計基準と変状が軽微な部材”に該当するかが疑問であると考え、他の支持構造物と切り分け、予防的メンテナンスが必要であると判断した。

なお、ここで過渡期と表現したのは、欧州において大きな事故事例があり、設置者と設計者の想定を超える事象が、欧州でも未だに発生し、事前対策型の維持管理レベルの設定が適さないと考えた為である。事故事例については 2. 3. 1. にて記載した。



海底ケーブル用配管・支持材についての各規定

・令和3年度、経産省別事業※1で議論された内容があり、
改正案を下線部付きで引用する。(まだ改正は行われていない。)

・配管支持材の要求性能、具体的な固定方法について、規定するものは存在しない。

・接続時の配管構造、接合部のケーブル本体の要求性能については、規定あり。

項目	技術基準の統一的解説	電技解釈127条、同解説※2	認証規格等
配管・支持材の要求性能 具体的な固定方法	規定なし	規定なし	規定なし
ケーブルの風車接続部配管構造、接合部の要求性能 参考) ・実際に配管等を用いて接続する箇所を「接続部」 ・海底面から海水面までを含めて「接合部」	4.10運転や維持管理に必要な設備の設計(4) 海底送電線及び通信ケーブル用の配管 下部構造又は基礎に接続される海底送電線及び通信ケーブル用の配管構造について、DNVGL-RP-0360 では、配置例が示されている。構造の選定に際しては、海底送電線及び通信ケーブルの施工法を踏まえて適切に検討する必要がある。	支持構造物の外付けまたは配管内に引込むケーブルの接合部の要求性能は、ISO 13628-5:2009 Design and operation of subsea production systemsを参照する※3と共に、風車を設置するサイトの海域条件への適合を考慮して支持構造物と同等の安全性を確保するものとする。海底面に敷設した送電ケーブルが支持構造物に接合する配管に引込むまでの間の固定されていない部分については、支持構造物の設計に用いられている波荷重や付着生物の影響等の設計条件を基に適切な検討を行うこととする。	・DNVGL-RP-0360 ・ISO 13628-5:2009 Design and operation of subsea production systems

※1 令和３年度 新エネルギー等の保安規制高度化事業（発電用風力設備に関する技術基準見直し等に関する調査）
※2 電気設備の技術基準の解釈127条、電気設備の技術基準の解釈の解説で同127条についての解説部分
※3 ここで参照する内容は"海底ケーブルの接合部はケーブル一般部と同等の安全性を確保する必要がある"ということ

図 5. 5. 8-6 海底ケーブル用配管・支持材についての各規定は存在しない

以上 2 点の理由により、図 5. 5. 8-7 のように、統一的解説で点検周期が例示されたもののうち、ケーブル用配管・支持材の、洗掘安定後の点検周期にのみ、現行の定検解釈の予防的メンテナンスの考え方を取り込み、不具合をより早期に発見する考え（予防的メンテナンス）と、統一的解説による支持構造物の考え方（事前対策型）を合体させた。

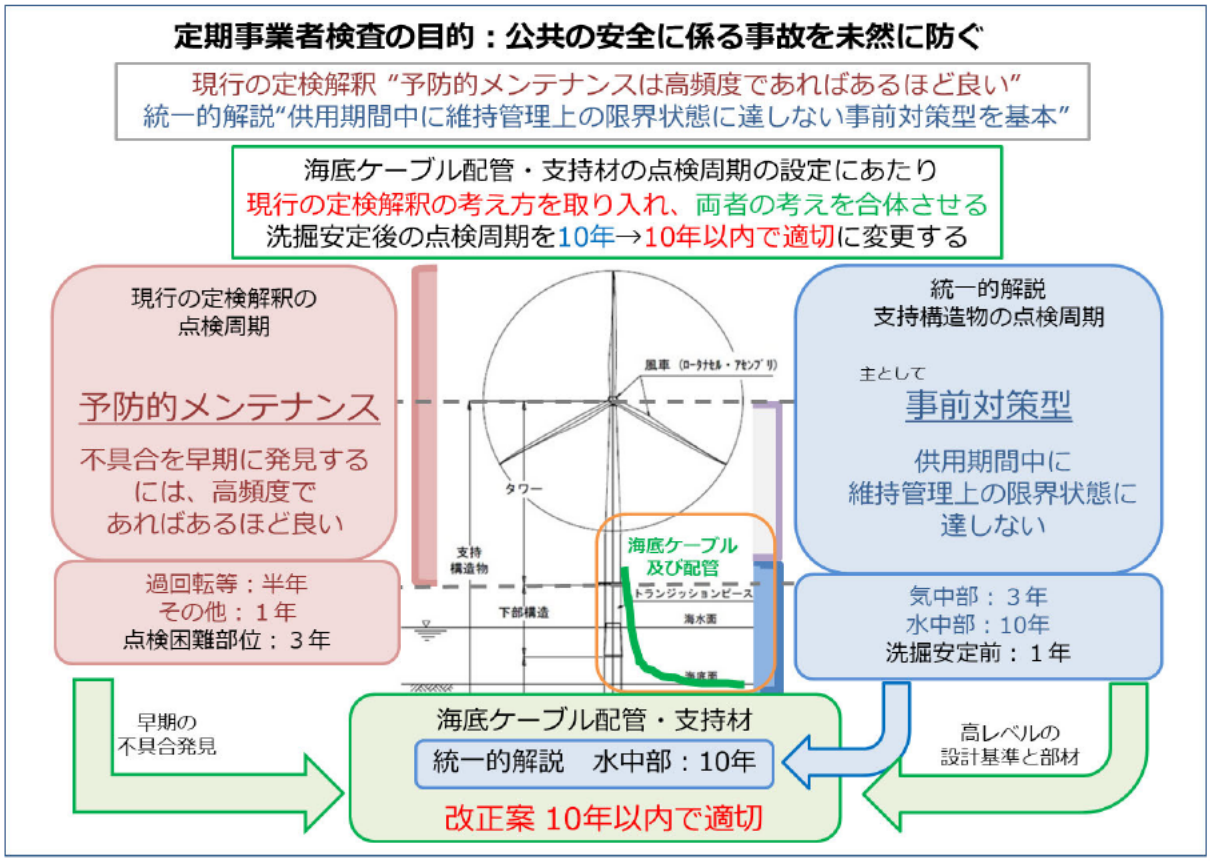


図 5.5.8-7　海底ケーブル用配管・支持材の洗掘安定後の点検周期の提案の考え方

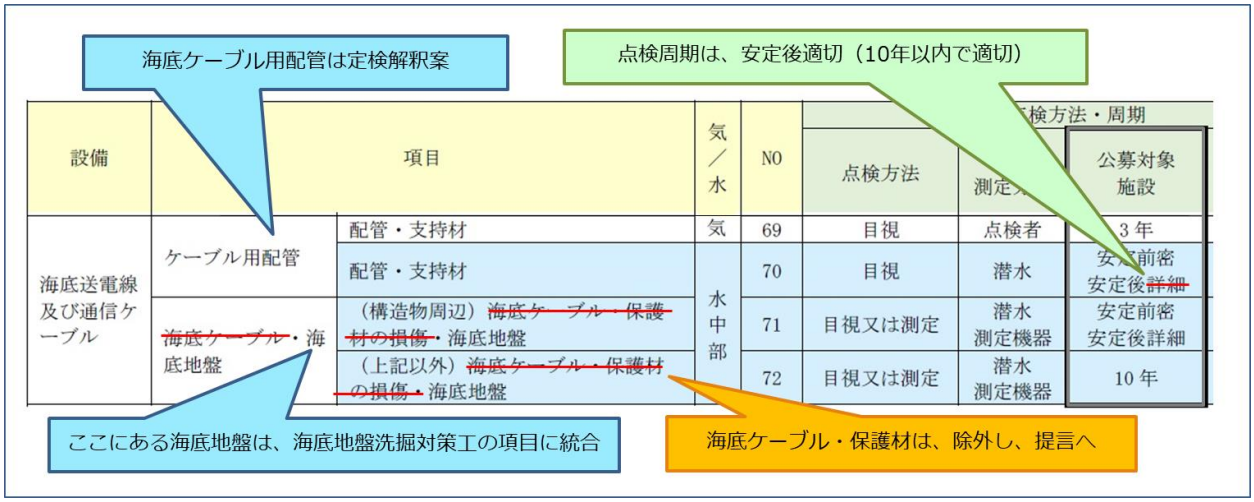
以上により、洗掘の安定後は、現行の定検解釈の考えを取り入れ、“10 年以内で適切な周期を設置者で設定することが望ましい。”と変更の提案をした。なお、気中部の点検及び水中部の洗掘の安定前の点検頻度については、統一的解説で示された通りに、それぞれ 3 年及び海底地盤洗掘対策工の検査と同時(少なくとも 1 年に 1 度)に行うことをそのまま踏襲することで、両者の考えを合体させた。最終的な提案内容は下記の表 5.5.8-1 にまとめる。

表 5.5.8-1　海底ケーブル用配管・支持材の点検周期の提案内容

点検の箇所	点検の時期	統一的解説の例示	定検解釈案	考え方
気中部	全ての時期	3 年	同左	統一的解説を踏襲
水中部	洗掘の進行の安定前	安定前密 少なくとも 1 年に 1 度	同左	
	洗掘の進行の安定後	安定後詳細 他の詳細点検と併せて(10 年周期)	安定後適切 10 年以内で適切な周期を設置者で設定することが望ましい。	現行の定検解釈考えを取り入れる。 具体的な年数は記載せず、個々の状況に応じて設置者で設定する。

なお、洗掘の進行の安定後の点検周期については、具体的な周期の年数は記載せず、適切な周期を設置者で設定することとした。その理由は、前述の通り、ケーブル用配管・支持材の要求性能や具体的な固定方法は、国内外ともに規定・認証規格が存在せず、また、その構造、使用する部材、海域条件、設置者の劣化度の判定基準によって様々に状況が異なることから、具体的な年数での例示を避け、10 年を必要最低限の点検周期とし、風力発電設備の個々の状況に応じて、適切な頻度を設置者が設定することとした。統一的解説で示された 10 年周期のように具体的に周期年数を記載すると、その周期で公共の安全の確保を担保できる点検頻度と誤認させる畏れがあることを考慮した。統一的解説で記載された[74]とおり、海外の 5 年に 1 回、ドイツは 4 年に 1 回等の事例も参考にしながら、設置者にて設定することを想定した。

最後に、海底ケーブルの項目に関して、統一的解説の例示からの変更点を図 5.5.8-8 に示す。



設備	項目		気／水	NO	点検方法・周期 点検方法	測定	公募対象施設
海底送電線及び通信ケーブル	ケーブル用配管	配管・支持材	気	69	目視	点検者	3 年
		配管・支持材	水中部	70	目視	潜水	安定前密 安定後詳細
	~~海底ケーブル~~・海底地盤	（構造物周辺）~~海底ケーブル・保護材の損傷~~・海底地盤		71	目視又は測定	潜水 測定機器	安定前密 安定後詳細
		（上記以外）~~海底ケーブル・保護材の損傷~~・海底地盤		72	目視又は測定	潜水 測定機器	10 年

図 5.5.8-8　海底ケーブルに関する、統一的解説の点検の例示[14]からの変更点

5.5.9.グラウト接合部の検査方法に関する追記

洋上風力発電設備の倒壊を防ぐうえで構造上比較的重要な部位と考えられるものの、目視点検が比較的困難なことが想定されるグラウト接合部の間接的な非破壊検査方法として、将来的な測定技術の活用を想定し、“目視”の検査方法に対し、“目視及び測定”と追記した。

洋上風力発電設備は、上部のタワーと下部構造により構成され、それらの部材間をつなぐ接合部として、特にモノパイル基礎においてはグラウト材の充填が想定される場合が多い。グラウト材は鋼材に比べ材料耐力が低く、内部に充填されるため表面の目視点検も困難な場合が多いと考えられるが、こうした部位は RNA・タワーが受ける風荷重による応力伝達を行うことから、その繰り返し荷重の影響を大きく受け、グラウト部分の経年的な累積疲労による劣化も懸念される。

また、文献など[89]においては、グラウト接合部の破壊による風車の異常が海外で度々報告されていることが記載されている。したがって、グラウト接合部の点検は風車の倒壊を防ぐうえで重要であるといえ、有識者検討会においても同様の意見を得た。

また、海外指針の一つである DNV の指針[76]においても下記のとおり、グラウト接合部の定期的なモニタリングと測定の必要性が言及されていることから、その重要性が示されているといえる。

9.5 Periodical inspections – grouted connections
Periodic monitoring is recommended for grouted connections. In case movements are observed measurements and periodic monitoring have to be launched.
9.5 定期的な検査 – グラウト接合部
グラウト接合部には定期的なモニタリングが推奨される。動きが観察された場合、測定と定期的な監視を開始しなければならない。

グラウト接合部は鋼材間にグラウトを充填することにより構成され、外部からシール材が充填されることから、上述した通り外部からの直接目視による点検実施が不可能な場合も多いと考えられる。そこで、グラウト接合部の点検に関する実態について海外調査を行った。

2.2.1.で示した海外調査結果のうち、調査項目“⑫トランジションピース・基礎杭接合部の点検において、実施している点検項目の内容”において、モノパイル基礎を有する洋上風力発電設備においては、トランジションピースの近傍に点検用のハッチが設けられ、作業員が内部からグラウト上部に生じた潜在的な亀裂の目視検査を実施することができるケースが確認できた。また、内部に作業員が入ったとしても、グラウトの露出部の目視点検は実施できるものの、グラウト内部全体の目視検査については困難なケースが多いことが分かった。その為、このような場合には、接合部に計測器を挿入し隙間や傾斜を測定することや、基礎上での傾斜確認や沈下確認などの間接的な測定検査の実施も行うケースが確認できた。

こうした間接的な測定技術の例として、上述した該当部分の傾斜・沈下量の測定による間接的な構造状態の推定のほか、構造物全体の固有振動数の変動の測定や各部材の応力履歴を定期的にモニタリングすることによる部材の累積疲労の測定（図 5.5.9-1）なども想定されることについて、第 2、3 回有識者検討会で調査の上で話題提供を行った。特に、加速度など物理量の計測機器を用いて構造物の固有振動

[89] 例えば、一般財団法人沿岸技術研究センター臨時増刊号 p.32 風力発電施設の洋上展開技術（清宮理), 2018.12 など

数の変動を定期的に測定することにより、グラウト接合部の異常の状態については推定できる可能性が高いと第2回有識者検討会において有識者の意見があった。同様の知見は図5.5.9-2に示すように既往論文などでも公表されている。

また、2.2.1.で示した海外調査結果のうち、調査項目“⑲センサの設置による洋上風力発電設備の遠隔地からの状態モニタリングの適用事例や、その他点検代替事例”において、海外の洋上風力発電設備において、活用が想定される運用プラットフォームにおいても、既に物理センサにより、下部構造などの構造部材の疲労履歴、全体構造の固有周期の変動による構造異常の検知など、システム上で運用されている事例があることが分かった。

以上を踏まえ、第3回有識者検討会において、こうした将来的な測定技術の導入による風力発電設備の保安性向上の可能性も考慮し、グラウト接合部の間接的な非破壊検査方法として、“目視”に加え、“測定”を検査方法に対して併記することを図5.5.9-3に示す通り提案し、有識者の承認を得た。

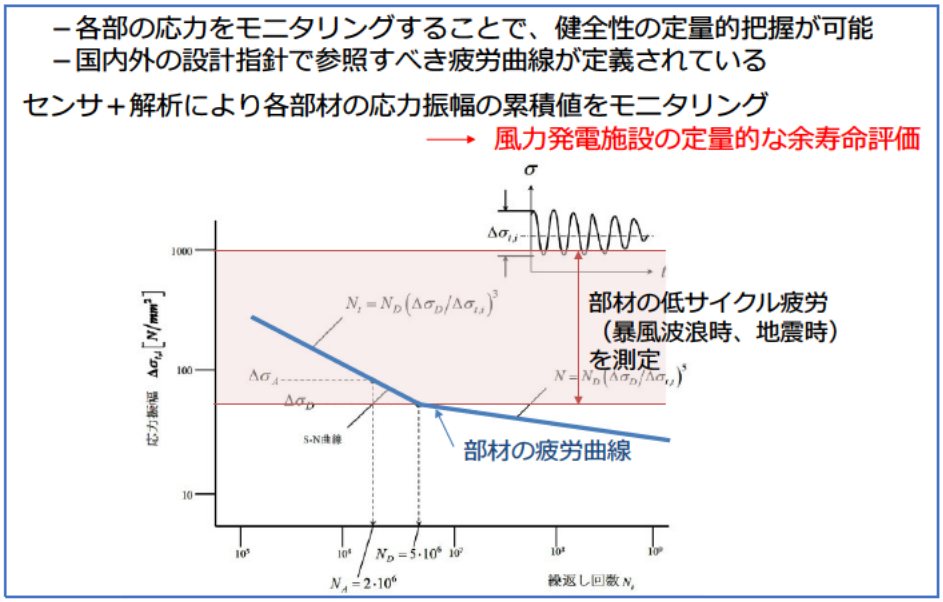


図 5.5.9-1　疲労曲線に基づく、部材の累積損傷度の算定例[90]

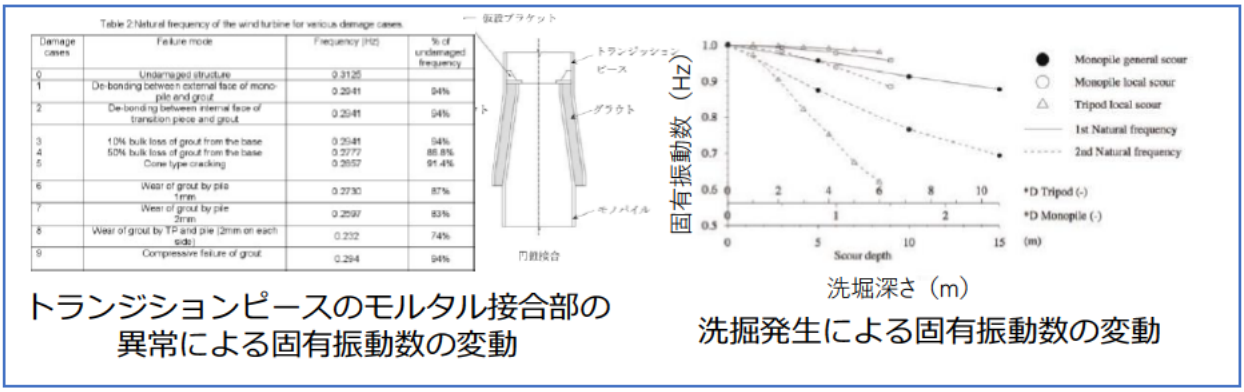


図 5.5.9-2　モルタル接合部の異常や洗掘発生に伴う構造物の固有振動数の変動[91] [92]

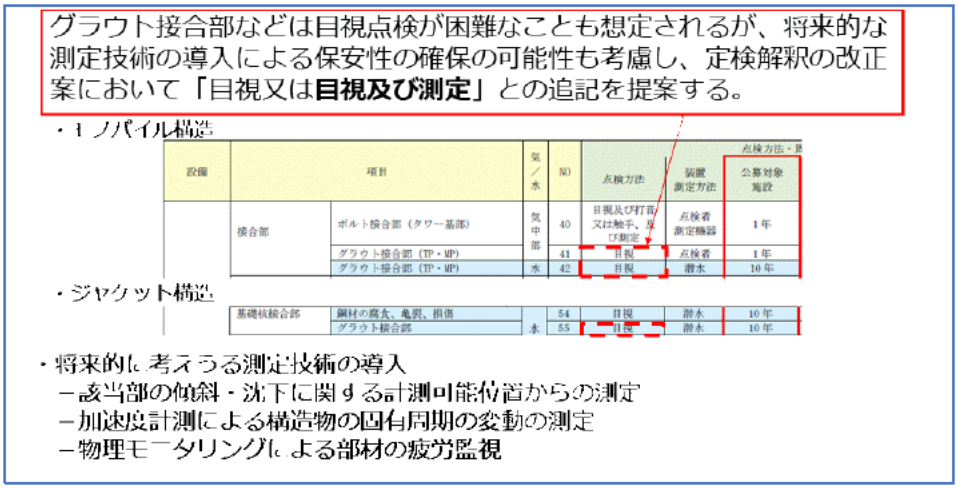


図 5.5.9-3　グラウト接合部の点検方法に対する追記

[90] 土木学会：風力発電設備支持物構造設計指針・同解説，2010

[91] Shashank Gupta, Andrew Morrison, David Sanderson, E. S. Condition monitoring of offshore wind turbines with scour and grout damage in monopole foundation. In SECED2015 Conference: Earthquake Risk and Engineering towards a Resilient World; Cambridge, Royaume-Uni, 2015.

[92] M.B. Zaaijer Tripod support structure Pre-design and nanural frequency assessment for the 6 MW DOWEC DOWEC-F1W2-MZ-02-063/02-P, 2002

5.6. 定検解釈案

ここでは、5. で示した定検解釈案の作成手順⑥定検解釈案を示す。これまでの検討を踏まえ、表 5.6-1 に示す通り定検解釈案を作成した。定検解釈案におけるそれぞれの検査項目と公共の安全を確保するための検査の目的の紐づけについても示す。

表 5.6-1　定検解釈案

設備	項目		検査を実施する場所	検査方法	検査内容	備考	点検周期（年）	（参考）公共の安全を確保するための検査の目的
ブレード	1　表面		気中部	目視又は触手若しくは測定	ブレードの表面に損傷（ゲルコート剥がれや外皮クラック）や被雷痕（すす）がないか目視等で確認する。		1	落下飛散防止
	接地システム	2　レセプタ	気中部	目視	レセプタに異常な被雷痕、溶損、減耗、飛散、剥離がないか確認する。		1	落下飛散防止・火災防止
		3　ダウンコンダクタ	気中部	目視	ハブ内からダウンコンダクタに損傷がないか確認する。		1	落下飛散防止・火災防止
				試験	ダウンコンダクタについて導通試験等を行い、健全性を確認する。	導通を常時モニタリングしている場合を除く。	2 又は 3	落下飛散防止・火災防止
	4　内部		気中部	目視又は触手若しくは測定	視認又はアクセス可能な範囲について、目視等で損傷がないか確認する。		2 又は 3	落下飛散防止
	5　ブレード翼根部	翼根部	気中部	目視	ブレード翼根部に損傷がないか確認する。		1	落下飛散防止
		ボルト		目視及び打音又は触手	合マークのズレや塗装割れ、ボルトの緩みがないか確認する。		1	落下飛散防止
				測定	測定機器で軸力又は締付トルク等を確認する。		1	落下飛散防止
	翼端ブレーキ装置	6　ブレードティップ	気中部	目視	ブレード本体と翼端ブレーキとの間にズレがないか確認する。		半	過回転防止・落下飛散防止
					ブレード本体と翼端ブレーキ間の接合部（凹凸）の損傷や変形がないか確認する。		2 又は 3	過回転防止・落下飛散防止
				試験	翼端ブレーキの作動試験を実施する。		半	過回転防止・落下飛散防止
				測定	翼端ブレーキの作動・非作動時の油圧を確認する。		半	過回転防止・落下飛散防止

		7　（カーボン）シャフト	気中部	目視又は打音	目視又は打音にて損傷がないか確認する。		2 又は 3	過回転防止・落下飛散防止
ロータ	ハブ	8 ボルト・ナット (1) ハブ-主軸間接合部ボルト・ナット (2) ピッチ軸受（旋回輪）-	気中部	目視及び打音又は触手	合マークのズレや塗装割れ、ボルトに緩みがないか確認する。		1	倒壊落下飛散防止
				測定（(4)を除く）	測定機器で軸力又は締付トルク等を確認する。		1	倒壊落下飛散防止
		9　ハブハウジング	気中部	目視	ハウジングの表面に割れ等の異常がないか確認する。		1	倒壊落下飛散防止
		10　スピナカバー	気中部	目視	スピナカバー本体に損傷等異常や変形がないか確認する。スピナカバー内にグリース飛散などの汚れがないか確認する。		1	落下飛散防止
				目視又は触手	スピナカバーの継ぎ目部分から異常な雨水の浸入がないか確認する。 雨水の浸入が多い場合は、ボルトの緩みやシーラントの破損がないか確認する。		1	落下飛散防止
		11　雷電流排流部	気中部	目視	ブラシ、放電端子、ケーブル、ばねなどに損傷がないか確認する。 ブラシ面や摺動面が油や水分などの異物で汚れていないか確認する。		1	落下飛散防止・火災防止
				触手又は測定	取付け具などにガタツキがないか確認する。		1	落下飛散防止・火災防止
				測定	ブラシのホルダと摺動面の隙間を測定する。		半	落下飛散防止・火災防止
	ピッチ制御装置	12　ピッチ駆動系ブレーキ　ブレーキ	気中部	目視	ブレーキに損傷や変形がないか確認する。		半	過回転防止・落下飛散防止
				試験	ピッチ駆動系ブレーキの作動試験を実施する。	ピッチ駆動系ブレーキの状態を常時モニタリングしている場合を除く。	半	過回転防止・落下飛散防止
		13　ピッチ駆動装置	気中部	目視	駆動装置に損傷や変形がないか確認する。	油圧式ピッチ駆動装置については、アーク痕、異常な漏油がないか確認する。	半	過回転防止・落下飛散防止

				試験	ピッチ駆動装置の作動試験を行う。	ピッチ駆動装置の状態を常時モニタリングしている場合を除く。	半	過回転防止・落下飛散防止
		14　油圧系非常用装置	気中部	目視	ピッチアキュームレータ本体に油漏れ、損傷、変形などがないか確認する。		半	過回転防止・落下飛散防止
				測定	アキュームレータ内のガス圧を確認する。		半	過回転防止・落下飛散防止
		15　ピッチ軸受（旋回輪）	気中部	目視及び聴音	ピッチ作動（旋回）中にピッチ軸受から異常な振動や騒音を発していないか確認する。		半	落下飛散防止
				目視	軸受シールに損傷、変形、過大なグリース漏れがないか確認する。		半	落下飛散防止
				目視又は触手	グリースの状態を確認する。		半	落下飛散防止
		16　非常用電源	気中部	試験	非常用電源にてピッチ駆動装置の作動試験を行う。		半	過回転防止・落下飛散防止
	17　ハブアクセス ハッチ	ハッチ	気中部	目視	ハッチが損傷していないか確認する。		1	落下飛散防止
				触手又は測定	ハッチのガタツキがないか確認する。		1	落下飛散防止
		ボルト		目視及び触手又は測定	取付けボルトに緩みがないか確認する。		1	落下飛散防止
		パッキン		目視	パッキンに損傷や劣化がないか確認する。		1	落下飛散防止
ナセル	18　ボルト・ナット	（1）　高速軸カップリング取付ボルト・ナット （2）　架構ボルト	気中部	目視及び打音又は触手	合マークのズレや塗装割れ、ボルトの緩みがないか確認する。		1	落下飛散防止
				測定	測定機器で軸力又は締付トルク等を確認する。 風車設置後、ボルトの緩みや破断が生じていない場合には、１年間で１０％以上又は８方位以上のいずれか多い本数のボルトについて締め付け確認を行う。		1	落下飛散防止

	動力伝達装置	19　ボルト		気中部	目視及び打音又は触手	合マークのズレや塗装割れ、ボルトに緩みがないか確認する。		1	落下飛散防止
					測定	測定機器で軸力又は締付トルク等を確認する。 風車設置後、ボルトの緩みや破断が生じていない場合には、１年間で１０％以上又は８方位以上のいずれか多い本数のボルトについて締め付け確認を行う。		1	落下飛散防止
		20　主軸受		気中部	測定又は目視	軸受温度を測定又はグリースの状態を確認する。	温度センサ等により常時モニタリングしている場合を除く。	1	落下飛散防止
					目視	主軸受からの油漏れがないか確認する。		1	落下飛散防止
		21　ローターロック	ロータロック	気中部	目視	ロックピン本体などに錆や損傷がないか確認する。		1	落下飛散防止
			ロックピン本体		目視	ロックピンの挿入に問題ないか確認する。		1	落下飛散防止
	22　発電機（電技）	本体		気中部	目視及び聴音又は測定	外観上の異常がないか、また運転中の発電機から異常な振動や騒音が生じていないか確認する。		1	火災等防止
					目視	発電機軸受部からのグリース漏れがないか確認する。		1	火災等防止
		端子箱			測定	大地間及び相間の絶縁抵抗値を測定する。		1	火災等防止
	ブレーキ装置	23　機械ブレーキ	ブレーキ本体	気中部	試験	機械ブレーキの作動試験を実施する。	状態を常時モニタリングしている場合を除く。	1	過回転防止・落下飛散防止
			ブレーキ		目視	ブレーキ本体、配管及び配管締結部からの油漏れについて確認する。		1	過回転防止・落下飛散防止
					測定	パッドの厚み又は隙間を測定する。		1	過回転防止・落下飛散防止
		24　油圧ユニット	油圧ユニット	気中部	目視	機器、配管の油漏れがないか確認する。 ユニットの外観、モータ、ソレノイドなどに損傷がないか確認する。		1	過回転防止・落下飛散防止
			アキュームレータ		目視	アキュームレータに損傷がないか確認する。		1	過回転防止・落下飛散防止

			バルブ		目視及び触手	油圧ユニットのバルブの位置に間違いがないか確認する。		1	過回転防止・落下飛散防止
			油圧ユニット本体		目視及び触手	運転中の油圧ユニットから異常な振動や騒音が生じていないか確認する。		1	過回転防止・落下飛散防止
			油圧ユニット		測定	作動・非作動時の油圧を確認し記録する。		1	過回転防止・落下飛散防止
	ナセル架構	25　溶接継手		気中部	目視	塗装割れ、クラック、損傷がないか確認する。	必要に応じて非破壊検査を実施する。	1	落下飛散防止
		26　母材部		気中部	目視	塗装割れ、クラック、損傷がないか確認する。		1	落下飛散防止
		27　ナセル振動センサ	振動センサ	気中部	目視	振動センサに損傷がないか確認する。		1	倒壊落下飛散防止
			ケーブル		目視	ケーブルに損傷がないか確認する。		1	倒壊落下飛散防止・火災防止
			本体		試験	振動を検出するもの（おもりなど）を外して警報の作動試験を実施する。		1	倒壊落下飛散防止
	28　ナセルカバー	ナセルカバー		気中部	目視	ナセルカバーに損傷や変形がないか、ナセル内から確認する。 ナセルカバー継ぎ目部分からの雨水浸入がないか確認する。		1	落下飛散防止・火災防止
		ハッチ		気中部	目視	ハッチに損傷や部品の脱落がないか確認する。 ハッチからの雨水浸入がないか確認する。 パッキンの劣化や剥がれがないか確認する。		1	落下飛散防止・火災防止
					目視及び触手	ハッチを閉めた時、ストッパで緩みなくロックされるか確認する。		1	落下飛散防止・火災防止
	ナセル外部付属品	29　避雷針・接地線	避雷針	気中部	目視	避雷針に損傷や被雷痕がないか確認する。		1	落下飛散防止・火災防止
					目視及び触手	避雷針の取付けボルトに緩みがないか確認する。		1	落下飛散防止・火災防止

			接地線	気中部	目視及び触手又は測定	接地線に損傷や端子の緩みがないか確認する。		1	落下飛散防止・火災防止
					目視	接地線が劣化していないか確認する。		1	落下飛散防止・火災防止
		30　風向風速計	支持柱	気中部	目視	支持柱に損傷や変形がないか確認する。		1	落下飛散防止
					目視及び触手	支持柱の取付けボルトに緩みがないか確認する。		1	落下飛散防止
					目視	支持柱の部品の脱落、錆などがないか確認する。		1	落下飛散防止
			本体		目視	風向風速計に損傷がないか確認する。		1	落下飛散防止
					目視及び触手	風向風速計の取付けボルトに緩みがないか確認する。		1	落下飛散防止
			風向風速計		試験	コントローラーの値変動を確認する。	状態を常時モニタリングしている場合を除く。	1	落下飛散防止
	ナセル外部付属品	31　その他ナセル外部付属品		気中部	目視及び触手	ナセル外部に取付けられる、プラットフォーム、ハンドレール、梯子、柵などに損傷やガタツキがないか確認する。 取付けボルトに緩みがないか確認する。		1	落下飛散防止
	ナセル内電気設備（電技）	32　主変圧器		気中部	目視	塵埃の付着及び汚損がないか確認する。		1	火災等防止
					測定	大地間及び巻線間の絶縁抵抗値を測定する。		1	火災等防止
		33　力率改善コンデンサ		気中部	目視	コンデンサに損傷や変形がないか確認する。	状態を常時モニタリングしている場合を除く。	1	火災等防止
					測定	コンデンサの静電容量を測定する又は電流値を測定する。	状態を常時モニタリングしている場合を除く。	1	火災等防止
		34　盤内ＵＰＳ（風車制御用）		気中部	試験	UPS の作動試験を実施する。		1	火災等防止
タワー	35　ボルト・ナット	(1)　タワーフランジボルト・ナット		気中部	目視及び打音又は触手	合マークのズレや塗装割れ、ボルトの緩みがないか確認する。		1	倒壊落下飛散防止

		(2)　ナセル-タワー結合部ボルト・ナット (3)　アンカーボルト		測定	測定機器で軸力又は締付トルク等を確認する。 風車設置後、ボルトの緩みや破断が生じていない場合には、１年間で１０％以上又は８方位以上のいずれか多い本数のボルトについて締め付け確認を行う。		1	倒壊落下飛散防止
	継手	36　フランジ継手	気中部	目視	フランジ結合部の隙間に開きがないか確認する。		1	倒壊落下飛散防止
				目視及び触手又は測定	接地線に損傷、緩みがないか確認する。		1	火災等防止
		37　溶接継手	気中部	目視	塗装や溶接割れが発生していないか確認する。		1	倒壊落下飛散防止
	38　胴・アンカーリング		気中部	目視	外面に損傷や変形、錆がないか確認する。		1	倒壊落下飛散防止
				目視	タワー内底部に落下物や漏洩物がないか確認する。		1	倒壊落下飛散防止・火災防止
				目視及び触手又は測定	接地線に損傷、緩みがないか確認する。		1	火災等防止
基礎	コンクリート	39　基礎表面	気中部	目視	雨水が浸入するようなひびが発生していないか確認する。		1	倒壊落下飛散防止
		40　タワー・基礎間の隙間	気中部	目視	損傷や変形がないか確認する。		1	倒壊落下飛散防止
				目視	タワー・基礎間の隙間の状態を確認する。		1	倒壊落下飛散防止
				目視又は測定	タワー・基礎間の隙間の間隔を確認する。		1	倒壊落下飛散防止
	41　地盤		気中部	目視	基礎と外周面の土が離れていないか確認する。		1	倒壊落下飛散防止
非常用電源装置	42　ヨー		気中部	試験	非常用電源にてヨー旋回の作動試験を実施する。		1	倒壊落下飛散防止
海底送電線及び通	43　ケーブル用配管	配管・支持材	気中部	目視	性能上支障となる劣化、損傷等の変状を確認する。		3	倒壊落下飛散防止

信ケーブル			水中部	潜水目視	腐食、亀裂、損傷等の変状を確認する。 海生付着物の異常な付着がないか確認する。		安定前密、安定後適切	倒壊落下飛散防止
下部構造（下部構造＋基礎（モノパイル構造））	接合部	44　ボルト・ナット（タワー基部）	気中部	目視及び打音又は触手	合マークのズレや塗装割れ、ボルトの緩みがないか確認する。		1	倒壊落下飛散防止
				測定	測定機器で軸力又は締付トルク等を確認する。風車設置後、ボルトの緩みや破断が生じていない場合には、１年間で１０％以上又は８方位以上のいずれか多い本数のボルトについて締め付け確認を行う。		1	倒壊落下飛散防止
		45　グラウト（トランジションピース・モノパイル）	気中部	目視又は目視及び測定	グラウト接合部全体に亀裂や損傷がないか、グラウトシールの部分に異常がないかを確認する。		1	倒壊落下飛散防止
		46　グラウト（トランジションピース・モノパイル）	水中部	潜水目視又は潜水目視及び測定	グラウト接合部全体に亀裂や損傷がないか、グラウトシールの部分に異常がないかを確認する。		10	倒壊落下飛散防止
	トランジッションピース（TP）	47　鋼材	気中部	目視	鋼材の腐食、亀裂、損傷等の変状を確認する。		3	倒壊落下飛散防止
		48　被覆防食工	気中部	目視	被覆材、保護カバー等の変状を確認する。		3	倒壊落下飛散防止
		49　電気防食工（電位）	気中部	測定	防食管理電位が維持されているか確認するために、電位を測定する。		3	倒壊落下飛散防止
		50　鋼材	水中部	潜水目視	鋼材の腐食、亀裂、損傷等の変状を確認する。		10	倒壊落下飛散防止
		51　被覆防食工	水中部	潜水目視	被覆材、保護カバー等の変状を確認する。		10	倒壊落下飛散防止
		52　電気防食工（陽極）	水中部	潜水目視	陽極の消耗の程度、脱落、取付け金具の損傷等の変状を確認する。		10	倒壊落下飛散防止
		53　海生付着物	水中部	潜水目視	海生付着物の異常な付着がないか確認する。		10	倒壊落下飛散防止
	モノパイル（MP）	54　鋼材	気中部	目視	鋼材の腐食、亀裂、損傷等の変状を確認する。		3	倒壊落下飛散防止
		55　被覆防食工	気中部	目視	被覆材、保護カバー等の変状を確認する。		3	倒壊落下飛散防止

		56　電気防食工（電位）	気中部	測定	防食管理電位が維持されているか確認するために、電位を測定する。		3	倒壊落下飛散防止
		57　鋼材	水中部	潜水目視	鋼材の腐食、亀裂、損傷等の変状を確認する。		10	倒壊落下飛散防止
		58　被覆防食工	水中部	潜水目視	被覆材、保護カバー等の変状を確認する。		10	倒壊落下飛散防止
		59　電気防食工（陽極）	水中部	潜水目視	陽極の消耗の程度、脱落、取付け金具の損傷等の変状を確認する。		10	倒壊落下飛散防止
		60　海生付着物	水中部	潜水目視	海生付着物の異常な付着がないか確認する。		10	倒壊落下飛散防止
		61　構造物全体	気中部	目視	構造全体の傾斜、沈下を確認する。		(3)	倒壊落下飛散防止
				測定	構造全体の傾斜、沈下を、プラットフォームの上部天端の 4 隅の標高を測定するあるいはそれに類する方法で求める。		10	倒壊落下飛散防止
	海底地盤洗掘対策工	62　支持構造物周辺地盤	水中部	潜水目視又は測定	洗掘、土砂の堆積等の変状及び袋型根固材の安定性を確認する。		安定前密、安定後 10	倒壊落下飛散防止
下部構造（下部構造＋基礎（ジャケット構造））	接合部	63　ボルト・ナット（タワー基部）	気中部	目視及び打音又は触手	合マークのズレや塗装割れ、ボルトの緩みがないか確認する。		1	倒壊落下飛散防止
				測定	測定機器で軸力又は締付トルク等を確認する。 風車設置後、ボルトの緩みや破断が生じていない場合には、１年間で１０％以上又は８方位以上のいずれか多い本数のボルトについて締め付け確認を行う。		1	倒壊落下飛散防止
	ジャケット	64　鋼材	気中部	目視	鋼材の腐食、亀裂、損傷等の変状を確認する。		3	倒壊落下飛散防止
		65　被覆防食工	気中部	目視	被覆材、保護カバー等の変状を確認する。		3	倒壊落下飛散防止
		66　電気防食工（電位）	気中部	測定	防食管理電位が維持されているか確認するために、電位を測定する。		3	倒壊落下飛散防止
		67　鋼材	水中部	潜水目視	鋼材の腐食、亀裂、損傷等の変状を確認する。		10	倒壊落下飛散防止
		68　被覆防食工	水中部	潜水目視	被覆材、保護カバー等の変状を確認する。		10	倒壊落下飛散防止

		69　電気防食工（陽極）	水中部	潜水目視	陽極の消耗の程度、脱落、取付け金具の損傷等の変状を確認する。		10	倒壊落下飛散防止
		70　海生付着物	水中部	潜水目視	海生付着物の異常な付着がないか確認する。		10	倒壊落下飛散防止
		71　構造物全体	気中部	目視	構造全体の傾斜、沈下、移動を確認する。		(3)	倒壊落下飛散防止
				測定	構造全体の傾斜、沈下、移動を、プラットフォームの上部天端の 4 隅の標高を測定するあるいはそれに類する方法で求める。		10	倒壊落下飛散防止
	基礎杭接合部	72　鋼材	水中部	潜水目視	鋼材の腐食、亀裂、損傷等の変状を確認する。		10	倒壊落下飛散防止
		73　グラウト接合部	水中部	潜水目視又は潜水目視及び測定	グラウト接合部全体に亀裂や損傷がないか、グラウトシールの部分に異常がないかを確認する。		10	倒壊落下飛散防止
	基礎杭	74　鋼材	水中部	潜水目視	鋼材の腐食、亀裂、損傷等の変状を確認する。		10	倒壊落下飛散防止
	海底地盤洗掘対策工	75　支持構造物周辺地盤	水中部	潜水目視又は測定	洗掘、土砂の堆積等の変状及び袋型根固材の安定性を確認する。		安定前密、安定後 10	倒壊落下飛散防止
下部構造（下部構造＋基礎（ケーソン構造））	接合部	76　ボルト・ナット（タワー基部）	気中部	目視及び打音又は触手	合マークのズレや塗装割れ、ボルトの緩みがないか確認する。		1	倒壊落下飛散防止
				測定	測定機器で軸力又は締付トルク等を確認する。		1	倒壊落下飛散防止
	ケーソン	77　コンクリート	気中部	目視	コンクリートの劣化、損傷等の変状を確認する。		3	倒壊落下飛散防止
		78　コンクリート	水中部	潜水目視	コンクリートの劣化、損傷等の変状を確認する。		10	倒壊落下飛散防止
		79　構造物全体	気中部	目視	構造全体の傾斜、沈下、移動を確認する。		(3)	倒壊落下飛散防止
				測定	構造全体の傾斜、沈下、移動を、プラットフォームの上部天端の 4 隅の標高を測定するあるいはそれに類する方法で求める。		10	倒壊落下飛散防止
	底板コンクリート	80　コンクリート	水中部	潜水目視	コンクリートの劣化、損傷等の変状を確認する。		10	倒壊落下飛散防止
	海底地盤洗掘対策工	81　支持構造物周辺地盤	水中部	潜水目視又は測定	洗掘、土砂の堆積等の変状及び袋型根固材の安定性を確認する。		安定前密、安定後 10	倒壊落下飛散防止

【検査実施上の前提等】

※１．検査の方法及び検査の結果の判定基準は、メーカーの技術資料、一般社団法人日本風力発電協会発行「風力発電設備 ブレード点検および補修ガイドライン（JWPA G0001）」（ただし、表の項目１～５に限る。）、洋上風力発電施設検討委員会発行「洋上風力発電設備の維持管理に関する統一的解説」（ただし、表の項目 43～81 に限る。）等に基づいて、電気工作物設置者（以下、設置者という）が設定する。

※２．各設備において該当する項目が無い場合には、検査は省略してよい。

※３．電気事業法以外の法令やガイドラインによって設置される項目については、検査の対象外とする。

※４．目視及び潜水目視並びに分解が不可能な項目については、検査の対象外とする。（ただし、代替の検査方法を検討すること。）

※５．検査の対象となる設備が、記載のない下部構造の場合、設置者が項目を組み合わせる等、適切に設定しなければならない。

※６．検査を実施する場所は、それぞれ気中部で実施する検査、水中部で実施する検査を表す。

※７．検査方法が潜水目視とある項目については、検査内容の確認が行えることを要件に、潜水士若しくは機器を使用し、又はこれらを組み合わせて検査を実施する。

※８．点検周期（年）は一例であり、示された周期以上の頻度で点検を行うことが望ましい。

※９．点検周期（年）が「２又は３」の項目については、「発電用風力設備の技術基準の解釈」に定められている、「A 線で囲まれた地域」は２年とすることが望ましい。洋上風力発電設備の地域区分は、隣接する行政区域に拡張し推定する。

※１０．点検周期（年）が丸かっこで示された項目については、日常的に点検を実施する場合、定期事業者検査は必ずしも行う必要はないことを示す。

※１１．点検周期（年）が「安定前密、安定後適切」の項目については、洗掘の進行が安定するまでは、海底地盤洗掘対策工の検査と同時に行う。洗掘の安定後は、10 年以内で適切な周期を設置者で設定することが望ましい。

※１２．点検周期（年）が「安定前密、安定後 10」の項目については、洗掘の進行が安定するまで頻度を密に実施（少なくとも 1 年 1 回）、安定後は 10 年とすることが望ましい。

5.7. 定検解釈案と技術基準の紐づけ

定検解釈案と風技省令及び風技解釈の紐づけに関して、現行の定検解釈に記載のある検査項目については、従前の紐づけをそのまま踏襲する。一方、今回新設する「配管・支持材」、「下部構造」の検査項目に関しては、新たな紐づけが必要となる。本節ではそれらについて示す。

まず、「配管・支持材」については、現行の定検解釈における、検査項目 No.42　非常用電源装置　ヨーの検査の目的と一致する。その為、表 5.7-1 のとおり、風技省令第４条二、風技解釈第４条一に紐づく。

表 5.7-1　海底ケーブル用配管・支持材と技術基準の紐づけ

省　令	解　釈	紐づけられる検査項目			
第4条　風車は、次の各号により施設しなければならない。		設備	項目		検査内容詳細部分
二　風圧に対して構造上安全であること。	第4条　省令第4条第二号に規定する「風圧」とは、発電用風力設備を設置する場所の風車ハブ高さにおける現地風条件（極値風及び三方向（主方向、横方向、上方向）の乱流を含む。）による風圧が考慮されたものであって、次に掲げるものを含むものをいう。				
	一　風車の受風面の垂直投影面積が最大の状態における最大風圧	ナセル	ナセル架構	25溶接継手 26母材部	
			28ナセルカバー		
			ナセル外部付属品	30風向風速計 31ナセルカバー外部ハンドレール	のうち、取付状態
		非常用電気装置	42ヨー		
		海底送電線及び通信ケーブル	43ケーブル用配管	配管・支持材	

次に「下部構造」にあたる検査項目については、「風車を支持する工作物」の一部に当たると考えられ、ボルト接合部などを含むことから、現行の定検解釈における「タワー」、「基礎」と同様の扱いとなると考えられる。したがって、「タワー」、「基礎」が紐づけられている省令第 7 条「風車を支持する工作物は、自重、積載荷重、積雪及び風圧並びに地震その他の振動及び衝撃に対して構造上安全でなければならない。」に紐づくことになる。結果として、表 5.7-2 のとおり、省令第 7 条に紐づく風技解釈第 9 条から第 11 条に紐づくといえる。

表 5.7-2　下部基礎に関する検査項目の紐づけ

省 令		解 釈		紐づけられる検査項目			
第7条	風車を支持する工作物は、自重、積載荷重、積雪及び風圧並びに地震その他の振動及び衝撃に対して構造上安全でなければならない。	第9条	省令第7条第1項に規定する「自重、積載荷重、積雪及び風圧並びに地震その他の振動及び衝撃」とは、風車を支持する工作物に作用する自重、積載荷重、積雪荷重、風圧、土圧及び水圧並びに風車の運転による振動並びに当該設置場所において通常想定される地震その他自然の要因により風車を支持する工作物に作用する振動及び衝撃（次項において「外力」という。）をいい、洋上に設置する風車においては、波浪荷重、潮流等の水の流れによる荷重、津波荷重、接岸荷重及び温度変化による荷重等を含むものとする。	タワー 基礎 下部構造	38胴・アンカーリング 39基礎表面 40コンクリート	-1外面	
		2	省令第7条第1項に規定する「構造上安全」とは、風車を支持する工作物のタワー、基礎及びタワーと基礎との定着部が、工作物に作用する外力に対して安全であることを含むものをいう。				
		3	発電用風力設備であってその最高部の地表からの高さ（以下「風力設備全体高」という。）が15メートルを超えるものの風車を支持する工作物（船舶安全法第2条第1項の規定の適用を受けるものを除く。以下「特定支持物」という。）について、次条及び第11条に掲げる要件の全てを満たす場合であって、次に掲げる要件のいずれかに該当するときは、当該特定支持物については、省令第7条第1項に規定する「構造上安全」であるものとみなす。				
			一　第12条に掲げる要件の全てを満たすものであること。				
			二　風力設備全体高が60メートル以下の特定支持物であって、第13条から第15条に掲げる要件の全てを満たすものであること。				
		第10条	特定支持物の構造等に係る要件は、次に掲げるものとする。	タワー 下部構造	35ボルト・ナット 継手	36フランジ継手 37溶接継手	-1ﾌﾗﾝｼﾞ結合部
			七　タワーの溶接部及びボルト接合部が、疲労損傷に対して構造上安全なものであること。				
		第11条	特定支持物の基礎（鉄筋コンクリート造のものに限る。）に係る要件は、次に掲げるものとする。	基礎 下部構造	41地盤		
			八　特定支持物の支持地盤は、特定支持物の安定に必要な強度を有すること。				

6. 定検解釈提言案の作成

有識者検討会において、定検解釈案に関して幅広い意見交換が行われた。その中で、5.2.2.で示した定検解釈案に定めることができない事項や、本事業の中では十分なエビデンスが揃わなかった等の理由で定検解釈案に盛り込まなかった事項を整理し、提言としてまとめた。

有識者検討会における意見と共に、今後の議論が必要と考えられる点について本章で記載し、今後の議論の場に繋げることや、設置者の判断の一助となるようにした。

また、定検解釈案には実際には盛り込まなかったが、もし、それぞれの提言の内容を定検解釈案に盛り込んだ場合を検討し、定検解釈提言案として、定検解釈案に提言の内容を追加し、あわせて定検解釈案の変更をおこなった。

6.1.では、各提言の内容を記載する。

6.2.では、定検解釈提言案を示す。定検解釈案に提言の内容を加え、定検解釈案の内容に追加・変更をおこなった。

6.1. 各提言の内容

ここでは、各提言の内容について、全体像を示し、各項で、各提言の内容を示す。

表 6.1-1 に、定検解釈提言案とした 5 項目の概要を示す。

表 6.1-2 に、定検解釈案及び定検解釈提言案に反映しなかった理由をまとめる。

表 6.1-1　定検解釈提言案の概要

章構成	項目	提言の概要	定検解釈提言案の概要
6.1.1.	海底ケーブル本体の点検について	海外調査結果を踏まえ、海底ケーブルの点検周期は、その事故故障の多さと、ヒアリング調査先の点検周期が 1 年周期で実施されているとの回答から、統一的解説で示された支持構造物の考え方ではなく、現行の定検解釈の考え方で定検解釈案を提言する。	新規項目として、海底ケーブル本体等を追加する。 気中部、水中部（非埋設部）、水中部（埋設部）の 3 つに区分し、気中部 1 年・水中部は“安定前密、安定後 5 年”とした。特に、水中部安定後は、“5 年以内で適切な周期を設置者で設定することが望ましい”の意味を含めている。 海底ケーブル本体の点検と同時に、海底ケーブル用配管、海底地盤洗掘対策工の点検を実施するよう、定検解釈案の周期からそれぞれ変更する。
6.1.2.	統一的解説における下部構造の附帯設備の扱いについて	定検解釈の項目として定めなくても、設置者が自主的に定める保安規程にて、その実態に即した合理的な保安対策を講じることによっても、点検作業は可能であることから、統一的解説で示された内容を整理し、附帯設備にかかる検査項目を追加した場合を検討した。	定検解釈提言案においては、統一的解説で示された内容をそのまま踏襲した。ただし、これらの附帯設備は下部構造のみならず、タワーに附属することも想定されることから、設備名を統一的解説から変更し、“タワーおよび下部構造の附帯設備”とした。
6.1.3.	航行安全にかかる点検	航空障害灯にかかる検査項目を追加した場合を検討した。	ナセル外部付属品に航空障害灯を加えた。その際タワー等に設置されるものも考慮した。 検査方法は、“目視又は触手”とし、タワーに設置されるものは基本的に望遠鏡等を使用しての目視点検を想定し、ナセル上部に設置されるものについては、目視・触手の両方で点検を行うことを想定する。
6.1.4.	環境保全にかかる点検	有識者検討会において、特に油漏れによる漁業への影響が指摘されたことから、水質の汚濁の防止にかかる検査項目を追加した場合を検討した。 具体的な検査項目としては、ピッチ駆動装置、ヨー駆動装置、増速機、ブレーキ装置、ナセルとタワーの結合部であるヨーフロアのヨー軸受（旋回輪）、ナセル-タワー結合部のボルトを想定した。現行の定検解釈において、過回転防止等を目的としてすでに検査項目となっているものも存在する為、これらも含めてまとめた。	現行の定検解釈に無い項目として、ヨー駆動装置、増速機と、ヨーフロア（ナセル-タワー結合）におけるヨー軸受（旋回輪）を加える。これらの油漏れが発生しうる箇所を適切に点検することによって、異常な漏油の発生を防ぎ、外部への漏油を防ぐ意図で検査項目を作成した。
6.1.5.	新エネ WG の審議対象事故と定検解釈の検査項目の紐づけ	現行の定検解釈は、新エネ WG 等で審議された、21 件の審議対象事故を元に作成されており、現行の定検解釈の項目と審議対象事故の紐づけ作業を行っている。現時点において、審議終了となっている事故は、累計 41 件あることから、新たに追加された審議対象事故と現行の定検解釈の項目の紐づけを行い、当時の作業を更新させることとした。	41 件の審議対象事故を整理し、現行の定検解釈の項目との紐づけ作業を行った結果、現行の定検解釈の項目と紐づけられない事故が 2 件（審議対象事故㊶㊷）存在した。 その為、㊶の紐づけ項目として、ナセル内電気設備（電技）に、DC リンクコンデンサ、配線用端子台、換気ファンユニットの合計 3 項目を追加した。㊷の紐づけ項目として、ハブ内電気設備(電技)を追加し、配線用端子台、換気ファンユニットの 2 項目を追加した。

表 6.1-2 定検解釈案及び定検解釈に反映しなかった理由

章構成	項目	定検解釈案に反映しなかった理由	定検解釈提言案に反映しなかった理由
6.1.1.	海底ケーブル本体の点検について	電気事業法における電線路と解され、電気事業法施行規則第九十四条第一項第十号[66]で定める風力機関及びその附属設備にはあたらず、定検解釈に定めることができない。	
6.1.2.	統一的解説における下部構造の附帯設備の扱いについて	統一的解説で示された下部構造の附帯設備の中には、航路標識法、消防法等他の法令等によって規定されるものの含まれ、設置者が自主的に定める保安規程にて、その実態に即した合理的な保安対策を講じることが、定検解釈案に定めるよりもより適切であると判断し、定検解釈案から全て除外した。	
6.1.3.	航行安全にかかる点検	航空障害灯は、電気事業法とは別の法令等により規定されているものであることから、定検解釈には定めることができない。	
6.1.4.	環境保全にかかる点検	定期事業者検査は公共の安全の確保を担保する為、公共の安全に係る事故を未然に防ぐ目的としているため、環境保全・公害等の防止にかかる項目は定検解釈案としない方針を継続した。	
6.1.5.	新エネ WG の審議対象事故と定検解釈の検査項目の紐づけ	441 件の審議対象事故を整理し、現行の定検解釈の項目との紐づけ作業を行った結果、現行の定検解釈の項目と紐づけられない審議対象事故が 2 件（審議対象事故㊶㊷）存在した。しかし、新エネ WG の審議の場において、定検解釈に当該点検項目を追加する必要性について言及されておらず、審議対象事故となっても定検解釈に組み込まれない場合に該当すると判断した。	
6.1.6.	半年周期の点検の緩和	点検周期を定検解釈の例示よりも長い周期で点検を計画する為の技術的根拠として、定期事業者検査制度の開始当初より曖昧であった点を明確にする意図で、メーカーの点検マニュアルに記載されている点検周期を技術的根拠とすることを定検解釈案として有識者検討会に諮ったが、有識者の賛同を得ることは難しく、この提案は取り下げた。	この提案は取り下げた。
6.1.7.	気中部の点検における点検支援技術の活用について	点検支援技術の定検解釈案の反映時期を切り分け、まず、水中部の点検に ROV 等を使用することについては、定検解釈案に含め、それ以外については、スマート保安アクションプランの技術実装を待ってからの議論にすることを提案し、有識者から賛同を得た。	スマート保安アクションプランの技術実装を待ってからの議論にする。
6.1.8.	海外指針における下部構造の点検周期の考慮	洋上風力発電設備における下部構造の点検周期については統一的解説において言及されており、海外指針についても検討の上で、統一的解説における点検周期が例示されたと判断した。	洋上風力発電設備の保安水準の確保の観点から、実施が必要とされる最低限の下部構造の点検周期について、国内での洋上風力の運用データに基づいた議論が十分にできなかったため。
6.1.9.	下部構造・基礎の部材の抜き取り検査の可能性について	DNV の指針において抜き取り検査に関する言及がなされており、それらの適用可能性について調査・検討したが、本事業の中では、具体的な抜き取り検査の適用方針に関する提案までは至らなかった。	洋上風力発電設備の保安水準の確保の観点から、海外指針などに記載されている抜き取り検査の適用性について、国内での洋上風力の運用データに基づいた議論が十分にできなかったため。
6.1.10.	水中部の部材検査の実施方針について	有識者検討会において、各検査項目の具体的な検査方針については設置者判断に委ねられるとの意見があったため、定検解釈案の検査項目においては具体的な検査方針について明言しなかった。	具体的な検査方針を検査内容に記載するまでは、本検討の中で議論が至らなかったため。報告書中の文章において、検査方針として考えうる点について示した。
6.1.11.	物理センサを導入した下部構造の保安水準の高度化	将来的には目視検査の代替を見越したモニタリング技術の活用方針も想定されると考えられるが、現時点では、判断基準となるデータが不十分であることから、目視検査の実施が物理的にできない箇所に対する補助的な活用を推奨する内容にとどめた。	センサによるモニタリング技術による遠隔目視の代替活用に関する妥当性が十分に示せなかったため、検査手法として義務付けるまでには至らなかった。
6.1.12.	統一的解説未記載の基礎形式の検査対応について	洋上風力発電設備の下部構造に関する点検項目を定義する統一的解説に対して、点検項目に関するレイアウトを大きく変更することは時期尚早と判断した。	具体的に構造種別ごとに分けない場合の、項目レイアウトをどうするのかといった点まで、本検討の中で至らなかったため。

6.1.1.海底ケーブル本体の点検について

海底ケーブルの本体は、5.2.2.で示した通り、電気事業法における電線路[65]と解され、電気事業法施行規則第九十四条第一項第十号[66]で定める風力機関及びその附属設備にはあたらず、定検解釈に定めることができないため、提言とした。

海底ケーブルに関しては、3.2.3.で比較した、統一的解説で示された支持構造物の考えではなく、現行の定検解釈の考えで定検解釈提言案を提案することとした。

水中部の海底ケーブルの点検頻度として、“洗掘の安定後は 5 年周期”で提言案を示したが、実現可能性を考慮した例示であり、その意味で“5 年以内で、適切な周期を設置者で設定することが望ましい”との意味を含めている。その他、定検解釈案の中で、海底ケーブルと同時に点検出来る項目についても、点検周期を本提案の内容に合わせている。

海底ケーブルの具体的な点検方法について例示する。点検のタイミングとして重要な、施工確認にについて示し、最新の点検技術を紹介する。

海底ケーブルの本体は、5.2.2.で示した通り、電気事業法における電線路[65]と解され、電気事業法施行規則第九十四条第一項第十号[66]で定める風力機関及びその附属設備にはあたらず、定検解釈に定めることができない。一方で、いわゆるＪチューブ[12]等のケーブル用配管・支持材については、風力機関の附属設備と捉え、5.5.8 において定検解釈の対象として、以下の定検解釈案を示した。

設備	項目		検査を実施する場所	検査方法	検査内容	備考	点検周期(年)
海底送電線及び通信ケーブル	ケーブル用配管	43 配管･支持材	気中部	目視	性能上支障となる劣化、損傷等の変状を確認する。		3
			水中部	潜水目視	腐食、亀裂、損傷等の変状を確認する。海生付着物の異常な付着がないか確認する。		安定前密、安定後適切

※１１．点検周期（年）が「安定前密、安定後適切」の項目については、
洗掘の進行が安定するまでは、海底地盤洗掘対策工の検査と同時に行う。
洗掘の安定後は、10年以内で適切な周期を設置者で設定することが望ましい。

図 5.5.8-2　海底ケーブル配管・支持材の定検解釈案（再掲）

2.2.4.で示した海外調査結果のうち、調査項目“㉒洋上風力発電設備の海底ケーブル（気中部・水中部）の点検において、実施している点検項目の内容”において、設置者が ROV や測量機器及び潜水士を用いて、1 年に 1 回の点検を実施していることの回答であった。

次に、2.3.1.で保険事故の傾向を示した。図 2.3.1-1 に発生部位別の事故の内訳を示し、操業移行後においては、海底ケーブルが 58%～68%と集計されており、保険事故の半分以上が海底ケーブル事故に係るものであることが分かる。

また、図 2.3.1-2 に事故原因の内訳を示し、事故の原因分析では、操業移行後においては、材料・製造の瑕疵(40～44%)、設計上の瑕疵(15%～24%)の割合が大きく、この次にメンテナンス不足、施工ミスが挙げられた。この事故原因の内訳は、海底ケーブルに限って事故原因を分類したものではないものの、2.3.1.で示した事故事例からも、図 2.3.1-2 に示した事故原因の傾向と同じ、設計上の瑕疵、材料・

製造の瑕疵によるものが多いことが分かる。海底ケーブルについて事故損傷は続いており、今後もこれら海外事故事例の把握し、国内における海底ケーブルの点検に生かすことが必要である。

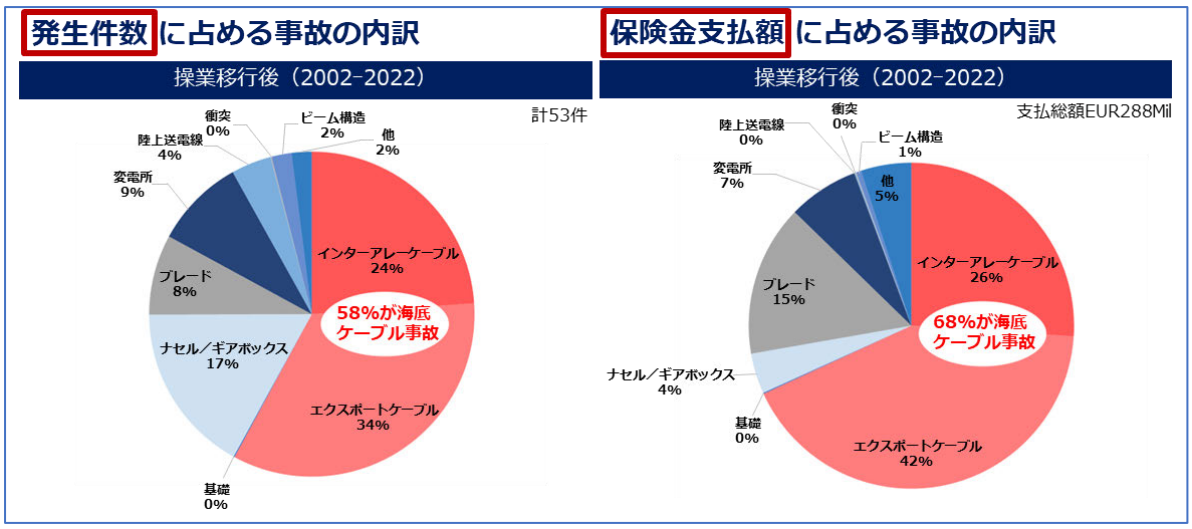


図 2.3.1-1 発生部位別の事故の内訳（操業移行後を抜粋し、再掲）

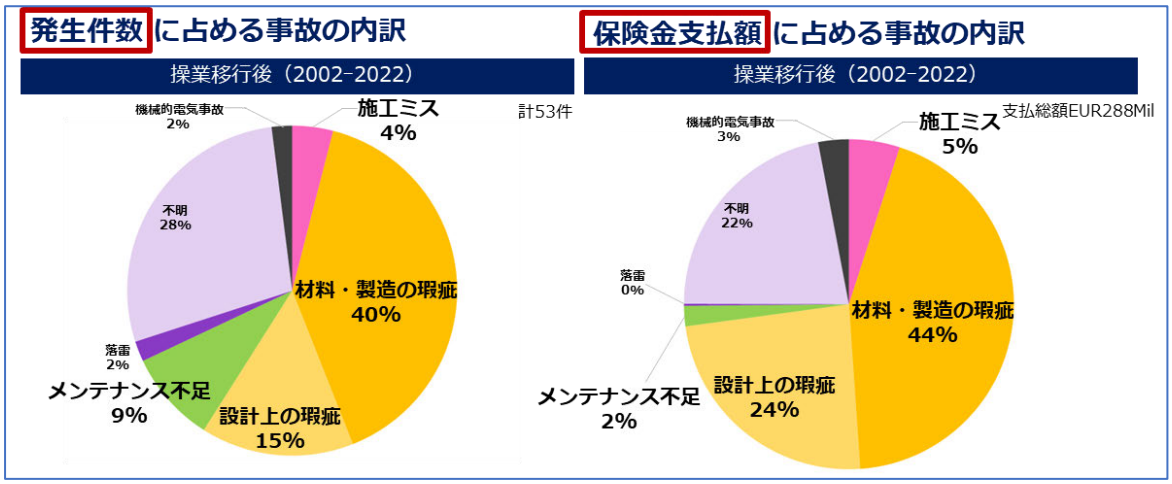


図 2.3.1-2 発生原因別の事故の内訳（操業移行後を抜粋し、再掲）

これら海外調査結果を踏まえ、海底ケーブルの点検周期を、図 5.5.8-4 で示した定検解釈案の点検周期の設定の考えに当てはめる際には、その事故故障の多さと、ヒアリング調査先の点検周期が 1 年周期で実施されているとの回答から、統一的解説で示された支持構造物の考え方ではなく、現行の定検解釈の考え方で定検解釈案を提言する。すなわち、海底ケーブルについては、供用期間中に不具合が起きうるものとして考え、不具合を早期に発見することで、公共の安全に係る事故を未然に防ぐ“予防的メンテナンス”の考えで点検周期を設定することが適切であると判断した。

また、海底ケーブル用配管の点検については、5.5.8.に示したとおり、“洗掘安定後10年以内適切”と提案したが、本提言により、洗掘安定後の点検周期だけでなく、すべての点検周期を海底ケーブルで提言する周期に変更する。

以上による変更箇所を、図 6.1.1-1に示す。

	現行の定検解釈の考え方	統一的解説による 支持構造物の考え方
引用文献	NEDO洋上風力ガイドブック	統一的解説、点検診断ガイドライン
引用文献による 象徴的な表現	予防的メンテナンス	主として事前対策型
定検解釈案における考え方の設定	“予防的メンテナンスは高頻度であればあるほど良い”	“供用期間中に維持管理上の限界状態に達しない事前対策型を基本”
考えの主眼	供用期間中に不具合が起きうるものとして考えている	供用期間中に不具合が起こらないように事前に対策することを考えている
定検解釈における点検の目的	不具合を早期に発見することで、公共の安全に係る事故を未然に防ぐ	供用期間中に不具合は起こらないよう事前に対策した上で、点検では、部材の性能に影響を及ぼす変状がないかを確認する
主たる適用範囲	RNA、タワー	下部構造、基礎
点検周期	半年、1年、3年	気中部3年、水中部10年 （ただし洗掘の安定前は水中部1年）
（ケーブル用配管）	洗掘安定後、10年以内適切	

図 6.1.1-1 海底ケーブル本体の定検解釈案の点検周期の考え方への当てはめ

（図 5.5.8-4　ケーブル用配管・支持材の点検周期の変更提案を再掲、吹き出し部追加）

なお、統一的解説においては、支持構造物の考え方が適用され、“気中部 3 年、水中部 10 年、ただし洗掘の安定前は水中部 1 年周期”で点検周期が示されているが、一方で、5.5.8.においてもまとめたとおり、“支持構造物の維持管理の方法がそのまま適用できないことも考えられる”等の記載がある。その為、この記載を踏襲し、本事業の提言としては、現行の定検解釈の考え方で点検周期等を示すこととした。ここで再度、統一的解説における海底ケーブルに関する記載を、以下に整理する。

p. 29 第 1 章 1.1 適用範囲 (2)本統一的解説の適用範囲

海底送電線及び通信ケーブルの維持管理では、本統一的解説で対象とする支持構造物の維持管理の方法がそのまま適用できないことも考えられる。その場合は、統一的解説で示す事項に加えて、国際・国内規格や認証規格を参考にすることができる。なお、電気事業法、港湾法及び再エネ海域利用法の各省令に定める事項に適合しなければならないが、維持管理を証明する方法は、本統一的解説に限定されるものではなく、各省令に照らして要求性能の確保が達成できる技術的根拠があれば、本統一的解説で示す方法に替えて採用することができる。また、維持管理を証明する方法として、国内外の新しい適切かつ信頼性のある技術を活用する方法も考えられる。

p. 38 第 2 章 洋上風力発電設備等の維持管理の方法等に係る事項

2.1 基本事項

なお、海底送電線及び通信ケーブルなどのその他設備については、海外の事例等を踏まえ、適切に維持管理の方法を策定する必要がある。

p. 80 表-2.3.3.2 下部構造・基礎等 杭式基礎（モノパイル構造）の定期点検の事例（２／２）

設備	項目		気／水	NO	点検方法・周期		
					点検方法	装置測定方法	公募対象施設
海底送電線及び通信ケーブル	ケーブル用配管	配管・支持材	気	69	目視	点検者	3 年
		配管・支持材	水中部	70	目視	潜水	安定前密 安定後詳細
	海底ケーブル・海底地盤	（構造物周辺）海底ケーブル・保護材の損傷・海底地盤		71	目視又は測定	潜水 測定機器	安定前密 安定後詳細
		（上記以外）海底ケーブル・保護材の損傷・海底地盤		72	目視又は測定	潜水 測定機器	10 年

・「安定前密、安定後詳細」とは、洗掘の進行が安定するまで頻度を密に実施（少なくとも１年１回）、安定後は他の詳細点検（水中部）時に併せて実施するものである。

ここで、海底ケーブルに関して、海外の指針を確認すると、点検周期について、DNV の指針及び BSH の指針は存在しない。2016 年まで有効であった、DNV-OS-J101[93]においては、“The interval between inspections of submerged power cables should not exceed five years. *（水中ケーブルの点検間隔は５年を超えてはならない）*”の記載があったが、GL との合併後に発行された現在有効である、DNVGL-RP-0359、DNVGL-RP-0360 においては、点検周期の記載はなくなった。

点検周期の記載が無くなったことについて推察すると、欧州では、様々な海底ケーブルに関する事故事例が累積されていく中で、個々の洋上ウィンドファームの特徴、海底ケーブル施工・敷設・埋設方法、ケーブルの長さ等を踏まえた上で、様々なリスクを検討し、設置者が適切な維持管理計画の策定することが重視されており、指針としては、5 年以内と明記とすることが出来なくなったと判断した。

以上を踏まえ、次に海底ケーブルに関する定検解釈提言案について、それぞれの内容を示す。

まず、新たな検査項目として、海底ケーブル本体等を追加する。他の検査項目のような詳細な区分はせず、“ケーブル本体等”と括り、検査内容の箇所に項目を詳細に記載した。その理由は、国内において本格的な洋上設置の風力発電設備は少なく、海底ケーブルについて詳細な定義付けにまで至れないからである。今後実際の海底ケーブルにあわせ、細分化し、定義付けしていく必要がある。その為、検査内容にケーブル本体以外にも、保護管・防護管・保護材等、ケーブルの健全性を確保する為に、設置が想定されるものを包括的に記載した。

検査内容については、統一的解説においては、定検解釈における検査内容のような具体的な例示は無かったことから、気中部の検査内容については、定検解釈案のケーブル用配管と統一させ“性能上支障となる劣化、損傷等の変状を確認する”とした。

水中部の検査内容については、他の水中部の定検解釈案の検査内容から“腐食、亀裂、損傷等の変状の有無を確認する”及び“海生付着物の異常な付着がないか確認する”の 2 点を選定し、他の検査項目と統一させた。

ケーブルの位置は、敷設時点からの移動を確認することを示し、埋設部については深度を含めた状況確認とした。これらの具体的な点検方法については、使用機器例を示し、後述する。

検査項目の区分としては、気中部、水中部（非埋設部）、水中部（埋設部）の 3 つに区分し、統一的解説で示された、“構造物周辺とそれ以外”での区分は踏襲しなかった。その理由は、2.2.4.で示した海外調査結果のうち、調査項目“㉒洋上風力発電設備の海底ケーブル（気中部・水中部）の点検において、実施している点検項目の内容”において、海底ケーブルの点検の際に、構造物周辺か、それ以外かの分類で点検を区分しているとの回答が得られなかった為である。

また、統一的解説においては、“海底地盤洗掘対策工の点検と同時に、海底ケーブルの点検をおこなえる”との観点で“構造物周辺とそれ以外”の区分が採用されたと判断した。よって本提言においては、海底ケーブルの検査を単独で検討し、海外調査結果を踏まえ、“構造物周辺とそれ以外”で区分せず、

[93] DNV-OS-J101 13.3.8 Interval between inspections of submerged power cables *（水中ケーブルの点検間隔）*

ケーブルの端から端まで、同じ点検周期で実施することが適切と判断した。

点検周期については、気中部 1 年、水中部は“安定前密、安定後 5 年”とした。つまり、“洗掘の進行が安定するまでは頻度を密に実施（少なくとも 1 年 1 回)、安定後は、5 年とすることが望ましい。”とした。

気中部の点検については、3.1.8.で示した現行の定検解釈の考え方のうち、1 年周期を設定の考え方を踏襲した。すなわち、“あくまで 1 年に一度は他の項目の点検を実施するのだから、メーカーが示す点検周期が、別の周期であっても、予防的メンテナンスは高頻度であればあるほど良いため、点検困難部位でなければ、他の 1 年周期の点検と同時に点検する”と考え、選定した。

水中部の点検について、洗掘安定前は統一的解説をそのまま踏襲し、洗掘安定後の点検周期については、1 年、3 年、5 年の選択肢から、5 年と示すことを選んだ。

まず、統一的解説で示された、支持構造物の考え方による点検周期の設定から離れ、現行の定検解釈の考え方としたことから、点検周期の設定にあたり、10 年は選択肢から除外した。

また、1 年は海外調査結果から選定し[94]、3 年は現行の定検解釈の考え方のうち、3.1.8.で示した通り、点検困難部位に設定されている年数である。この中で 5 年としたのは、設置者の実現可能性の考慮を加え、支持構造物の水中部の点検が 10 年でおこなわれることから、その半分の 5 年周期を根拠に、本提言とすることとした。また、点検周期については、5.4.5.において示した通り、海外調査結果や JWPA の自主基準例が紹介[74]され、こちらでも 5 年が検討対象となっていることから、選択肢の中で実現可能性が高いと判断した。

なお、ここで 5 年と提言するのは、あくまで、必要最低限の点検周期を示したものであり、先の DNV の指針から 5 年周期の記載が無くなった理由として示した通り、個々の洋上ウィンドファームの特徴、海底ケーブル施工・敷設・埋設方法、ケーブルの長さ等を踏まえた上で、様々なリスクを検討し、設置者が適切な点検周期設定を行うことが望ましいと考えており、その意味で“5 年以内で、適切な周期を設置者で設定することが望ましい”との意味を含めている。

また、海底ケーブルの検査を提言するにあたり、この周辺の検査項目で、海底ケーブルの点検と同時に点検を実施できる項目については、海底ケーブルの点検周期に合わせることとした。すなわち、統一的解説においては、“海底地盤洗掘対策工の点検と同時に、海底ケーブルの点検をおこなえる”との観点で設定されたと判断したため、逆に“海底ケーブルの点検と同時に、海底地盤洗掘対策工の点検を行える”と考えた。

その結果、海底ケーブル本体の点検周期に合わせ、ケーブル用配管の気中部の点検周期は、3 年から 1 年に変更した。

また、ケーブル用配管、海底地盤洗掘対策工の水中部の点検周期は、それぞれ、“安定前密、安定後適切”“安定前密、安定後 10”から、“安定前密、安定後 5”と変更した。

---

[94] 2.2.4.で示した海外調査結果のうち、調査項目“㉒洋上風力発電設備の海底ケーブル（気中部・水中部）の点検において、実施している点検項目の内容”において、設置者が ROV や測量機器及び潜水士を用いて、1 年に 1 回の点検を実施していることの回答であった。

また、この結果、【検査実施上の前提】に記載した、“※１１．（略）安定後適切”の記載は無くなり、“※１１．安定前密、安定後 5”についての記載と変更になる。

以上に示した通り、海底ケーブルにかかる検査項目を追加した場合を検討し、表 6.1.1-1 に定検解釈提言案を示す。この提言によって、ケーブル配管、海底地盤洗掘対策工の点検周期もあわせて変更提案する為、変更箇所について二重線で示す。

表 6.1.1-1 海底ケーブル本体の定検解釈提言案表

設備	項目		検査を実施する場所	検査方法	検査内容	備考	点検周期（年）
海底送電線及び通信ケーブル	43　ケーブル用配管	配管・支持材	気中部	目視	性能上支障となる劣化、損傷等の変状を確認する。		1
			水中部	潜水目視	腐食、亀裂、損傷等の変状を確認する。 海生付着物の異常な付着がないか確認する。		安定前密、安定後 5
	●ケーブル本体等	ケーブル本体等	気中部	目視	性能上支障となる劣化、損傷等の変状を確認する。		1
		ケーブル本体等（非埋設部）	水中部	潜水目視及び測定	ケーブル・保護管・保護材等の腐食、亀裂、損傷等の変状の有無を確認する。 海生付着物の異常な付着がないか確認する。 ケーブルの位置、フリースパンの曲げ角度等を確認する。		安定前密、安定後 5
		ケーブル本体等（埋設部）	水中部	潜水目視及び測定	ケーブルの露出の有無及び深度を含めた埋設の状況を確認する。		安定前密、安定後 5
下部構造（下部構造＋基礎（モノパイル構造））	海底地盤洗掘対策工	62　支持構造物周辺地盤	水中部	潜水目視又は測定	洗掘、土砂の堆積等の変状及び袋型根固材の安定性を確認する。		安定前密、安定後 5
下部構造（下部構造＋基礎（ジャケット構造））	海底地盤洗掘対策工	75　支持構造物周辺地盤	水中部	潜水目視又は測定	洗掘、土砂の堆積等の変状及び袋型根固材の安定性を確認する。		安定前密、安定後 5
下部構造（下部構造＋基礎（ケーソン構造））	海底地盤洗掘対策工	81　支持構造物周辺地盤	水中部	潜水目視又は測定	洗掘、土砂の堆積等の変状及び袋型根固材の安定性を確認する。		安定前密、安定後 5

【検査実施上の前提等】

~~※１１．点検周期（年）が「安定前密、安定後適切」の項目については、洗掘の進行が安定するまでは、海底地盤洗掘対策工の検査と同時に行う。洗掘の安定後は、10 年以内で適切な周期を設置者で設定することが望ましい。~~

※１１．点検周期（年）が「安定前密、安定後 5」の項目については、洗掘の進行が安定するまで頻度を密に実施（少なくとも１年１回）、安定後は 5 年とすることが望ましい。

次に、水中の海底ケーブルの具体的な点検方法について、本提言では、検査方法を“潜水目視及び測定”と示した。その為、使用機器例を示し、点検方法を例示する。また、点検のタイミングとして、重要な施工確認について示す。統一的解説及び NEDO 洋上風力ガイドブックにおいても、海底ケーブルの実際の点検方法について、詳細に記されたものは無い為、受託者らによって調査をおこなった。

まず、点検のタイミングとして、欧州において重要視されている、施工確認について示す。

これは建設直後、発電設備の操業前に行われ、操業後の点検の際に、施工確認時点からの海底ケーブルの健全性を確認し、その後の変状[95]に対しての基本情報を取得している。

具体的には、音響探査により、埋設された海底ケーブルの深度やルートを測定できる機器を用い、埋設後のケーブルに対する施工不良の有無、正確な埋設深度及びルート、埋設物によるケーブルの負荷等を確認する。この調査においては、従来の間接的な深度予測による測定ではなく、直接的な深度測定が主流となっている。

この調査を建設直後に実施することで、ケーブル埋設深度の増減を確認することができ、ケーブルの移動の傾向を確認することで、その変状への対応方針を策定できる。その結果、埋設ケーブルの露出を前に、予防的なメンテナンスの実施が可能となる。

また、操業移行後の点検頻度の計画については、その洋上ウィンドファームの特徴、海底ケーブル施工・敷設方法、埋設方法、ケーブルの長さ等を踏まえた上で、様々なリスクを検討し、設定されている。本提言においては 5 年周期の点検を提案したが、欧州においては、最低 5 年に一度点検することや、毎年ウィンドファーム全体の 20%ずつの風力発電設備を 5 年間かけて点検すること等、その実態にあわせた点検計画によって、海底ケーブルの変状の早期発見に役立てるといった工夫が取られている。

実際に、欧州では海底ケーブルに関する事故のうち、CPS[4]の事故故障事例が累積されており、その中に、点検によって、早期に小さな不具合を発見し、原因や損傷状況を特定の上で、CPS を固定する等の対処を行い、ケーブル本体の交換や CPS の交換といった大規模修繕には至らず、長期間の運転停止も回避できた事例があった。

[95] 統一的解説 p.31 で示された言葉で、構造物に生じる不具合を総称して使われた。ここでも同じく海底ケーブルの健全性に対する、劣化、損傷、変位、変形等の不具合を総称して使用する。

次に、具体的な点検方法と使用機器例を例示する。ここでは網羅的に例示するのではなく、その機器に関する詳細な情報が入手できたものに限って紹介するが、この他にも機器は存在する。

まず、直接的な深度測定に関する機器として、「Sub Bottom Imager（サブボトムイメージャー）」を例示する。この機器は従来の間接的な深度測定ではなく、直接的な深度測定を可能にしたもので、機器をROV に搭載し、音波を流すことで、ケーブルの位置及び深さがデータに変換される。直接的に深度を測定できる意味で、従来の測定方法と大きく異なる。

従来の間接的な深度測定の方法では、ソナーを使用しての海底ケーブルの露出有無や、理論上の埋設深度を確認[96]しており、埋設深度の変化そのものを精度高く確認することは出来ず、結果として露出が発生してからの事後対応にならざるを得なかった。その為、欧州においては直接的に埋設深度を確認する方法が増えてきている。

また、施工確認においては、施工会社の情報に頼らず、設置者が第三者を起用するケースも増えてきている。これは、2.3.1.に示したとおり、建設工事中の施工ミスによる保険事故が多い為である。

次に、小さな不具合の発見に寄与する機器として「Digital　Twin（デジタルツイン）」を例示する。水中部の支持構造物やCPS の、画像取得及び3D マップを作成する機器である。ROV に搭載した高性能のカメラで、支持構造物やCPS を撮影し、AI を用いて解析し、縦横360 度を確認できる3D 画像に変換する。これにより mm 単位の損傷を発見することが可能である。また、ケーブルのフリースパン[85]の角度の把握でき、施工確認時点からの変状比較も可能となる。

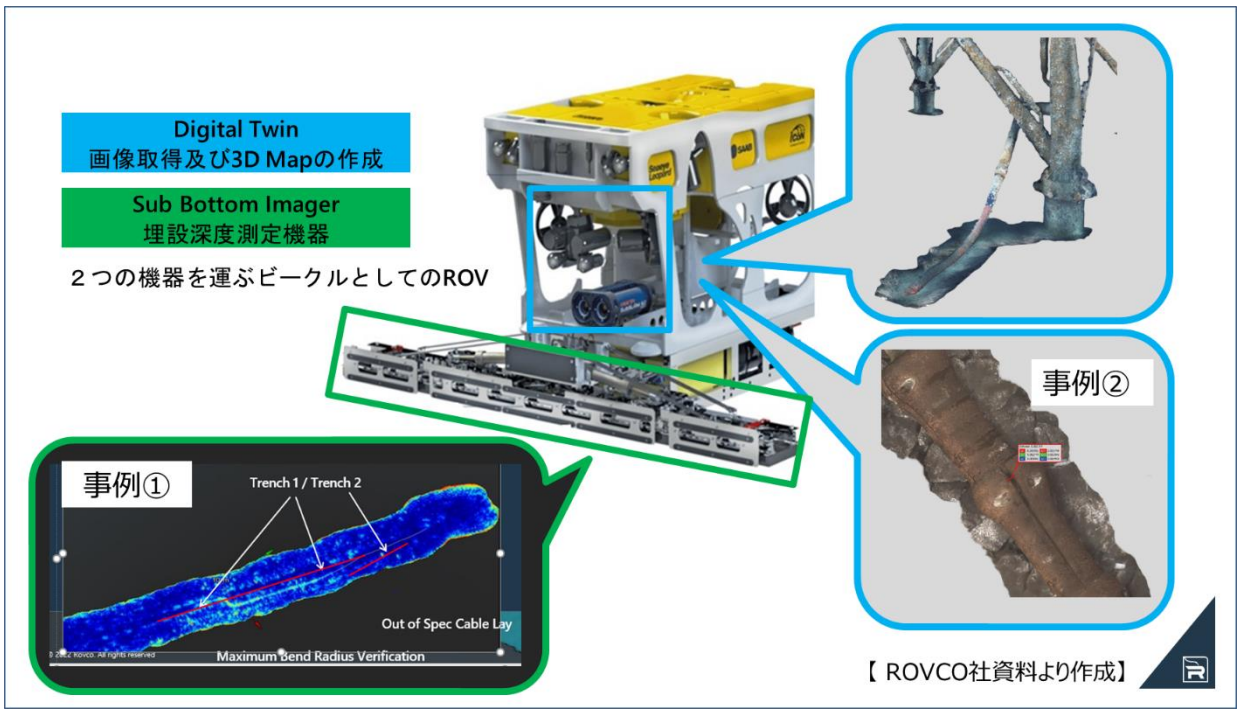


図 6.1.1-2 使用機器例と不具合発見事例

[96] ケーブル埋設後の 3 次元海底地形を初期値とし、経年変化による水深差を計測する方法。直接埋設ケーブルの埋設深度を計測するのではなく、間接的な算出を行う。初期値はケーブル埋設工事での報告値を使用するのが一般的であり、報告値の確かさの検証は、通常行わない。

これらの機器を利用した不具合発見事例を 2 つ紹介する。

・事例①「Sub Bottom Imager」によって、施工確認としておこなった、海底ケーブル敷設直後の埋設状況確認において、ケーブルトレンチ（溝）からのずれを把握した事例。この時点で確認することで、通電前に対応ができ、敷設業者への対応を求めることができた。修繕費用及び修理期間が小規模で済む。

・事例②「Digital　Twin」によって、mm レベルでの詳細画像把握により、CPS のネジが取れている点が確認できた事例。修繕費用は小規模で済む。

最後に、最新の点検手法を紹介する。欧州では、海底ケーブルのモニタリングシステム（DTS[3]）の導入が始まっている。海底ケーブル内の通信ケーブルの信号を元に、温度情報等からケーブル露出有無、ケーブル深度情報の取得を行うシステムが最新技術として登場している。このシステムによって常時モニタリングが可能となるが、そのモニタリング精度や、システム導入によって、現行の点検方法・頻度等にどのような変化がなされているかまでは、本事業では確認しきれておらず、引き続き調査を実施する必要がある。

6.1.2. 統一的解説における、下部構造の附帯設備の扱いについて

統一的解説で示された、図 6.1.2-1 の下部構造の附帯設備の取扱いについては、5.2.2. で示したとおり、他の法令等によって規定されるものが含まれ、かつ、設置者が自主的に定める保安規程にて、その実態に即した合理的な保安対策を講じることが、定検解釈案に定めるよりもより適切であると判断し、定検解釈案から全て除外した。

統一的解説で示された内容を整理し、附帯設備にかかる検査項目を追加した場合を検討し、定検解釈提言案を示す。

設備	項目		気／中	NO	点検方法・周期					
					点検方法	装置測定方法	公募対象施設	電事法	港湾法 点検周期	
									一般	詳細
下部構造の附帯設備	係船柱及び係船環		気中部	58	目視	点検者	(3年)		(3年)	
	防衝設備	防舷材・支持材		59	目視	点検者	(3年)		(3年)	
	照明設備	灯具、支柱		60	目視	点検者	(3年)		(3年)	
	救命設備			61	目視	点検者	(3年)		(3年)	
	柵・扉・ロープ	安全柵(手すり)		62	目視	点検者	(3年)		(3年)	
	標識等	標識（視認性）、灯具		63	目視	点検者	(3年)		(3年)	
	その他設備	梯子、階段、ﾃﾞｯｷ		64	目視	点検者	(3年)		(3年)	

図 6.1.2-1　統一的解説[67]　下部構造の附帯設備の定期点検の事例

5.2.2. で示したとおり、下部構造の附帯設備のうちには、航路標識法、消防法等他の法令等によって規定されるものが含まれ、設置者が自主的に定める保安規程にて、その実態に即した合理的な保安対策を講じることが、定検解釈案に定めるよりもより適切であると判断し、定検解釈案から全て除外した。

一方、定検解釈から下部構造の附帯設備を全て除外するとした判断に対し、有識者からは、以下の意見があった。

- 対象法令の設置者からの視点で見た際、下部構造の附帯設備については、設置者が接岸施設の安全性に最大限配慮している実情が考えられる。それらが法律的な区分けにより定検解釈から除外される場合、むしろ維持管理の運用手続きが煩雑となる可能性があるのではないか。
- 洋上風力発電設備に附属するものについては一体として定検解釈案を整備した方が、設置者にとって煩雑な状態が解消されるのではないか。
- 洋上風力発電設備のメンテナンスにおいて新たに想定される事項として、荒天等による困難なアクセス性に関する点が挙げられ、メンテナンス作業者の安全確保の観点も重要といえる。

また、点検作業実施に必須の設備（梯子、階段、デッキ、係船柱及び係船環、防衝設備等）については、これらの設備の不具合により、風力発電設備へのアクセスが不可能になることで、点検作業自体が不可能になり、公共の安全に係る事故を未然に防ぐという、定期事業者検査の目的そのものを実施できなくなることも想定される。この観点からも、定検解釈の検査項目へ加える必要性については今後の運用実態と事故故障の発生傾向から引き続き議論がなされる必要があると考えられる。

一方で、定検解釈の項目として定めなくても、設置者が自主的に定める保安規程にて、その実態に即した合理的な保安対策を講じることによっても、点検作業は可能であることから、統一的解説で示された内容を整理し、附帯設備にかかる検査項目を追加した場合を検討し、表 6.1.2-1 に定検解釈提言案を示す。

定検解釈提言案においては、統一的解説で示された内容をそのまま踏襲した。点検周期に括弧書きがあるのも、統一的解説で示された内容であり、定検解釈案の【検査実施上の前提】で、“※１０．日常的に点検を実施する場合、定期事業者検査は必ずしも行う必要はないことを示している。”とした。

一方で、これらの附帯設備は下部構造のみならず、タワーに附属することも想定されることから、設備名を統一的解説から変更し、“タワーおよび下部構造の附帯設備”とした。

表 6.1.2-1　下部構造の附帯設備の定検解釈提言案

設備	項目		検査を実施する場所	検査方法	検査内容	備考	点検周期（年）
タワーおよび下部構造の附帯設備	●係船柱及び係船環		気中部	目視	本体の劣化、損傷、塗装のはがれ等の変状を確認する。		(3)
	防衝設備	●防舷材・支持材	気中部	目視	防舷材の脱落、変形、欠損、取付け金具の腐食等の変状を確認する。		(3)
	照明設備	●灯具、支柱	気中部	目視	灯具、支柱、支柱基礎の劣化、損傷等の変状を確認する。		(3)
	救命設備		気中部	目視	性能上支障となる劣化、損傷等の変状を確認する。		(3)
	柵・扉・ロープ	●安全柵（手すり）	気中部	目視	性能上支障となる劣化、損傷等の変状を確認する。		(3)
	標識等	●標識、灯具	気中部	目視	性能上支障となる劣化、損傷等の変状を確認する。標識については視認性が確保されているかを確認する。		(3)
	その他設備	●梯子、階段、デッキ	気中部	目視	性能上支障となる劣化、損傷等の変状を確認する。		(3)

【検査実施上の前提】※１０．点検周期（年）が丸かっこで示された項目については、日常的に点検を実施する場合、定期事業者検査は必ずしも行う必要はないことを示す。

6.1.3. 航行安全にかかる点検

航行安全にかかる点検は、航空法による航空障害灯と航路標識法による航路標識が挙げられているが、これらは、電気事業法とは別の法令等により規定されているものであることから、定検解釈案には定めることができない。ここでは、航空障害灯について整理し、定検解釈提言案を示す。

5.2.2. で示したとおり、航行安全にかかる点検は、統一的解説に記載[97]されている。具体的には、航空法による航空障害灯と航路標識法による航路標識が挙げられているが、これらは、電気事業法とは別の法令等により規定されているものであることから、定検解釈には定めることが出来ない。

航空機や船舶等からの視認性を確保する項目を適切に点検することで、衝突事故による倒壊・落下等の公共の安全に係る事故を防ぐこともでき、また、障害灯、標識・灯具自体が架台等から落下することによる事故も防ぐこともできる。ここでは、航空障害灯について整理し、航路標識法に規定される標識・灯具については、6.1.2. にて記載した。

航空障害灯にかかる検査項目を追加した場合を検討し、表 6.1.3-1 に定検解釈提言案を示す。

備考欄に“ナセル外部以外に設置されるものも含む”と記載した理由は、タワー等に設置されるものも含まれ、設備の設置場所にとらわれず、検査の対象であることを示している。図 6.1.3-1 に陸上設置の風力発電設備における、ナセル上部と、タワーに設置される航空障害灯の例を示す。

ここで検査方法が、“目視又は触手”となっているのは、検査の対象にタワーに設置されるものが含まれるためで、基本的に望遠鏡等を使用しての目視点検が想定され、触手での点検を 1 年周期で示せないからである。ナセル上部に設置されるものについては、目視・触手の両方で点検を行うことを想定する。

表 6.1.3-1　航空障害灯の定検解釈提言案

設備	項目			検査方法	検査内容	備考	点検周期（年）
ナセル	ナセル外部付属品	●航空障害灯	本体	目視又は触手	航空障害灯に損傷や変形がないか確認する。	ナセル外部以外に設置されるものも含む。	1
				試験	航空障害灯が点灯しているか確認する。	ナセル外部以外に設置されるものも含む。	1
			架台	目視又は触手	架台、取付けボルトに緩みがないか確認する。	ナセル外部以外に設置されるものも含む。	1
			制御盤	目視及び触手	接地線の損傷、端子の緩みがないか確認する。 部品の脱落がないか確認する。		1
				目視	制御盤に表示される累計点灯時間を確認する。		1

[97] 統一的解説 p. 41　2.2.2 水域利用への配慮事項



図 6.1.3-1 航空障害灯の設置例

参考として、航空障害灯の管理の方法は、航空法第 51 条第 5 項[98]及び航空法施行規則第 128 条に規定される。ここでは、航空法施行規則第 128 条第 1 項から第 5 項までを抜粋して示す。

航空法施行規則第百二十八条　（航空障害灯の管理の方法）

法第五十一条第五項（法第五十五条の二第三項において準用する場合を含む。）の規　定により、航空障害灯を次の方法により管理するものとする。

一　航空障害灯の改修、清掃等を行うことにより、これを完全な状態において保持すること。

二　建築物、植物その他の物件により航空障害灯の機能を損なうこととなるときは、直ちに当該物件の除去等必要な措置を講ずること。

三　やむを得ない事由により、航空障害灯の運用を停止し、又は航空障害灯の機能を損なうこととなつた場合及び当該航空障害灯の運用又は機能が復旧した場合に必要となる国土交通大臣との連絡体制を整備すること。

四　自然災害その他の事象により、航空障害灯の運用に支障を生じたときは、直ちにその復旧に努めるとともに、その運用をできるだけ継続する等航空の危害予防のため適当な措置を講ずること。

五　航空障害灯には予備品として電球、ヒユーズを備え付けて置くこと。

[98] 航空法第五十一条（航空障害灯）５　国土交通大臣及び第一項又は第二項の規定により航空障害灯を設置した者は、国土交通省令で定める方法に従い、当該航空障害灯を管理しなければならない。

6.1.4.環境保全にかかる点検

定期事業者検査は公共の安全の確保を担保する為、公共の安全に係る事故を未然に防ぐことを目的としているため、環境保全・公害等の防止にかかる項目は定検解釈案としない方針を継続した。

有識者検討会において、特に油漏れによる漁業への影響が指摘されたことから、ここでは水質の汚濁の防止にかかる検査項目を追加した場合を検討し、定検解釈提言案を示す。

環境保全にかかる項目として想定されるものとしては、風技省令第 8 条[99]で公害等の防止が規定されており、電技省令第 19 条第 11 項及び 13 項の規定を準用[100]し、ここでは騒音の防止、急傾斜地の崩壊の防止が規定されている。

5.2.2.で示したとおり、有識者検討会において、特に油漏れによる漁業への影響が指摘され、水質の汚濁の防止にかかる検査項目を定検解釈案に含めないことに懸念が示されたが、定期事業者検査は公共の安全の確保を担保する為、公共の安全に係る事故を未然に防ぐことを目的としているため、環境保全・公害等の防止にかかる項目は定検解釈案としない方針を継続した。

また、3.1.4.で示したとおり、定期事業者検査は、技術基準[23]への適合を判定基準として定められている[24]ため、これらに記載の無い項目を定検解釈に定めることはできないことから、仮に水質の汚濁の防止を目的とした項目を定検解釈に加える場合には、当該技術基準の改正も同時に必要となると考える。

有識者検討会において、特に油漏れによる漁業への影響が指摘されたことから、水質の汚濁の防止にかかる検査項目を追加した場合を検討し、表 6.1.4-1 に定検解釈提言案を示す。

具体的な検査項目としては、ピッチ駆動装置、ヨー駆動装置、増速機、ブレーキ装置、ナセルとタワーの結合部であるヨーフロアのヨー軸受（旋回輪）、ナセル-タワー結合部のボルトを想定した。現行の定検解釈において、過回転防止等を目的としてすでに検査項目となっているものも存在する為、これらも含めてまとめた。定検解釈提言案の箇所には、検査項目番号にあたる箇所に、黒丸（●）を示した。

なお、現行の定検解釈の検査項目 No.14 油圧系非常用装置等、その想定油量を根拠にして、風力発電設備外への流出が想定されない場合は、定検解釈提言案から除外している。

---

[99] 発電用風力設備に関する技術基準を定める省令第八条（公害等の防止）電気設備に関する技術基準を定める省令（平成九年通商産業省令第五十二号）第十九条第十一項及び第十三項の規定は、風力発電所に設置する発電用風力設備について準用する。

[100] 電気設備に関する技術基準を定める省令第十九条（公害等の防止）

１１　騒音規制法（昭和四十三年法律第九十八号）第二条第一項の規定による特定施設を設置する発電所、蓄電所又は変電所、開閉所若しくはこれらに準ずる場所であって同法第三条第一項の規定により指定された地域内に存するものにおいて発生する騒音は、同法第四条第一項又は第二項の規定による規制基準に適合しなければならない。

１３　急傾斜地の崩壊による災害の防止に関する法律（昭和四十四年法律第五十七号）第三条第一項の規定により指定された急傾斜地崩壊危険区域（以下「急傾斜地崩壊危険区域」という。）内に施設する発電所、蓄電所又は変電所、開閉所若しくはこれらに準ずる場所の電気設備、電線路又は電力保安通信設備は、当該区域内の急傾斜地（同法第二条第一項の規定によるものをいう。）の崩壊を助長し又は誘発するおそれがないように施設しなければならない。

表 6.1.4-1　水質の汚濁防止にかかる定検解釈提言案

設備	項目		検査方法	検査内容	備考	点検周期（年）
ロータ	ピッチ制御装置	13　ピッチ駆動装置	目視	駆動装置に損傷や変形がないか確認する。	油圧式ピッチ駆動装置については、アーク痕、異常な漏油がないか確認する。	半
			試験	ピッチ駆動装置の作動試験を行う。	ピッチ駆動装置の状態を常時モニタリングしている場合を除く。	半
ナセル	●ヨー駆動装置	本体	目視及び触手	ヨー駆動装置に油漏れ、損傷、変形などがないか確認する。		1
			目視及び聴音	運転中のヨー駆動装置及びヨーモータから異常な振動や騒音が生じていないか確認する。		1
			測定	モータ各相の電流値を測定する。		1
		ボルト	目視及び打音又は触手	合マークのズレや塗装割れ、ボルトの緩みがないか確認する。		1
	●増速機	本体	目視及び触手	増速機本体、配管及び配管締結部からの油漏れがないか確認する。		1
			目視及び触手	配管締結部に緩みがないか確認する。		1
	ブレーキ装置	23 機械ブレーキ　ブレーキ	目視	ブレーキ本体、配管及び配管締結部からの油漏れについて確認する。		1
		24 油圧ユニット　油圧ユニット	目視	機器、配管の油漏れがないか確認する。 ユニットの外観、モータ、ソレノイドなどに損傷がないか確認する。		1
		アキュームレータ	目視	アキュームレータに損傷がないか確認する。		1
		バルブ	目視及び触手	油圧ユニットのバルブの位置に間違いがないか確認する。		1
		油圧ユニット本体	目視及び触手	運転中の油圧ユニットから異常な振動や騒音が生じていないか確認する。		1
		油圧ユニット	測定	作動・非作動時の油圧を確認し記録する。		1
タワー	ヨーフロア（ナセル-タワー結合）	●ヨー軸受（旋回輪）	目視及び聴音	ヨー作動（旋回）中にヨー軸受から異常な振動や騒音を発していないか確認する。		1
			目視	ヨー軸受からの油漏れがないか確認する。		1
			目視又は触手	グリースの状態を確認する。		1
	35　ボルト・ナット	(2)　ナセル-タワー結合部ボルト・ナット	目視及び打音又は触手	合マークのズレや塗装割れ、ボルトの緩みがないか確認する。		1

定検解釈提言案の具体的な内容は、風力発電設備の上部において、油漏れが発生しうる箇所として、油圧装置（油圧シリンダ）、油圧装置を駆動させる油圧ポンプ等の作動油、増速機内部の歯車を潤滑する目的の油の 3 箇所を想定した。これらの油漏れが発生しうる箇所を適切に点検することによって、異常な漏油の発生を防ぎ、外部への漏油を防ぐ意図で検査項目を作成した。

一方で、油漏れが発生しうる箇所には、油漏れバン等の貯油機能が設置されており、適量についてはそこで留めることが可能であるが、ゴムホース等の破裂などによる異常な漏油や貯油機能が無い箇所からは、漏油の可能性が高くなる。またピッチ、ヨーの軸受（旋回輪）には、潤滑を目的としてグリースが使用されており、このグリースと漏油が混ざり、外部への漏油が起こり得る。洋上設置の風力発電設備は、塩害対策等の目的で密閉されていることが想定される[101]が、陸上設置の風力発電設備での事例を踏まえると、少しの隙間からでも漏油の可能性がある為、漏油は内部のみでおさまらず、外部に影響をもたらす可能性はゼロでは無い。

ここで、漏油の想定事例を挙げる。

・ピッチ制御装置の不具合により作動油が噴出し漏油、レインリフレクタ（ブレード付け根にある雨除け）の隙間や、ハブ内への進入ハッチの隙間より漏油。

・ピッチシリンダ内部のシールに著しい損耗や不良などで隙間ができてオイルが滲む。放置することでシールの損耗が進み、オイルが滲む量が増して外部に漏油。

・増速機の配管締結部での緩み、もしくは締結部の締めすぎによる破裂で漏油。ゴムホースの破裂により漏油。

・増速機と機械ブレーキの締結部において、ブレーキ内部不良による漏油。

・ナセル内からの漏油が、ヨーベアリングより漏油。ヨー軸受のグリースとナセル内からの漏油が混ざり、混ざった油が外部に漏れる。

実際のブレード、タワーへの漏油事例を図 6.1.4-1 に示す。図 6.1.4-2 にピッチ駆動装置例、図 6.1.4-3 に増速機周辺の漏油想定箇所を示す。

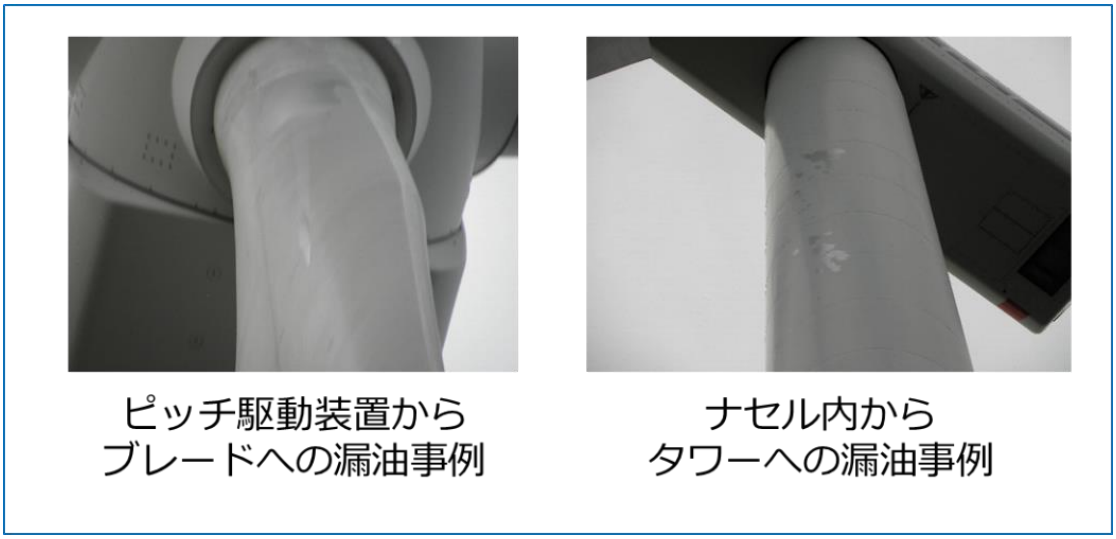


図 6.1.4-1　ブレード、タワーへの漏油事例

[101] NEDO 洋上風力ガイドブック p.162　NEDO 銚子沖実証機において、除塩対策としてナセルの密閉化が示されている

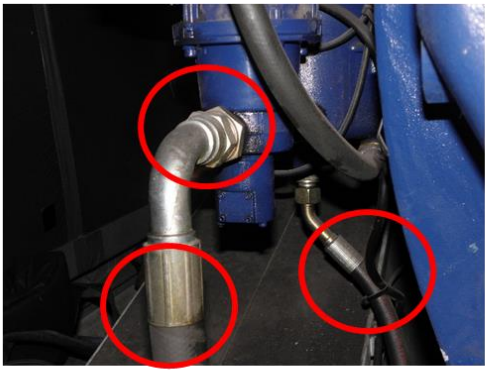


ピッチ駆動装置
ピッチシリンダ例



ピッチ駆動装置
油圧ブロック例

図 6.1.4-2　ピッチ駆動装置例



増速機
配管・配管締結部事例



増速機・機械ブレーキ
接続部事例

丸で囲った箇所からの漏油が想定される

図 6.1.4-3　増速機周辺の漏油想定箇所

6.1.5.新エネ WG 等 の審議対象事故と定検解釈の検査項目の紐づけ

3.1.3.で示したとおり、現行の定検解釈は、新エネ WG 等で審議された、21 件の審議対象事故を元に作成されており、現行の定検解釈の項目と審議対象事故の紐づけ作業を行っている。現時点において、審議対象事故は累計 43 件あることから、新たに追加された審議対象事故と現行の定検解釈の項目の紐づけを行い、当時の作業を更新させることとした。

現行の定検解釈の項目との紐づけ作業を行った結果、現行の定検解釈の項目と紐づけられない事故が2件存在したが、これについては定検解釈案に含めなかった。

定検解釈案にこの2件の事故による検査項目を追加した場合を検討し、定検解釈提言案を示す。

3.1.3.で示したとおり、現行の定検解釈は、新エネ WG 等[19]で審議された、21 件の審議対象事故を元に作成されており、現行の定検解釈の項目と審議対象事故の紐づけ作業を行っている。現時点において、審議対象事故は表 6.1.5-1 とおり、累計 43 件あることから、新たに追加された審議対象事故と現行の定検解釈の項目の紐づけを行い、当時の作業を更新させることとした。43 件のうち、審議終了となっているのは、41 件で、(以下、41 件の審議対象事故)、残りの 2 件は、新エネ WG の委員からの意見に対し、設置者から対策までの説明がなされておらず、審議終了としての記録が確認できないことから検討対象から除外した。損傷状況、事故区分に整理のために私見を加えた。審議対象事故のナンバリング①～㊸の表記を使用し、定検解釈のナンバリングと混同しないようにした。

41 件の審議対象事故について、表 6.1.5-2 とおり、現行の定検解釈の項目との紐づけ作業を行った結果、現行の定検解釈の項目と紐づけられない事故が、㊶と㊷の 2 件存在したが、これについては定検解釈案に含めなかった。

その理由は、新エネ WG の審議の場において、定検解釈に当該点検項目を追加する必要性について言及されておらず、3.1.4.に記載したとおり、一部の風力発電設備にのみ起こり得る事故故障を、全ての風力発電設備に対し定検解釈として定めることが適切でない場合があり、審議対象事故となっても定検解釈に組み込まれない場合に該当すると判断した。

定検解釈案にこの 2 件の事故による検査項目を追加した場合を検討した結果、表 6.1.5-3 に審議対象事故㊶に紐づくナセル内電気設備（電技）に追加する定検解釈提言案を示す。これは、現行の検査項目ナセル内電気設備（電技）にある、検査項目 No.33 力率改善コンデンサの次に、DC リンクコンデンサを追加し、かつ、検査項目 No.34 盤内 UPS（風車制御用）の次に、配線用端子台、換気ファンユニットの合計 3 項目を追加する。

表 6.1.5-4 に審議対象事故㊷に紐づくハブ内電気設備(電技)を追加する定検解釈提言案を示す。検査項目 No.17 ハブハブアクセスハッチの次に、ハブ内電気設備(電技)を追加し、配線用端子台、換気ファンユニットの 2 項目を追加する。

本事業で整理の対象とした審議の場は、以下の通りである。

(1) 産業構造審議会 保安分科会 電力安全小委員会 風力発電設備構造強度ワーキンググループ 第 4 回～5 回

(2) 産業構造審議会 保安分科会 電力安全小委員会 新エネルギー発電設備事故対応・構造強度ワー

キンググループ（新エネ WG）　第 1 回～第 31 回

(3) 新エネルギー発電設備事故対応・構造強度ワーキンググループ委員による意見交換会（2018 年 8 月 26 日実施）

表 6.1.5-5 に 41 件の審議対象事故の事故原因と再発防止策を整理した。審議の整理にあたっては、基本的に私見は加えずに整理を行ったが、事故原因の要約にのみ、整理のために私見を加えた。

事故原因と再発防止策については報告書や議事録内から原文そのままを引用した。引用にあたっては基本的に、議論した最終回の事業者からの配布資料及び議事録より引用し、引用先を明記している。

なお、再発防止策については、保守とメンテナンスにかかるもののみを引用した。再発防止策にメンテナンスにかかるものが無ければ、メンテナンスにかかる再発防止策の該当なしとし、現行の定検解釈との紐づけ作業は行っていない。この際、事故の直接的な原因に対し、再発防止策が紐づくかの判断を加えている。その結果、審議対象事故㉓について、メンテナンスにかかる再発防止策の記載はあるが、事故原因がプログラム不良である為、再発防止策の該当なしと判断した。

表 6.1.5-1 新エネ WG 等で審議された審議対象事故

No	事故発生日 確認日	発電所	事業者	メーカー　機種	損傷状況	事故区分
①	2013/3/12	太鼓山	京都府	LagerweyLW50/750	ハブ･ナセル落下	ハブ･ナセル落下
②	2013/4/7	笠取	シーテック	JSW J82	ハブ･ナセル落下	ハブ･ナセル落下
③	2013/9/5	苫前	ユーラスエナジー	Bonus B52	ハブ落下	ハブ･ナセル落下
④	2013/11/20	遊佐日向川	庄内環境ｴﾈﾙｷﾞｰ	Enercon E82/E2	ブレード折損	ブレード飛散等
⑤	2013/12/1	国見岳	北陸電力	NEG-MiconNM52-900	ブレード焼損一落下 ハブ･ナセル焼損	火災
⑥	2013/12/5	オロロン	エコーパワー	NEG-MiconM750-400	ブレード折損･飛散、ハブカバー脱落ブレードティップ･ブレード片飛散	ブレード飛散等
⑦	2013/12/14	あわら北潟	ジェイウインド	JSW J82	レセプタ脱落･飛散	ブレード飛散等
⑧	2013/12/21	ひびき	電源開発	JSW J100	レセプタ脱落･飛散	ブレード飛散等
⑨	2014/1/8	輪島 CWF	能登ｺﾐｭﾆﾃｨｳｨﾝﾄﾞﾊﾟﾜｰ	Repower MM82	ブレード損傷(剥離等)	ブレード飛散等
⑩	2014/1/31	追分ソーラン	エコーパワー	NEG-MiconM750-400	ブレードティップ表面部材剥離･飛散	ブレード飛散等
⑪	継続審議中の為、抜け番					
⑫	2014/2/15	細谷	ミツウロコグリーンエネルギー	GE 1.5s	ブレード折損､破片飛散	ブレード飛散等
⑬	2014/3/14	輪島	北陸電力	NEG-MiconNM48-750	レセプターレセプタブロック脱落	ブレード飛散等
⑭	2014/3/14	響灘	エヌエスウインドパワーひびき	GE 1.5s	ピニオンギア脱落	その他
⑮	2014/5/21	御前崎	中部電力	SUBARU80/2.0	ブレード取付ボルト破断	その他
⑯	2014/5/21	根占	南九州ウインドーパワー	NORDEX N60/1300	タワー損傷(円周方向に凹み)	支持物不具合

No	事故発生日 確認日	発電所	事業者	メーカー　機種	損傷状況	事故区分
⑰	2014/6/2	根占	南九州ウインドーパワー	I NORDEX N60/1300	ナセルカバー脱落･飛散	ブレード飛散等
⑱	2014/7/3	肝付	ユーラスエナジー	JSW J82	レセプタ脱落	ブレード飛散等
⑲	2014/7/10	新上五島	九州風力発電	JSW J82	レセプタ脱落	ブレード飛散等
⑳	2014/11/3	稚内市水道部	稚内市水道部	VESTAS V47/660	ブレード脱落・飛散	ブレード飛散等
㉑	2014/11/15	釜石広域	ユーラスエナジー	MITSUBISHI　MWT-1000A	ブレード破損	ブレード飛散等
㉒	2015/9/27	与那国	沖縄電力	Enercon E40/600	ブレード折損・ナセルカバー破損	ブレード飛散等
㉓	2015/12/17	あわら北潟	ジェイウインド	JSW J82	ブレード折損	ブレード飛散等
㉔	継続審議中の為、抜け番					
㉕	2016/4/18	輪島	北陸電力	NEG-Micon NM48/600	ナセルカバーの一部落下	ハブ・ナセル落下
㉖	2016/9/20	肝付	ユーラスエナジー	JSW J82	タワー座屈・ブレード折損	支持物不具合・ブレード飛散等
㉗	2016/9/20	根占	南九州ウインド・パワー	NORDEX N60	ナセルカバー飛散・損傷	ブレード飛散等
㉘	2016/9/20	佐多	南九州ウインド・パワー	NORDEX N60	ナセルカバー飛散・ラジエーターカバー損傷	ブレード飛散等
㉙	2017/8/21	串崎	鎮西ウィンドパワー	Gamesa G80	ナセル火災	火災
㉚	2018/8/24	淡路市北震災記念公園	淡路市/ほくだん	三菱重工業 MWT-S600	タワー倒壊、ブレード折損・飛散	支持物不具合・ブレード飛散等
㉛	2016/4/16	阿蘇にしはら	ジェイウインド	VESTAS V66	風車支持構造物（基礎）のひび割れ	支持物不具合
㉜	2018/2/17	本荘港	羽後風力発電	Enercon E82/E2	ブレード折損	ブレード飛散等

No	事故発生日 確認日	発電所	事業者	メーカー　機種	損傷状況	事故区分
㉝	2018/9/4	日の岬	アドエコロジー	Enercon E82/E1	タワー座屈倒壊	支持物不具合
㉞	2018/9/4	白馬	白馬ウィンドファーム	GE1.5sle	ブレード折損・飛散	ブレード飛散等
㉟	2018/9/30	磐田	エコ・パワー	VESTAS V90-3.0MW Mk-7	ナセルクレーンハッチ落下	ハブ･ナセル落下
㊱	2018/9/30	楚州	沖縄新エネ開発	Enercon E66	ブレードクラック	ブレード飛散等
㊲	2019/4/8	昆布盛	JEN 昆布盛ウィンドファーム	GE-2.5-88	ナセル火災・ブレード損傷	火災
㊳	2020/1/8	東伯	日本風力開発ジョイントファンド	GE1.5s	ブレード折損・飛散	ブレード飛散等
㊴	2020/9/2	的山大島	ミツウロコグリーンエネルギー 平戸市	VESTAS V80	ブレード折損・飛散	ブレード飛散等
㊵	2020/9/5	番屋	鹿児島風力発電研究所	VESTAS V66	ブレード折損	ブレード飛散等
㊶	2020/12/20	ユーラス西目	ユーラスエナジー西目	VESTAS V80	ナセル全焼・ブレード一部焼損	火災
㊷	2021/2/1	JRE 酒田	住友商事	VESTAS V80	ハブ制御盤焼損	火災
㊸	2021/3/30	輪島コミュニティ	能登コミュニティウインドパワー	SENVION MM82	ブレード折損・飛散	ブレード飛散等

継続審議中：委員からの意見に対し、設置者から対策までの説明がなされていないもの。審議終了としての記録が確認できないもの】

No	事故発生日 確認日	発電所	事業者	メーカー　機種	損傷状況	事故区分
⑪	2014/2/14	御前崎港	静岡県	VESTAS V80	ナセル火災	火災
㉔	2016/4/30	久木野	春木が岡風力発電	Enercon E40	タワー損傷(円周方向に凹み)・座屈	支持物不具合

表 6.1.5-2 41 件の審議対象事故と現行の定検解釈の紐付け

No	発電所	現行の定検解釈		
		検査項目 No	設備	項目
①	太鼓山	35 36	タワー	ボルトナット フランジ継手
②	笠取	12	ロータ	ピッチブレーキ
③	苫前	20	ナセル	主軸受
④	遊佐日向川	1	ブレード	表面
⑤	国見岳	3	ブレード	ダウンコンダクター
⑥	オロロン	3	ブレード	ダウンコンダクター
⑦⑧	あわら北潟 ひびき	2	ブレード	レセプター
⑨	輪島 CWF	1	ブレード	表面
⑩	追分ソーラン	1	ブレード	表面
⑪	御前崎港	継続審議中のため除外		
⑫	細谷	4	ブレード	内部
⑬	輪島	3	ブレード	ダウンコンダクター
⑭	響灘	13	ロータ	ピッチ駆動装置
⑮	御前崎	6	ブレード	ブレードルート部
⑯	根占	38	タワー	胴
⑰	根占	28	ナセル	ナセルカバー
⑱	肝付	2	ブレード	レセプター
⑲	新上五島	2	ブレード	レセプター
⑳	稚内市水道部	6	ブレード 事故故障情報	ブレードルート部
㉑	釜石広域	15 23	ロータ ナセル	ピッチ軸受（旋回輪） 機械ブレーキ
㉒	与那国	メンテナンスにかかる再発防止策の該当なし		
㉓	あわら北潟	メンテナンスにかかる再発防止策の記載はあるが、 事故原因がプログラム不良である為、再発防止策の該当なし		
㉔	久木野	継続審議中のため除外		
㉕	輪島	28	ナセル	ハッチ
㉖	肝付	メンテナンスにかかる再発防止策の該当なし		
㉗	根占	28	ナセル	ナセルカバー
㉘	佐多	メンテナンスにかかる再発防止策の該当なし		
㉙	串崎	32	ナセル	主変圧器

No	発電所	現行の定検解釈		
		検査項目 No	設備	項目
㉚	淡路市北震災記念公園	メンテナンスにかかる再発防止策の該当なし		
㉛	阿蘇にしはら	メンテナンスにかかる再発防止策の該当なし		
㉜	本荘港	1 5	ブレード	表面 内部
㉝	日の岬	メンテナンスにかかる再発防止策の該当なし		
㉞	白馬	メンテナンスにかかる再発防止策の該当なし		
㉟	磐田	28	ナセル	ハッチ
㊱	楚州	42	非常用電源装置	ヨー
㊲	昆布盛	20	ナセル	主軸受
㊳	東伯	1	ブレード	表面
㊴	的山大島	メンテナンスにかかる再発防止策の該当なし		
㊵	番屋	1	ブレード	表面
㊶	ユーラス西目	追加 3 項目	ナセル	ナセル内電気設備（電技）に DC リンクコンデンサ、 配線用端子台、 換気ファンユニットを追加
㊷	JRE 酒田	追加 2 項目	ハブ	17 ハブハブアクセスハッチの次に、 ハブ内電気設備(電技)を追加し、 配線用端子台、 換気ファンユニットを追加する
㊸	輪島コミュニティ	1	ブレード	表面

表 6.1.5-3 審議対象事故㊶に紐づくナセル内電気設備（電技）に追加する定検解釈提言案

設備	項目		検査を実施する場所	検査方法	検査内容	備考	点検周期（年）
ナセル	ナセル内電気設備（電技）	32　主変圧器					
		33　力率改善コンデンサ					
		●DC リンクコンデンサ	気中部	目視	コンデンサに損傷や変形がないか確認する。		1
				測定	コンデンサの静電容量を測定する又は電流値を測定する。		1
		34　盤内ＵＰＳ（風車制御用）					
		●配線用端子台	気中部	目視および打音又は触手	端子台に塵、発錆、端子の緩みがないか確認する。		1
		●換気ファンユニット	気中部	目視又は聴音	動作状態が正常か確認する。		1

表 6.1.5-4 審議対象事故㊷に紐づくハブ内電気設備(電技)を追加する定検解釈提言案

設備	項目		検査を実施する場所	検査方法	検査内容	備考	点検周期（年）
ロータ	ハブ内電気設備（電技）	●配線用端子台	気中部	目視および打音又は触手	端子台に塵、発錆、端子の緩みがないか確認する。		1
		●換気用ファンユニット	気中部	目視又は聴音	動作状態が正常か確認する。		1

表 6.1.5-5　41 件の審議対象事故の事故原因と再発防止策

事故No	発電所	事故原因 引用資料	原因	再発防止策 （メンテナンス保守部分のみを抜粋）
①	太鼓山	保守不備 第 3 回委員会資料 1-1 第 3 回委員会議事録	1）ボルト損傷履歴及びボルト交換時の施工記録の調査から、ボルト交換時には、増締め（運転開始から約 500 時間経過後）を実施していなかったことが、ボルト軸力の低下を招き、ボルトが短期間で損傷した原因であることを明らかにした。なお、今回の調査で実施した増締めにより、ボルト交換後にはボルトの緩みが生じることが確認された。また、ボルトの導入軸力は、ロータ方向によって変動することが確認された。 2）FEM 解析及び空力弾性モデルによるボルトの寿命予測から、ボルトの緩みが進むと、ボルトの軸力が急速に低下し、基準値の 10%程度まで低減した場合、疲労寿命は極端に短くなり、更に 0%に達した時点でボルトは短期間で破断することが確認された。 3）ボルトの疲労寿命予測結果は、事故機の損傷ボルト調査から得られた結果とよく一致し、ボルト損傷が短期間で発生したと推定された。また、ボルトの緩みがあっても、合いマークの目視及び打音検査からボルトの軸力低下を発見できないことが判明した。これらのことから、合いマークの目視や打音検査等の従来の点検ではボルトの緩みを検知することができない可能性があり、トルク確認による点検内容を強化・充実させる必要があることが判明した。 【議事録より】 従来行っていた点検方法における、合マークによるボルトの緩み・トルク値の確認をしても、実際その時には既に亀裂が入っていることもあり得る。	タワートップボルト交換後の緩みによるボルト軸力低下に対し、増締めを行っていなかったこと及び従来タワートップボルト定期点検内容では、ボルト軸力低下を発見できなかったことがボルト損傷の原因であることから、タワートップボルトの交換手順及び点検頻度、点検本数等の点検内容を見直し、タワートップボルト定期点検要領に加えることにより、ボルトの健全性を担保し、風力発電所の安全運転に努める。 1）タワートップボルト交換後の増締め ボルト締付け後、緩みにより、軸力が低減する可能性があることが問題。建設時と同様、締め付けから概ね 500 時間経過後に増締めを実施する。 2）定期点検におけるタワートップボルトのトルク確認の強化 　トルク確認は、全本数のうち 5%程度であり、全数の目視確認だけではタワートップボルトの緩みを検知することができない可能性があることが問題。定期点検時にトルクレンチで確認するボルトの割合を見直し、15 本のボルトを 6 か月毎に点検する。（15 本×2 回／年）　ただし、損傷履歴がある場合は、3 ヶ月毎に、損傷履歴のあるボルトを中心とした点検を実施する。 ※タワートップボルトの損傷履歴がある太鼓山風力発電所では、タワートップボルトのき裂の有無を確認するため、超音波探傷試験も実施する。

事故No	発電所	事故原因 引用資料	原因	再発防止策 （メンテナンス保守部分のみを抜粋）
②	笠取	設計不良 第5回委員会資料2-1	1）ピッチモータブレーキを構成するスプラインが不適切な材質で製造されたため、スプラインの異常摩耗が発生し、ブレーキライニングが摩耗したことにより、3枚のブレードともピッチ角を保持するブレーキ力が規定値を下回った。これにより、強風時にフェザリング状態を保持出来なくなり3枚のブレードが同時に逆ファインになったことで、ロータの過回転が発生した。尚、ピッチモータブレーキの保持力低下を事前に検知する機能は無かった。 2）ロータ過回転によりブレードが変形し、ブレードがタワーに接触し、ナセルとタワーを結合するボルトに設計荷重を超えるせん断応力及び引張応力が作用したことによりボルトが破断し、ナセルが脱落した。 3）過回転が発生した場合に風車を停止するための機能として安全回路(セーフティーチェーン)が設けられていたが、この機能はピッチモータブレーキが正常であることが前提条件として設計されており、今回のようなピッチモータブレーキに異常がある場合は機能できず、過回転防止機能として不十分であったことが判明した。	1－1　定期点検マニュアルの整備 ピッチモータブレーキの点検周期を従来の3年に1回から、健全性を確認するため、6ヶ月毎にギャップ測定を実施して状態を観察し、その結果に従い適切な処置を行う様に点検マニュアルを整備する。 2　ピッチモータブレーキ保持力のチェック機能追加 ピッチモータブレーキの保持力が正常であることをモータに所定のトルクを掛け、ピッチが動かないことで確認する。実施は自動プログラムにて適宜低風速時に、フェザリング状態にて行う。低気圧（台風を含む）通過前後等は適宜手動にて実施し、保持力が正常であることを確認する。
③	苫前	補修不良 第5回委員会資料3-2	・主軸は疲労破壊により破断した。 ・当社の指示が不十分であり加工不良（曲率半径Rの不足、加工形状不良）により応力集中が起こり、亀裂が発生した。 ・修理後の曲率半径Rは 1.72mm（原設計では10mm）であった。 ・疲労亀裂発生評価では、原設計(R10mm)では20 年間の運転でも疲労亀裂は発生しないのに対し、加工後形状(R1.72mm)では数カ月の運転で疲労亀裂発生に至るとの結果を得た。 ・亀裂進展寿命計算から得られた破断までの期間は1～2年であり、実際に破断に至った日数に相当した。	2)主軸軸受の焼付き防止 　軸受の焼付きは本件事故の直接原因ではないが、軸受の重度の損傷であるため、再発防止を図るべく以下を実施する。 　②主軸軸受管理手順の見直し 現在主軸軸受の管理手順は保安規程の下位文書である運転保守要領に記載されている。今回は保安規程を改定し、運転保守要領の位置づけを明確に記載する。改訂は2013年12月末迄に実施する。2014年3月末を目途に現行の管理手順をより実効的な手順に見直す（主軸の非破壊検査の実施等）。
④	遊佐日向川	落雷 第4回委員会資料1-1	・ピーク電流値45 k A(推定継続時間:63msec)の冬季雷落雷が主原因・ブレードの先端から5.2mのリーディングエッジに落雷を受け、被雷部に損傷(亀裂等)が生じたと推定・その後の20分間の継続運転で損傷が徐々に拡大し、折損に至ったものと推定。 （着雷の衝撃により最初の損傷が発生したと考えます。ブレードの一部が損傷し強度が低下した状態で運転を継続したことにより、風荷重＋自重の影響で損傷が拡大した）	ブレード及び導体の目視点検4回／年を実施継続（望遠レンズを使用）（メンテナンスを年4回行うため、毎回の点検の際に確認する）

事故No	発電所	事故原因 引用資料	原因	再発防止策 （メンテナンス保守部分のみを抜粋）
⑤	国見岳	落雷 補修不良 第4回委員会資料1-2-1 第4回委員会資料1-2-2	(1)チップブレーキ破損の原因 チップブレーキ内のダウンコンダクター接続状態が不良（※）となり、落雷時にアーク発生・内部圧力上昇で破損。 ※：過去からの複数回の大電荷量の落雷により発生。 【詳細】チップブレーキの損傷状況及びダウンコンダクター（ロッド）の状況から、チップブレーキ内のダウンコンダクター接続状態の不良（スペーサの溶接部への機械的・熱的応力の繰返し作用により切れた状態になったと推定）が生じていたことにより、落雷時にアーク発生・内部圧力上昇によりチップブレーキが破損・飛散したと推定。 (2) 火災の原因 油圧シリンダーのシリンダーヘッド・ロッド間が雷電流経路となり、落雷時のアーク（放電）によりシール部が損傷し、操作油が噴出・漏油して着火。 ・譲受前(H16)に雷被害対策として、風車メーカーの確認を得ずに、ダウンコンダクター(編組線)を油圧シリンダー本体に沿わせて布設（原設計の変更となる改修）。 ・金属メッシュ入り圧油ホースを使用(原設計)。	③点検 当面実施：年2回（冬季雷時期前・後）、高所作業車によるチップブレーキ･ブレーの近接点検及びレセプター、ダウンコンダクターの導通測定(※3)を行い、不具合時は補修を実施。 一定期間経過後：夏の期間には落雷によるチップブレーキ・ブレードの裂け目・表面ひび割れ、ダウンコンダクターの不具合が発生しないことを確認した後(※4)は、年1回(冬季雷時期後)実施とする。 随時：地上からの目視点検によりチップブレーキ・ブレードに裂け目・表面ひび割れが発見された場合は、当該風車を停止し、できるだけ速やかに高所作業車によるチップブレーキ･ブレードの近接点検及びレセプター、ダウンコンダクターの導通測定(※3)を行い、不具合箇所の補修を実施。 ※3 当面、導通測定値が2Ω(注)を超えた場合にはダウンコンダクターの詳細点検を行って状態変化のデータを蓄積し、判断基準の見直し等を行う。(注)最近行った導通測定結果をもとに設定。 ※4 これまで夏の期間にチップブレーキやブレードの損壊（脱落、飛散等）が発生したことはない。
⑥	オロロン	部品選定ミス 保守不備 落雷 第4回委員会資料1-3 第4回委員会議事録	1) ライトニングケーブルの断線 事故時には、ライトニングケーブル（ハブ側）が断線し、避雷導線としての機能を果たせない状態になっていた。正規品ではない、可撓性が小さいケーブルを素線が破断し易い環境で使用していたことも断線の一因となった。このため雷電流はシリンダー取付け部等に流入し、アーク放電が増大する原因となった。また事故半年前の定期点検で既に疲労破壊が進行していたが、ライトニングケーブル一部素線破断の兆候を見逃した可能性がある。 2) 雷電流による避雷導線の溶断 IEC 規格を超える 700C 以上、比エネルギー量で 9.1MJ/Ω 以上と推定される落雷を受けたことにより、避雷導線が雷電流に耐えられずに溶断し、断線箇所でアーク放電が発生した。 3) アーク放電による内部圧力の上昇 ブレード内部の複数箇所にアーク放電が発生し、ブレード内部温度の上昇に伴い短時間に急激に内圧が上昇し、ブレードが損傷し飛散に至ったものと推定する。また、事故当時風車が運転中だったことが、周辺に飛散する一因になった。	1）避雷システム及びブレード点検マニュアルの整備：ライトニングケーブルの点検強化、避雷システム安全性を確認。 ライトニングケーブルの点検：従来1年に1回→1年に2回 避雷システムの点検：導通試験等々も含むブレードの詳細点検を冬季雷地区及び日本海地区については1年に1回、それ以外の地区については3年に1度行う。

事故No	発電所	事故原因 引用資料	原因	再発防止策 （メンテナンス保守部分のみを抜粋）
⑦ ⑧	あわら北潟	設計不良 （IEC 範囲外） ※IEC ではレセプターの取付け方法の規格がない	【第 1 回委員会資料より】 ４．既設レセプター固定方法の問題点 既設のレセプターは、大型で着雷効率の高いものを採用しており、ブレード先端付近の雷撃は、レセプター先端で受雷するものと想定していた。レセプターの固定は、根元部の接着とレセプターの根元を末広がりに成形し、ブレードの前縁、後縁を接着することで生じる、くさび効果を用いているが、アルミーFRP の接着力が弱いため主たる固定はくさび効果によるものであった。この構造では口開きにより保持力が喪失するが、先端付近は大型のレセプターで保護されており、全てレセプターに着雷するため異常着雷による口開きはないと想定していた。他サイトにおいて、落雷によりブレード先端に口開きが発生しレセプターが脱落するケースがあったが、メーカーとの協議でこれはダウンコンダクターの損傷によりレセプターが非導通になった結果と考え、11 月に当該風車のダウンコンダクター部を修理している。 しかしながら、今回の事故で、あわらにおける冬季雷に関して以下の 3 点が明らかになった。 ①大型のキャップレセプタを装着しても、レセプターを外して着雷することがある。 ②ダウンコンダクターが損傷していなくても、レセプターを外して着雷することがある。 ③翼先端付近でレセプターを外した異常雷撃があると、口開きが発生しレセプターが脱落する危険がある。	【第 2 回委員会資料より】 ３.機械的な脱落防止策（あわら） 高強度ダウンコンダクターを用いることで、万が一 FRP の一体成形によるレセプターの保持力が失われた場合でも、レセプターの脱落を防止することができる。 年 1 回実施する年次点検時にレセプター導通確認で行う接地機能の確認によって、機械的強度の健全性も確認する。 （※半年点検では実施しない）
	ひびき	[あわら新潟] 第 1 回委員会資料 4-5 [ひびき] 第 1 回委員会資料 4-6	【第 1 回委員会資料より】 ４．レセプターの固定方法と脱落のメカニズム レセプタは、根元を外皮に接着し、外皮の前縁と後縁を接着することで生じるくさび効果でブレードに固定されていた。さらに J82 より軽量化されたレセプターは、ダウンコンダクターのネジ留めだけでも保持できる設計となっていた。雷が FRP 面を介して着雷したことで、SS 面の FRP が破壊され、同時に PS 面の接着が剥離したことで、外皮による保持力が喪失、ダウンコンダクター接続部の接触不良によりにアークジェット（8,000～10,000K）が発生したことで、ダウンコンダクター取付け部が軟化し、遠心力によりネジによる固定が外れてレセプターが飛散したものと推定される。	メンテナンスにかかる再発防止策の該当なし

事故No	発電所	事故原因 引用資料	原因	再発防止策 （メンテナンス保守部分のみを抜粋）
⑨	輪島CWF	落雷 第3回委員会資料2-4	(1)現地調査 ・2013年12月17日の定期点検にてブレード内部点検、雷電流記録カードの点検・交換を行っているので以降の雷の影響でダウンコンダクターが損傷したと考えられる。 ・ダウンコンダクター損傷により、雷電流記録カードが消失したため落雷時の電流検証が不可。 (2)推定原因 ・レセプターを外れた位置に雷撃が生じたため、ブレードが損傷した。 ・ダウンコンダクターにまがりの部分があり、その部分に過大な落雷電流が流れ、溶断した。	（3）定期点検時のブレード内点検 定期点検時（半年に一回）、ブレード内のダウンコンダクターやスリップリングを目視点検する。
⑩	追分ソーラン	落雷 補修不良 保守不備 第4回委員会資料1-4 第4回委員会議事録	1）不十分な補修作業：2002 年 2 月のブレードティップ補修時に DW シェルの接着が十分に行われなかったため、劣化が徐々に進行し、はく離したものと推定する。 2）検査方法の未確立：2002 年 2 月の大規模な補修について、検査方法が確立していなかったため、補修の適切性を評価できなかった。 3）経過観察の未実施：過去の大規模補修部分を認識して点検していなかったため、劣化兆候を発見できなかった。当該部分を定期的に経過観察していれば、劣化兆候を早期に把握できた可能性がある。 【議事録より、委員指摘事項】 打音検査を行っていれば、接着されていなかった部分は軽い音がする、接着されている部分はかたい音がする、そのようにわかるが行っておらず、早期に発見できなかった。	（4）大規模補修後の定期的な経過観察 大規模補修を行った履歴のあるブレード、ブレードティップに関しては、1 年に 1 回経過観察（目視点検、打音検査）を実施し、補修時の接着部分に劣化がないことを確認する。 （5）ブレード点検の強化 全機についてブレード詳細点検を定期的に実施することとし、点検で使用するブレード点検マニュアルを制定し、点検内容、基準などを明確化した(2014 年 5 月制定)。 冬季雷地区及び日本海エリア：1 回/年 その他のエリア：1 回/3 年 【議事録より、委員指摘事項】 打音検査は、人によって判断にばらつく可能性があるので、超音波検査が必要。打音検査だめではなく、結果的に、打音検査で定量的に評価できるかは疑問がある。どういう定量化ができるか、教育した後に、その人がちゃんとできるというのをどうやって検証するのかというのをぜひ確立することが必要である。
⑪	継続審議中の為、抜け番			

事故No	発電所	事故原因 引用資料	原因	再発防止策 （メンテナンス保守部分のみを抜粋）
⑫	細谷	設計不良 or 製造不良 保守不備 第 4 回委員会資料 3 第 4 回委員会議事録	１．受入検査の重要性 2006 年 4 月に出荷された破損ブレードの出荷検査は、打音検査と目視検査のみであった。また、接着不足の見落としがあった可能性も考えられる。 接着不足を確認するには UT 検査を実施することが重要と考える。このため、新規購入時には、受入検査として UT 検査を実施する。 ２．ブレード内部点検の必要性 2007 年 2 月の運転開始以降ブレード内部の点検を実施していない。今回の事故調査から、ブレード内部は点検蓋を開けて中を見るだけでなく、内部へアクセスし可能な範囲で直接目視により、接着剤の剥離状況について点検すべきと結論付けた。よって、今後は内部点検を定期的に実施する。ブレード外部は今まで通りロープアクセス等による直接目視及び打音検査を実施する。 ３．定期的な調査の必要性 事故ブレードは桁とシェルを接着する面に多数の接着不足と思われる箇所が見つかった。 1)新規購入するブレードは受け入れ検査として UT 検査を実施し、製品の良否の判定とブレードの初期状態をチェックし、記録を保存する。 2)3 年後に受け入れ検査と同じ検査を実施し劣化状態を把握し、補修計画に役立て、疲労破壊を避ける。 【議事録より、委員指摘事項】 委員会資料の限りでは、メーカー側の設計不良あるいは製造不良である。 メーカーに WG での直接の説明をもとめる。	②接着剤のクラック有無確認(日常点検にて) 週 1 度の巡視点検時に風車を停止～低速回転させ、剥離した接着剤の塊がブレード内部で転がる音(カラカラ音)がしないことを確認する。 ③ブレード内部の目視点検 年 1 回新たにブレード内部点検を追加し、桁の接着状態等、異常があれば即詳細点検や補修を実施する。 ④受入時及び受入後の UT 検査の実施 受入時に UT 検査を行うことで、出荷検査とダブルチェックを行う。取り付け後 3 年目にもう一度 UT 検査を実施し劣化状況を確認する。重機あるいはタワーメンテナンス用昇降機等を使用し上空で行う。UT 検査にて、根元から先端までの接着状態の確認と同時に表面の傷や摩耗も確認する。

事故No	発電所	事故原因 引用資料	原因	再発防止策 （メンテナンス保守部分のみを抜粋）
⑬	輪島	落雷 第4回委員会資料1-2-1 第4回委員会資料1-2-2	【資料1－2－1】 （1）チップブレーキ破損の原因 チップブレーキ内のダウンコンダクター接続状態が不良（※）となり、落雷時にアーク発生・内部圧力上昇で破損。 （※）：過去からの複数回の大電荷量の落雷により発生。 【資料1－2－2】 風車への落雷により、以下の過程で当該事故が発生したと推定される。 ①運開以来の複数回の大電荷量の落雷により、ロッドとレセプタブロックの接続部（ネジ込み）に不完全な接続状態が発生、進展し、接続が切れた状態になっていた。 ②チップブレーキの風上側後縁部への落雷により、内部の圧力が上昇したため接着面に裂け目が発生。 ③裂け目が発生した状態での運転により、裂け目が進展。 ④運転状態で、裂け目からレセプタブロック（接着剤含み）がチップブレーキ外へ飛び出した。	【資料1－2－1】 ③点検 当面実施：年2回（冬季雷時期前・後）、高所作業車によるチップブレーキ･ブレーの近接点検及びレセプター、ダウンコンダクターの導通測定(※3)を行い、不具合時は補修を実施。 期間経過後：夏の期間には落雷によるチップブレーキ・ブレードの裂け目・表面ひび割れ、ダウンコンダクターの不具合が発生しないことを確認した後(※4)は、年1回(冬季雷時期後)実施とする。 随時：地上からの目視点検によりチップブレーキ・ブレードに裂け目・表面ひび割れが発見された場合は、当該風車を停止し、できるだけ速やかに高所作業車によるチップブレーキ･ブレードの近接点検及びレセプター、ダウンコンダクターの導通測定(※3)を行い、不具合箇所の補修を実施。 （※3）当面、導通測定値が2Ω(注)を超えた場合にはダウンコンダクターの詳細点検を行って状態変化のデータを蓄積し、判断基準の見直し等を行う。 (注)最近行った導通測定結果をもとに設定。 （※4）これまで夏の期間にチップブレーキやブレードの損壊（脱落、飛散等）が発生したことはない。
⑭	響灘	不明 第5回委員会資料2	前回までの報告で、ボルトの破断形態が、水素脆化による遅れ破壊の様相を呈していたこと、また潤滑油の汚染度とボルトのクラック発生有無に相関関係があることより、潤滑油の汚染に起因した水素脆化による遅れ破壊であるとの可能性はあるものの、潤滑油の汚染が水素脆化を惹起したメカニズムを解明することは極めて困難である。また、ボルトに働く想定外の応力、衝撃荷重について、メーカーから定性的な回答は得ているものの、定量的な検証が困難である。以上のことから、今回のボルト破断原因を特定できていない。	前回までの報告のとおり、全てのピッチギアに脱落防止カバーを設置して、万一ボルト破断が発生した場合にも安全に風車を停止できる措置を行っている。今後ボルトの破断が発生した場合には、ピッチギアの交換を行った上で、引き続き脱落防止カバーを設置することで、風車の調速機能の維持を図り、安全を担保する。なお、今後の交換で設置するピッチギアについては、今回ボルト破断が発生したピッチギアと同型のものが生産されていないこともあり、今回破断したボルトそのものが無い構造のピッチギアを設置する。また、ピッチギアの潤滑油の分析を定期的に行っていき、性状を把握した上で必要に応じて潤滑油の交換等を行っていく。

事故No	発電所	事故原因 引用資料	原因	再発防止策 （メンテナンス保守部分のみを抜粋）
⑮	御前崎	施工不良 第6回委員会資料4	1）環境要因　腐食疲労 腐食環境下で疲労強度低下し破断（残置ボルトに微小亀裂あり） 2）施工要因　締結施工不良 ボルト・ピッチベアリング結合時、ブレードとピッチベアリング孔位置がズレ、ボルトとピッチベアリング孔内壁が接触したことにより応力集中またはフレッティングが発生し破断	①初期点検（稼動後100時間経過を目処）で増し締めが実施されていないサイトの対策 本対策の水平展開範囲は、某サイトA、某サイトBとなる。 これらのサイトは、初期点検（稼動後100時間経過を目処）で増し締めが実施されていないことから、ボルトの軸力低下の可能性があり、それにともない発生するフレッティングによる累積疲労損傷の蓄積がコーティング損耗に伴う腐食環境下で進展している可能性がある。このため、これらのサイトの対策としては、損傷の可能性のあるボルト全数を交換とする。 某サイトBについては、2013年6月に2号機において、ブレードボルト1本の破断が発生しており、その原因をSCC（応力腐食割れ）と判断した。対策としては、2号機については、損傷の可能性のあるボルトの交換を行うとともに、経過観察として定期点検での実施期間を短縮し、これまで3年目点検で抜き取りで実施していたボルト軸力確認（増し締め）を1年目点検で全数実施と変更した。また2号機以外については、3年目点検で抜き取りから全数実施に変更した。　しかし今回の原因究明の結果により、御前崎Ⅰへの対策と同じ対策を、某サイトAも実施していく。 ②初期点検（稼動後100時間経過を目処）で増し締めが実施されているサイトの対策 一方、初期点検（稼動後100時間経過を目処）時にボルト全数の増し締めが実施されていた御前崎Ⅱ期サイト以降では、このような損傷の可能性が考えられないため。通常の定期点検での点検方法（約90度ピッチで4箇所以上で軸力確認。規定軸力に達していない場合は、対象ボルトだけではなく、規定軸力に達していないボルトの範囲を特定して、それらすべてを増し締め）とする。
⑯	根占	製造不良 意見交換会資料2-4 第6回委員会資料5 第6回委員会議事録	【意見交換会】 （5）タワー建設時の記録確認→タワー建設時に行った補修記録、その後の真円度計測記録を確認した。 溶接補修の前後で最長径と最短径の違いは変化していないが、建設当初から最長径と最短径の差が最大35mm程度あることが確認された。タワー損傷との関係については、今後検討予定。 【第6回資料】 タワーの損傷が当初からあったタワーの初期不整であることが推定された。 【第6回議事録】 今回のものは、初期不整があったことは確実だが、それが拡大した理由は、SCADAのデータの瞬時値がとれていないといったこともあり、実際のところ、原因がちょっとわからないところが残っていることも事実である。	メンテナンスにかかる再発防止策の該当なし （他号機の健全性を確認して、今回の調査を終えた）

事故No	発電所	事故原因 引用資料	原因	再発防止策 （メンテナンス保守部分のみを抜粋）
⑰	根占	設計不良 意見交換会資料 2-4	・GL ガイドライン（GL 初版 1999）で設計された今回風車は、ナセルの強度設計において、それほど大きな負のピーク負圧は考慮されていない可能性がある。(GL ガイドラインの最新版では、ヨー停止時の後方からの強風が考慮されている) ・実験によると、後方から風を受けた場合に、ナセルの側面、屋根面に大きな負のピーク風圧を受ける可能性が高く、ナセルの強度によっては破損することが考えられる。 ・今回の破損では、ナセルの後カバー、下カバーの後部周辺は損傷を受けていないことから、後方風を受けた際にナセルに作用する負圧で損傷した可能性は低い。（前回報告通り、後方からナセル内に吹き込んだ正圧による、カバー脱落の可能性が高い） ・ただし、最初にカバーの隙間が開いたのは、負圧によりナセルルーフ部に剥離の力が働いたためと思われる。	メンテナンスにかかる再発防止策の該当なし
⑱	肝付	落雷 設計不良 （IEC 範囲外） ※IEC ではレセプターの取付け方法の規格がない 意見交換会資料 1-2	レセプター脱落事故の原因は「落雷」に起因すると考えられ、以下のフローで事故に至ったと推定される。 ①7 月 3 日 13:35、運転停止中の 15 号風車にて、2 軸ブレードの先端から 970mm に落雷。 ②ダウンコンダクターが断線していたため、雷電流は地面には流れず、ブレードを貫通。 ③貫通した際ブレード内を雷電流が流れ、そのとき発生したジュール熱で空気が膨張し、ブレード接合部が裂傷。 ④保持力を失ったレセプターは、膨張による圧力で脱落。	メンテナンスにかかる再発防止策の該当なし
⑲	新上五島	落雷 設計不良 （IEC 範囲外） ※IEC ではレセプターの取付け方法の規格がない 第 6 回委員会資料 6	落雷時にライトニングケーブルは完全に断線しておらず、下記ステップにてレセプターが脱落したと推定される。 (1)ライトニングケーブルが曲げ疲労により一部断線〔断線はライトニング溶解（電気的損傷）だけでなく、風によるブレード振動によりライトニングケーブルが振動し曲げ疲労で断線（機械的損傷）致します。〕していたが、導通があることを確認した。 (2)雷はブレードの表面を貫通し、レセプターと断線部間のライトニングケーブルに着雷した。 (3)雷電流によりライトニングケーブルが溶解し、同時に落雷のスパークによる空気の膨張で、ブレードのリーディングエッジ(前縁)とトレーディングエッジ(後縁)が開口した。 (4)ブレードの両エッジ開口によりレセプターの保持力が失われ、レセプターが脱落した。	定期点検によるライトニングケーブルの導通確認。及び週点検による、ブレード他風車全体の目視確認を実施（カメラによる撮影、解析）。 ⇒2014 年 7 月に全号機のライトニングケーブルの導通の有無は確認済み。 〈週点検〉 目視点検は 10 倍率の双眼鏡で行い、ブレード他風車全体を高倍率（光学 83 倍）カメラにて撮影を行っている。異常と思われるような箇所を確認した場合には、メーカー解析をお願いしている。
		事故原因	原因	

事故No	発電所	引用資料		再発防止策 （メンテナンス保守部分のみを抜粋）
⑳	稚内市水道部	設計不良 レトロフィット未実施	【委員会資料より】 本事故によるブレード脱落の直接的な原因は、Vestas 社の報告書にある通り、アルミニウムリングのボルト孔底部を起点として、疲労破壊によるクラックが発生し、長期間の運転によりクラックが拡大したことである。その結果、2014 年 11 月 3 日に横断部（クラック部分）に係る荷重が喪失することにより、接着されたリング部に非線形のひずみが生じ、接着された結合部への荷重が限界点に達し、接着剤がアルミニウムリングから剥離する要因となった。これにより、ブレードが脱落した。アルミニウムリングのボルト孔底部にクラックが発生した理由は、アルミニウムリング製造時のボルト孔底部（角部）のフィレット径が過小であったためであり、これにより同箇所にアルミニウム部材の疲労強度を超える局所的な応力が発生したことによる。風車メーカーによる当該部位の図面を見ると、フィレット径については記述がなく、TCC には設計段階ではこのような不具合が発生することを想定していなかったとの記述がある。フィレット径の指示がなければ、アルミニウムリングのボルト孔の形状は通常鋭角のままであり、したがって「製造不良」であるとは言えない。すなわち、事故発生の主要因は、繰り返し荷重が明らかに発生する部材にも関わらず、フィレット径を記載しなかったという、「設計上の配慮が欠けていた（設計上の問題があった）」ことにあると結論付けられる。 【議事録より、委員指摘事項】 ・メーカーから幾つかの（点検を促す）シグナルを送っており、調査や方法も提案している最中に起きた事故であることから、メンテナンスあるいは定期点検の問題というのも非常に大きな要因である。	・定期的な超音波探傷検査の実施。（初回検査実施の半年後を目途に再検査を行い、その後 1 年毎（年次点検時）に実施する予定であるが、検査結果の状況に応じて検査間隔を見直すことも考慮） ・クラックの発生を検出した場合、その程度に応じたアルミニウムリングの補修の実施、または点検頻度の見直し。なお、メーカーからの情報が正確にメンテナンス会社や事業者に伝わっていなかったことも副次的な事故の要因であったため、メーカーとの積極的な情報交換等に努め、意思疎通を図っていく。
		第 6 回委員会資料 7 第 6 回委員会議事録	【委員会資料より】 稚内市水道部の認識、対応は以下の通り。 1) Vestas 社のコメントが、直ちに運転停止を要求するものではなかったことから、ブレード脱落に至る危険性を認識していなかった。 2) Vestas 社が推奨する修理方法はブレードを取り外す必要があるものであり、簡単にできるものではなかった。Vestas 社に実施可能な方法を検討依頼するも、返答がなかった。 3) 1)、2)の理由から、これまで保安規程に定められる巡視を行いながら運転してきたが、アルミニウムリング部の点検は通常の点検項目に含まれておらず、ブレード脱落に至った。	

事故No	発電所	事故原因 引用資料	原因	再発防止策 （メンテナンス保守部分のみを抜粋）
㉑	釜石広域	保守不備 クリアランス計測器の精度不足 第 6 回委員会資料 8	これまでの調査結果を踏まえて、過回転に伴うブレード破損が発生するに至った原因は、以下の通りであることが明らかとなった。 ・今回の事故は「風速計誤検出」と「翼ピッチ不動作」、「主軸ブレーキ制動不良」が重なって発生したために、ブレード破損に至った。 ・「風速計誤検出」と「翼ピッチ不動作」が発生していたとしても、主軸ブレーキが正常に機能していれば、事故は防止できたことが解析からも実証されており、「主軸ブレーキ制動不良」となったことが直接の原因である。 ・「主軸ブレーキ制動不良」は、定期点検時の主軸ブレーキパッドクリアランス調整誤差により、主軸ブレーキの制動力が低下していたために発生した。	(1)事故原因に対する防止対策 ・主軸ブレーキ機能の担保 パッドクリアランス調整用の冶具を作製し、調整手法を変更する。具体的には通常幅のシックネスゲージではなく、パッド幅及び長さと同じサイズの冶具を作製し、冶具を引き抜ける状態で調整終了とせず、冶具を挟み込む状況まで調整する。 これにより、可動シューとピストンを密着させた状態で、正確なパッドクリアランス調整が可能となる。 ・翼ピッチ固着の防止 翼旋回輪軸受のグリースの水分量について管理値を設けて、グリース分析を半年に一回実施する。 管理値を超えたものについては、翼旋回輪軸受にグリースを給脂し、オイルシールを交換する。 (2)予防保全の徹底 ・風速計の誤検出による過出力の防止風速計で計測される風速と風車発電機出力の関係が設計値を逸脱した場合には、風速計への着氷、着雪等による異常と判断し、エラーを発報するとともに、発電機出力のみの翼ピッチ制御に変更するプログラムを、導入。
㉒	与那国	台風 第 10 回委員会資料 1	風車 2 号機 クラスⅠ耐風速以上の風が吹いたため、クラスⅡの 2 号機は耐力が不足していたことによる。(過去の風車倒壊(H14 宮古)で得られた対策により、系統は停電したものの非常用発電機が自動起動し、常時ヨー制御を行い風荷重を低減したが、クラスⅡのブレードが今回の台風に耐えられなかった) 風車 1 号機 ハッチとナセルの隙間から吹き込んだ風による。 ①ハッチ開口部の老朽化 ②ハッチ開口部四隅への応力集中 ③暴風によるハッチばたつきによる繰り返し荷重	メンテナンスにかかる再発防止策の該当なし

事故No	発電所	事故原因 引用資料	原因	再発防止策 （メンテナンス保守部分のみを抜粋）
㉓	あわら北潟	プログラム不良 第9回委員会資料3	1) ピッチ制御方式の風車は、ピッチ角を制御することでロータの回転を管理している。ピッチ制御システムに異常が発生したり、風車の安全装置が動作すると、ピッチ角を90°方向に制御することで、ロータを停止する（緊急時フェザー制御）。 (2) ピッチ制御装置メーカー（Mita社）が設計したピッチ制御プログラムは、緊急時フェザー制御中に、ピッチ制御装置内部で故障が発生した際、一旦緊急時フェザー制御を中断し、ピッチモーターにブレーキを掛けてその状態に固定し、内部故障の復帰を図った後に、フェザー制御を再開する構成となっていた。 (3) また同プログラム（Ver3.5.8）には、ピッチ制御装置の外部故障である供給電源の「欠相（交流3相のうち1～2相の喪失）」を「内部故障」と誤判断するため、欠相検出時にフェザー制御を中断する問題があった。 (4) 事故時、スリップリングの端子台部分で、接触不良が発生し、3軸のピッチ制御装置が欠相を検出した。 (5) (2)の緊急時フェザー制御を中断する制御回路と、(3)の欠相を内部故障と誤判定する不具合があったため、(4)の接触不良発生時に、3軸ともにフェザー制御が中断し、そのまま復帰できなくなった。これにより3軸のピッチが風を受ける状態で固定したため、過回転が発生した。 (6) 過回転が発生した後に接触不良に起因する欠相が故障復帰してピッチが動き始めたため、ブレードの根元に大きな力が掛かり、ブレード折損に至った。	スリップリング端子台の検査を全数実施する。今後も定期的に導通状況を確認し、接触不良がないことを確認する。
㉔	継続審議中の為、抜け番			

事故No	発電所	事故原因 引用資料	原因	再発防止策 （メンテナンス保守部分のみを抜粋）
㉕	輪島	保守不備 第 10 回委員会資料 2	a .建設当初ナセルハッチ（レバー側）は，ナセル前面壁上の正しい位置に乗っていた。 b .ナセルハッチ（レバー側）の歪み等により，ナセルハッチ前方部が落ち込んだ。落ち込みにより，前方側のロックロッドとロックピンが接触状態となった。 c .受金具とレバー側のナセルハッチに隙間が生じたため，ロックロッド留金具を調整(125mm→117mm)した。 d .ナセルの振動等により，ロックロッド（ロックピンの接触部）が溝状の摩耗（摩耗A）となった。硬度(mHV)は，ロックピンは 485，ロックロッドは 311 であった。硬度差によりロックロッド側が著しく摩耗（溝形状）した。 e .摩耗進展によりナセルハッチは再度落ち込み，ナセルハッチ間に隙間が生じたため再度留金具を調整(117mm→112mm)した。ナセルの振動等により，ロックロッドが溝状の摩耗（摩耗B）となった。定常的にロックロッドの摩耗溝にロックピンが嵌り，ナセルの振動によりロックピンに繰返し応力が加わる状態となった。 f .疲労限界に達したロックピンが破断した。 g .暴風によるナセルの振動等により，前方側ロックロッドが受金具から外れた。 h .風速による負圧により，ナセルハッチの前方部が開き，ナセルハッチ内面が正圧の風荷重を受けた。 i .後方側ロック機構部に過大な応力が作用し，ロッド受金具周辺のＦＲＰが割れた。 j .後方側ロックロッドが受金具から外れ，更に正圧の風荷重を受けた。 k .ナセルカバー側面が割れ，カバーの破損に至った。	再発防止対策が機能していることを定期的に確認するため，日常巡視点検項目および半年・年次点検項目の見直しを実施し，事故の未然防止を図る。 a． 日常巡視 ・ナセルハッチが落ち込んでいないこと，および落ち込んでいた場合はその量を測定する ・ロックロッドとロック ピンが接触していないことを確認する b． 半年・年次点検 ・ナセルハッチが落ち込んでいないこと，および落ち込んでいた場合はその量を測定する ・ロックロッドの摩耗量・ロックロッドとロック ピンの隙間測定の実施
㉖	肝付	台風 第 12 回委員会資料 3	4 号機：ピッチ角がフェザーから外れたことにより回転速度が上昇し、ロータとタワーの共振によりタワーが座屈 8 号機：ピッチ角がフェザーから外れたことにより回転速度が上昇し、水平方向荷重の増大によりタワーが座屈 10,13 号機：ピッチ角がフェザーから外れたことによりヨーが回転し、ブレードに作用する荷重が増大し座屈 以上の検討結果により、今回の風車破損事故は、台風の規模・通過ルート(風向)および肝付 WF の地形が複合的に影響し発生した設計再現期間を大きく上回る極めて稀な暴風(サイト内最大風速：76.9m/s)によるものであり、これが風車の設計風速を超過したことによるものと推定される。	メンテナンスにかかる再発防止策の該当なし

事故No	発電所	事故原因 引用資料	原因	再発防止策 （メンテナンス保守部分のみを抜粋）
㉗ ㉘	根占	台風	上カバーのフレーム部の接着が剥離していると、前方風を受けた状態でも、乱流によりカバーに横方向の荷重が働き、カバーが大きく変形して、FRP やフレームに設計強度を上回る応力が作用する。 【議事録より】 ナセルカバーに接着の剥がれがある状態で乱流を含んだ風を受けた場合に、カバーが振動して変形して、局所的に大きな力が加わって破断に至るというようなことを確認	今回そもそもこういうカバーが飛んだというのは、カバーのすき間を放置して いた保守上の問題がございまして、カバーのすき間があいているというのは認識していた のですが、ベルトを巻いたりして対策していて、それで問題なかったと思っていた保守上 の間違いもございまして、すき間やボルトの緩み等を定期点検で確認して、問題があれば すぐ修繕するという対応になるのではないかと思っております。
	佐多	第 12 回委員会資料 4 第 12 回委員会議事録	事故事例㉗の内容に加え、 ●ラジエターカバーは、コアマットを FRP で挟んだ構造になっていたが、端部が養生されておらず、剥離が生じた状態で強風を受け飛散した可能性が高い。	
㉙	串崎	保守不備 第 13 回委員会資料 3-1	トランス U 相 690V ヒューズにおける発火メカニズムを以下と推定 ヒューズ（銅）とアルミバー間に電蝕発生 or / and ナセル振動によりアルミバー固定ボルトの緩み発生 ヒューズとアルミバー間にギャップが発生 接触面積が減少 局所的に大電流、アーク発生（6,000℃以上） アルミ（融点 660℃）、銅（同 1,085℃）が溶融 溶融したアルミ、銅が周囲に飛散し、周辺物が発火 ①技術的要因 『ナセル後部のトランス U 相 690V ヒューズでのアーク発生』 ・アークを発生させたギャップの発生原因は「異種金属間の電蝕」、「振動により発生した固定ボルト緩み」の可能性あり ・焼損したヒューズの分析結果より腐食生成物が確認され、「電蝕の発生」が原因と推定 ②運用上の要因 『トランスヒューズ部分に関する定期的な点検の未実施』 ・2007 年に Gamesa 社よりヒューズ接続バーの有償材質変更を推奨する連絡があったが、交換費用が高額であったこと、必須ではなく推奨であることから交換を実施できずも止む無しと判断 ・未交換判断後、ヒューズ交換時以外の定期的な点検を実施せず	自主点検項目の追加 ・トランスヒューズ固定ボルトの定期的な緩みチェック ・接続バーとヒューズ接触面の目視チェック ・点検頻度は 1 ヶ月毎を原則 （点検状況結果を確認した上で頻度の見直しを検討）

事故No	発電所	事故原因 引用資料	原因	再発防止策 （メンテナンス保守部分のみを抜粋）
㉚	淡路市北震災記念公園	台風 電源喪失 （故意） 第16回委員会資料 1-2修正版	風車が制御できない状態になったのは、風車が故障し、廃止を決定した以降、風車への制御電源の供給を長期間途絶えさせてしまったことが大きな要因であると判断する。このような状況になったのは、以下の点に原因がある。 ア　誤認識 ・所有者及び管理者は、廃止決定以降、保守点検業者による定期点検の必要性を認識していなかった。 ・風車は故障しているので、所有者及び管理者は、主電源用開閉器は「切」にしておくべきと誤認識していた。 ・所有者及び管理者は、主電源用開閉器が長期間「切」となった場合のリスクを認識していなかった。 イ　情報共有の問題 ・保安管理業務外部受託者は、保安規程による月次点検の際に風車に制御電源が供給されていないことを把握し、管理者に対して口頭で確認をしたが、保安規程の細則に定めがなかったため、点検報告書にはその旨を記載していなかった。そのため、確実な情報伝達が図られず、情報展開がされなかった。 ・アの誤認識により、所有者及び管理者は保守点検業者との定期点検契約を継続しなかったため、保守点検業者との情報共有の場がなくなり、長期間の電源供給停止により、ピッチ制御ができていない状態を発見する機会を失った。	メンテナンスにかかる再発防止策の該当なし 保守部分のみ抜粋 ア　誤認識 ① 担当者の教育 ② 風車の運転 イ　情報共有の問題 ③ 保安規程の修正 管理者が定める保安規程の細則において、風車の制御のために必要な電源が喪失した際には、定期点検の報告書に記載し報告することを定め、保安管理業務外部受託者はこれを確実に実施する。 ④ 点検結果の情報共有 保安規程の細則において、管理者は定期点検で指摘を受けた事項を所有者に報告することを定める。所有者は、その報告を受けた担当者が上司（運転責任者）に報告する体制を整える。また、保守点検業務の点検結果についても同様とする。
㉛	阿蘇にしはら	地震 第13回委員会資料 3-2	風車の設計は、建設当時の基準である建築基準法に基づき実施しており、ひび割れは生じたが、倒壊・崩壊はしていない。また、熊本地震は、現行基準で検討対象としている告示波（極稀地震）より強い地震であったことを確認した。	メンテナンスにかかる再発防止策の該当なし
㉜	本荘港	落雷 保守不備 （見落とし） 第15回委員会資料 1-1-1	落雷に対する保護システムが正常動作し風車が自動停止した場合は、風車納入会社推奨のマニュアルに基づきブレードの健全性確認の方法を電気主任技術者による地上からの目視外観点検としていた（図１０左図参照）ため、ブレードアーク痕を発見することができず、運転再開により損傷を拡大させた。	落雷に対する保護システムが動作し風車が自動停止した場合は、風車納入会社による地上からの望遠レンズを使用した目視外観点検およびファイバースコープを使用したブレード内の精密点検を実施する（図１１右図参照）ことで、ブレードアーク痕等の発見を可能とし、運転再開による損傷拡大を防止する。

事故No	発電所	事故原因 引用資料	原因	再発防止策 （メンテナンス保守部分のみを抜粋）
㉝	日の岬	台風 電源喪失 第 18 回委員会資料 2 修正版	【屈服座屈の発生フロー（推定）】 ・タワーに曲げが加わるにつれて、屈服座屈により断面が楕円形状となる。 ・それに伴いタワーの部材せい（見付幅）が小さくなるため、断面２次モーメントも小さくなり、次第に実質的な曲げ剛性が小さくなる。 ・その影響で、断面変形の無い線形挙動から非線形挙動となり、最終的には断面がある程度偏平な楕円形状になったところで、抵抗力をこえる圧縮力が加わり、崩壊に至る。 【タワー倒壊の原因】 ・原設計では再現期間５０年の風荷重で静的設計が行われていたこと ・製造、施工管理はきちんと行われていたこと ・材料強度に問題はなかったこと ・接合部を含めタワーの座屈以外の損傷はみられなかったこと ・時刻歴応答解析でタワーの座屈が確認できたこと 以上から、タワー倒壊の原因は、電源喪失により、風向の変化に伴い横風を受け、設計で想定された風荷重を超えた荷重が作用した結果と推定する。	メンテナンスにかかる再発防止策の該当なし
㉞	白馬	台風 風向計損傷 第 17 回委員会資料 1-1 修正版	ブレード折損の推定原因 ① 台風 21 号により、風車の耐風速(Ve50=55m/s)を上回る強風が吹いた。 ② 飛来物により風向計が損傷し、風向偏差が一定となって、強風の中をヨーが誤旋回した。その後、ピッチも故障した。 ③ ブレードは、逆ファインの状態で固定され、ロータが回転し、抗力側（PS)から揚力側（SS）へ「曲げ」を受け、さらに、トレーリングエッジ（TE）側から「ねじり」を受けた。 ④ 「曲げ」と「ねじり」を同時に受けたことで、ブレード内部桁が損傷、外部シェルに過大な応力が発生し、ブレード折損に至ったと推定する。	メンテナンスにかかる再発防止策の該当なし
㉟	磐田	台風 施工不良 保守不備 （メーカーマニュアル外） 第 15 回委員会資料 1-6	事故原因① 最大瞬間風速 50m/s を超える強風により、クレーンハッチの振動が発生。振動によりクレーンハッチロックのロッドが徐々に抜け、差込み穴のかかり幅が浅い状況に陥った。その後強風に耐え切れず、クレーンハッチが勢いよく開放した際、ヒンジが折損し落下した。 本来クレーンハッチロックの取付け位置は、ナセルフレームから止めボルトの距離が 180mm 以内とされているが、建設当時から 190mm であり、ロッドのかかり幅が不足していた。 事故原因② 事業者側で実施する月例点検と、風車メーカー側で実施する点検について、当該箇所の詳細な点検項目が設定されておらず、目視点検のみであった。そのためロッドのかかり幅が不足していたことや、不具合に気付かずクレーンハッチの落下事故に繋がった。	月例点検時の点検表にクレーンハッチの項目を追加し、定期的に点検を実施する。ロックの動作確認、ヒンジの状態確認を実施する。 今回の事故をもとに社内及び協力会社に向けて再発防止対策教育を実施する。 風車メーカーの対策として、全ての技術員へ情報を伝え、全ての風車に同様の不具合の有無を確認。 同型の風車オーナーに向けて事故情報を共有し、点検を実施する。 各発電所ごとに専用のインフォメーションシートを作成して、年に 1 回定期点検にあわせて確認をする。

事故No	発電所	事故原因 引用資料	原因	再発防止策 （メンテナンス保守部分のみを抜粋）
㊱	楚州	台風 電源喪失 第 16 回委員会資料 1-1 修正版	7．ブレード損傷の原因推定 非常用発電機が冷却水温度上昇で停止したことにより風車の制御電源が喪失したためヨー制御が不能となり、ナセルが東南東～南東方向に固定された状態で、概ね真横（南南西～南西）から風荷重条件の極値風速である 85m/s 前後の風を受けたことによりブレードにクラックが発生したものと推定。 8．非常用発電機停止の原因推定 非常用発電機停止の原因は、非常用発電機の冷却ファン排風口（防風板の上下）に暴風が直接吹付けたことにより冷却空気の屋外への排気が困難となり、ラジエターの冷却機能が低下し、冷却水温度上昇により非常用発電機が停止したものと推定。	ヨー制御に必要な様々な制御機能（検出器・制御装置・風向・風速計等）についても、メーカの点検要領に従った定期点検で確認するとともに、台風通過後の点検でも異常がないか確認し、異常が確認された場合は速やかに取替えを行うとともに予備品の確保を行う。
㊲	昆布盛	保守不備 (グリース不足) 第 20 回委員会資料 2（第 1 報から第 3 報のまとめ）	火災発生の過程　2018 年 9 月 20 日、2019 年 3 月 6 日回転検出器故障発生 いずれかの時点で軸受のｽﾗｽﾄ保持力が低下したことにより主軸が押し込まれた兆候があったが運転を継続した。 2019 年 3 月 7 日主軸ベアリングの異常を確認 ・第 1 主軸ベアリングから異音発生、・排出されるグリースの黒化 黒化したグリースの早期入替で軸受損傷の進行を抑制する対応を図った。 回してはいけない風車を運転継続したため、本格的な軸ずれが発生し、主軸又はラビリンスの摺動摩擦で高温の鉄粉が落下 連続給脂により、可燃物である廃グリースが大量に堆積する状態であった。ナセル火災に至った 要因 1 (1)運転記録、整備記録確認 ロータ回転検出ｾﾝｻｰ(近接センサ)の故障や主軸ベアリングから異音が発生していた記録(事故の予兆)があった。 要因 2 (1)グリース管理方法の検証 グリース入替のためﾒｰｶｰ推奨品ではないグリースを連続給脂していた。その結果、廃グリースが多くなっていた。 要因 2 (3)廃グリース管理方法の確認　大量の廃グリースに引火したことにより延焼した。 主軸ずれ原因グリース ①「1 年間の」軸受のグリース不足、「1 ヶ月間」 のﾛｰｸﾞﾘｽｸを起因として第 1・第 2 軸受の摩耗、剥離が発生（2016 年グリス～2018 年 1 月） ② 運転時ｱｷｼｬﾙ荷重及び摩耗の進行によって第 1 軸受の軸方向のギャップが発生 ③ 主軸が軸方向に移動(回転検出器がロータに接触)(2018 年 9 月） ④ 第 2 軸受ﾗﾋﾞﾘﾝｽﾘﾝｸﾞが第 2 軸受内輪、ｴﾝﾄﾞｶﾊﾞｰに接触（第 2 軸受温度上昇、グリス黒化、異音発生）(2018 年 12 月～2019 年 3 月） ⑤ ﾗﾋﾞﾘﾝｽﾘﾝｸﾞと主軸間に摩擦が発生し、高温の鉄粉が発生(2019 年 3 月～4 月）	■火災防止要因 ・運転基準値の明確化 主軸のズレ又は回転検出器故障等、ﾍﾞｱﾘﾝｸﾞ機能低下の兆候が認められた際の運転継続可否と修理の判断基準を点検ﾏﾆｭｱﾙの付属文書で明確化する。 ・グリース入替方法標準化 主軸グリース入替作業についてﾒｰｶｰ技術資料を参考に点検ﾏﾆｭｱﾙに紐づく作業標準書を整備する。 ・教育の徹底 上記項目やﾙｰﾙなどについて保安規程細則に基づき年度毎に保安教育計画を定め、電気主任技術者より O&M 要員に教育する。 ■軸受破損防止要因 ・運転基準値の明確化 グリースの半期補充量を記録管理する。 長期間のﾛｰﾀｰﾛｯｸ後は点検とグリース給脂、廃グリース量の確認をする 上記項目の管理方法を点検ﾏﾆｭｱﾙの付属文書で明確化する。 ■報告連絡体制 ・保安規程細則の制定 定検解釈で定められている検査対象項目(部位)に関連する点検や、運転中の不具合・頻度の高い警報などの予兆情報は速やかに電気主任技術者に連絡する。 法定検査項目のうち不具合発生が考えられるものはﾒｰｶｰと対応を協議しながら事前にﾙｰﾙ化しておく。

事故No	発電所	事故原因 引用資料	原因	再発防止策 （メンテナンス保守部分のみを抜粋）
㊳	東伯	情報共有不足 保守不備 第23回委員会資料1-1 修正版	2 製造履歴 a 製造時の品質情報未入手 〇破損品・残存ブレード確認の結果、ブレード先端LE部のバックアップフランジのグラスファイバーレイヤーが製造時に外部に巻き込まれて切断されており(切断フランジ)、外面にオーバーラミネート補修が施工されていたが、その情報がメーカから事業者に伝達されておらず、オーバーラミネート損傷時のリスクを把握していなかった。 ３異常兆候 a リーディングエッジのエロージョン 〇21m～Tipにかけて LE部全面的に発生している。先端部はエロージョンにより切断フランジ対策のオーバーラミネート層が喪失し、開口となっていた。 b リーディングエッジの開口・部分開口 ◎ 2019.5月段階で、ルートから23m隣、31m～先端部等にLEコード方向開口・口開きの記録があるにも関わらず、補修せず運転継続していた。 委員指摘事項に対する回答 （１）点検結果の引き継ぎがどのように行われていたか ブレード点検はメンテナンス会社現地事業所とブレード補修会社（国内）が実施し、結果は報告書としてメンテナンス会社本社、ブレード補修会社（欧州）に送られ評価を受けメンテナンス会社現地事業所にて管理していたが、その後の月例巡視、定期点検では点検結果が引き継がれていなかった。 （２）補修が遅れている状況において安全のための停止措置がなぜ実施されなかったのか設置者及びメンテナンス会社（本社）共に、現地事業所から異常報告がないため、運転可能として判断していたが、メンテナンス会社現地事業所では明示的に注意していなかった。	（1）ブレード点検方法の改善 ① 点検頻度の改善 これまでのロープワークによる詳細点検（東伯風力発電所は2年に一度）に加えて、要点検・要補修等と判断されたブレードに対しては詳細点検のない年には年1回、ドローン・望遠カメラ等でのブレード表層写真検査を実施する（写真検査の結果、問題ありと判断される場合はロープワーク検査）。 う。 委員指摘事項に対する対策 （１）保安規程細則に実施要領を定め、過去のブレード点検記録、定期点検記録を参照する旨、明記する。 （２）補修期限のあるものは、その期限を超えた場合、保安停止をして、処置を決定することとする（または保安規程細則で規定する）。 ※風車運転において構造強度に影響のある損傷(現行判断基準レベル4以上)は即時停止、補修を行う。

事故No	発電所	事故原因 引用資料	原因	再発防止策 （メンテナンス保守部分のみを抜粋）
㊴	的山大島	台風 保守不備 第 31 回委員会資料 1-2	ヨーイング機能に異常が生じたことが主原因 原因① 計測範囲を超えた風速による風速計エラー発生（８号機、１３号機） 原因② 交換用予備部品（ヨーウォームギアクラッチ板）在庫切れ、及び点検時の対応不備（１６号機） 原因③ ギアボックス故障時の事業者判断によるローターロック・ブレーキ使用での制御線破損（７号機） 風車１年点検の実施時期について 風車１年点検では、今回破損しているヨーウォームギアクラッチ板のトルク値管理による締付調整が項目に含まれており、調整範囲を逸脱する場合は部品交換となる。 事故機を含む当該発電所の風車１年点検が、例年は４～５月頃に実施していたが、新型コロナの影響により２０２０年９月の時点で未実施の状態であった。前回の１年点検は２０１９年４～５月に実施しており、メーカーの推奨である１年毎の点検時期を４～５ケ月程度超過した状態であった。 １６号機のヨーウォームギアクラッチ板締付調整について １６号機については、２０２０年８月に行った月次点検において、ヨーイング時にナセルの滑りがあった。このナセルの滑りはヨーウォームギアクラッチ板の異常により生じていたが、当該部品の在庫を切らしていたため、一時的な対応として規定値を超えるトルク値での締付け調整を行い、クラッチ板の滑りを生じさせない状態としていたことが担当所員への聞き取りにより分かった。 この１６号機についても、上述の風車１年点検が未実施であった。 事故原因の推定 ８号機・１３号機：間接的な要因として、適切な点検が行われていなかったことも影響した可能性があるが、ヨーイングに異常を生じさせた主原因は、計測範囲を超えた風速によるエラーの発生である。 １６号機：ヨーイングに異常を生じさせた原因は、点検時に行った規定値を超える値での締付調整であったと推測する。 ７号機：ギアボックス故障とはいえ、台風による強風が予測可能な状況でローターロック・ブレーキをかけていたことによる運用方法が原因となり、ブレードが破損した。	メンテナンスにかかる再発防止策の該当なし 保守部分のみ抜粋 交換用予備部品の適正在庫確保 不具合発生時に速やかに補修を行えるよう、交換用予備部品の在庫確保拡充を図る。 具体的な在庫数量としては、部品在庫切れを回避するため、風車全機分の 50%（８機分）相当のクラッチ板を島内倉庫に確保し、使用後は速やかに在庫の補充を行う。 ギアボックス故障時、メーカー技術員による現地確認を行い適切な対応をとる ローターロックを使用する必要がある重度の故障の場合については、事前に風車メーカーに相談したうえで、追加オプション等の使用によるギアボックス保護を実施する。 追加措置（オプション） ①フィッシュネット：強風時のブレード振動を抑える効果がある ②追加メカニカルローターロック装置：確実にロータを固定し、ヨーイングに異常が生じた場合でも 50m/s（10 分平均）の風速にブレードが耐えることができます ※ギアボックス故障時については事業者のみの判断とせず、Vestas 社技術員による状況確認を依頼し、その結果判断をもって、ローターロックの使用、及び追加措置を実施することといたします。台風接近までに現地確認が間に合わない場合は、故障状況を動画や画像を用いメーカー技術員に確認を取ったうえで対応いたします。

事故No	発電所	事故原因 引用資料	原因	再発防止策 （メンテナンス保守部分のみを抜粋）
㊵	番屋	落雷 台風 第 25 回委員会資料 1	事故の原因 （１） レセプターに受雷しなかった ブレードレセプター受雷部ではなく、FRP シェル面に落雷した結果、 FRP シェルが損傷 。 （２） 落雷 によるブレード破損後、補修を実施できないまま、台風の被害を受けた 。 ・台風前日の夜、停止（遊転状態）中の風車のブレードに落雷 があったため、翌朝、点検を実施しようとしたが、雨 、 霧の為設備の監視が出来ず、被害状況の確認、落雷後の補修等が実施できなかった。 ・昼には、台風警戒運転（風車は遊転状態）に入ったため、落雷後の補修ができないまま、台風の強風を受け、ブレード損傷部が拡大。 ・被雷ケーブルが繋がったブレード損傷部が 、 強風により 残り 2 枚のブレードにぶつかり、全てのブレードが破損した。	保守点検 ・精密点検（１回／３年）に於いて、ブレード表面の異常の有無を触手、打音にて点検する。 特に、表面の小さな傷・ピンホール等の有無についても入念に点検する。 また、ダウンコンダクターの異常の 有無を測定器（Ω メータ）を用いて点検する。 ・日常点検（１回／週）に於いて、ブレード表面の異常の有無を目視にて点検する。 ・いずれも見つかった異常個所については、早急に手直し、補修を行う。 ・今回取付するダイバータストリップスもブレード点検時に合わせて点検する
㊶	ユーラス西目	経年劣化 保守不備 （メーカーマニュアル外） 第 27 回委員会資料 1	制御盤裏の DC リンクキャパシタを出荷元とした以下延焼フローが想定される ①製作不良あるいは劣化等によるＤＣリンクキャパシタの破損 破損によりイオン化したガスが噴き出し ②周辺雰囲気のイオン化 ③ブスバーとの間でアーク発生 ④アークの熱により周囲の DC リンクキャパシタの外装材等が発火し、破損・延焼が拡がる ⑤熱的影響等により DC リンクキャパシタ裏の制御盤パネルが脱落 ⑥制御盤パネル脱落部分によりナセル内壁（吸音材）に延焼 ⑦セル内壁よる風車全体に延焼	従来の点検要領に DC リンクキャパシタの静電容量の定期的な測定を追加し経年劣化の確認強化 制御盤内キャパシタについて、電気的性能の確認を定期点検項目に追加 キャパシタ静電容量が規定値±20%を外れた場合には交換。 （通常運転条件下でのキャパシタ設計寿命は 20 年超のため、定期交換は実施しない） ただし、当該判定方法においては作業の煩雑さを起因とした作業ミスも懸念される事から、規定値が示されている tan δ や漏れ電流等の別の物理量測定による劣化判定の採用も継続検討する。
㊷	ＪＲＥ酒田	経年劣化 保守不備 （メーカーマニュアル外） 第 28 回委員会資料 2	設備起因：ブレーカーが片切りによる、電源の周り込み 部品起因：運転開始後１７年経過し部品が経年劣化していた可能性 その他状況：電源ケーブルに過熱痕（大電流の痕跡） 上記原因推定の項目のほか、長期間運転を継続してきた中で塩分、粉塵等が端子台及びその周囲に蓄積された（点検清掃は表面の埃をウエスで拭き取る程度で端子台の凹み部分まで行き届かない箇所もあったのではと推定）可能性や脆化によるクラック（ひび割れ）等の可能性も疑われる。 これらの状況から複数の微小な地絡電流が発生し、対地を通し短絡に波及したと推定出来る。	・絶縁抵抗測定（地絡の有無チェック） ・点検頻度の拡大（年次点検→半年毎点検） ・24V、27V 回路の絶縁抵抗を測定するにはサージアブソーバ動作電圧が 75Ｖ設定につき絶縁抵抗計が使用不可 ・マルチメータで抵抗測定（目標 0.1MΩ以上を規定）を行い、点検マニュアルに記載することにより確実に実施する

事故No	発電所	事故原因 引用資料	原因	再発防止策 （メンテナンス保守部分のみを抜粋）
㊸	輪島コミュニティ	落雷 保守不備 （見落とし） 第 28 回議事要旨 第 28 回委員会資料	現地駐在技術員の亀裂の見落とし及び経過観察不足であり、それによりブレードの亀裂が進展しブレード破損に至ったと推定された 要因：亀裂の見落とし 経過観察不足 知見の不足 事実：落雷発生 推定：結露による小規模な水蒸気爆発発生 亀裂発生 ブレードのしなりによる亀裂拡大 事実：ブレード破損	運用面においては、重点観察範囲を追加設定し、４方向から写真を撮影、報告時には写真を添付し、さらに２４時間積算運転後にブレードを再確認することを点検手順マニュアルに追加することとした。また、保安停止解除の判断は、現地駐在技術員ではなく、メーカーの保守点検作業の講習を受けた有資格者が行うこととし、それを受けて電気主任技術者が最終判断を行うこととした。 落雷時の点検作業方法の改善を図る 観察範囲：重点観察範囲を設定し、ブレード全体へメリハリを　つけた観察を行う 保安停止解除手順：保安停止解除の判断は、有資格者が安全確認をしてから行う。有資格者の判断情報をもとに、主任技術者が運転の停止等の最終決定を行う 写真撮影手順：４方向からの撮影を規定し、判定精度の向上に努める 撮影機材：解像度の高いレンズをもつ機材を使用し、判定精度の向上に努める 確認機材：解像度の高いディスプレイにて確認作業を行い、判定精度の向上に努める 報告方法：写真添付必須報告書を規定し、精度の高い情報共有を行う

6.1.6. 半年周期の点検の緩和

海外調査によって得られた、海外の国別の点検周期の事例において、“洋上風力発電設備のRNA部・気中部の点検周期は、メーカーの点検マニュアルに記載の頻度である1年周期で点検を行っている”との判明した。その為、図6.1.6-1のとおり、メーカーの点検マニュアルを根拠に、適切な点検周期を点検周期とすることができると【検査実施上の前提】に明記する案を有識者検討会に諮ったが、有識者の賛同を得られず、定検解釈案とする提案は取り下げた。

定期事業者検査の制度開始当初からの運用でもって、点検周期を定検解釈の例示に従うか、メーカーの点検マニュアルに従うかについて、設置者にその選択を委ねていることは、従来通り変わらない。

現行の定検解釈【検査実施上の前提】追記案
※点検周期（年）が、半年の項目については、
この頻度により点検を行うか、
メーカーの技術資料等に基づき、
1年以内の適切な頻度の根拠を明らかにし、点検周期とすることができる。

図 6.1.6-1　有識者検討会に提案した半年周期の点検周期の緩和案

現行の定検解釈に例示される点検周期は、図 6.1.6-2 のとおり、定検解釈の一番右側の点検周期（年）の列に半、１、２又は３の記載がある他に、【検査実施上の前提】※３に“点検周期は一例であり、示された周期以上の頻度で点検を行うことが望ましい。”と記載されている。

（別表２）開放、分解による点検及び作動試験等の定期事業者検査の十分な方法の解釈（風力設備）

設備	項目		検査方法	内容	備考	点検周期（年）
ブレード	1　表面		目視又は触手若しくは測定	ブレードの表面に損傷（ゲルコート剥がれや外皮クラック）や被雷痕（すす）がないか目視等で確認する。 損傷又は被雷痕が確認された場合は、触手等で確認する。		1
	接地システム	2　レセプター	目視	レセプターに異常な被雷痕、溶損、減耗、飛散、剥離がないか確認する。		1
		3　ダウンコンダクター	目視	ハブ内からダウンコンダクターに損傷がないか確認する。		1
			試験	ダウンコンダクターについて導通試験等を行い、健全性を確認する。	導通を常時モニタリングしている場合を除く。	2又は3 （雷対策重点地域は2年とすることが望ましい。）
＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝略＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝＝						
非常用電源装置	42　ヨー		試験	非常用電源にてヨー旋回の作動試験を実施する。		1
【検査実施上の前提】	※1．検査方法及び判定基準は、一般社団法人日本風力発電協会発行「風力発電設備　ブレード点検および補修ガイドライン（JWPA G0001）」（ただし、表の項目１～５に限る。）、メーカーの技術資料等に基づいて設定する。 ※2．分解不可の装置については検査の対象外とする。（ただし、代替の検査方法を検討すること。） ※3．点検周期は一例であり、示された周期以上の頻度で点検を行うことが望ましい。 ※4．各設備において該当する項目が無い場合には、検査は省略してよい。					

図 6.1.6-2 現行の定検解釈の点検周期についての記載

3.1.8. で示した通り、現行の定検解釈の点検周期のうち、半年点検については、制定当時の最短点検周期を根拠として設定されているが、制度開始 5 年超が経過し、その最短も変わり、1 年周期が最短となり得ることから、この周期を緩和する提案を第 1 回有識者検討会に諮った。この提案をしたところ、以下の通りの意見があり、実際にメーカーの点検マニュアルや民間認証機関規格以外でのエビデンスは存在するかを確認しながら、海外調査を実施した。しかし、全てのヒアリング調査先で、“RNA 部・気中部の点検周期は、メーカーの点検マニュアルに記載の頻度である 1 年周期で点検を行っている”との回答が得られたが、それ以外のエビデンスは存在しなかった。

第 1 回有識者検討会における有識者意見

・洋上風力発電設備については、いかに頻度を減らして高精度な点検を行うかが要点である。
・点検周期の見直しはコスト面などから必要になってくるであろう。海外にヒアリングする際に点検周期のエビデンスや判断材料についても聞いてほしい。
・海外では、DNV 社の規格を参考に、1 年周期の点検を採用しているとの調査結果があるので、そちらを採用することはできないか。

また、海外調査によって得られた、海外の国別の点検周期の事例をまとめると図 6.1.6-3 となり、基本的に海外の洋上風力発電設備の RNA 部・気中部の点検周期は 1 年周期で実施されていることが分かった。

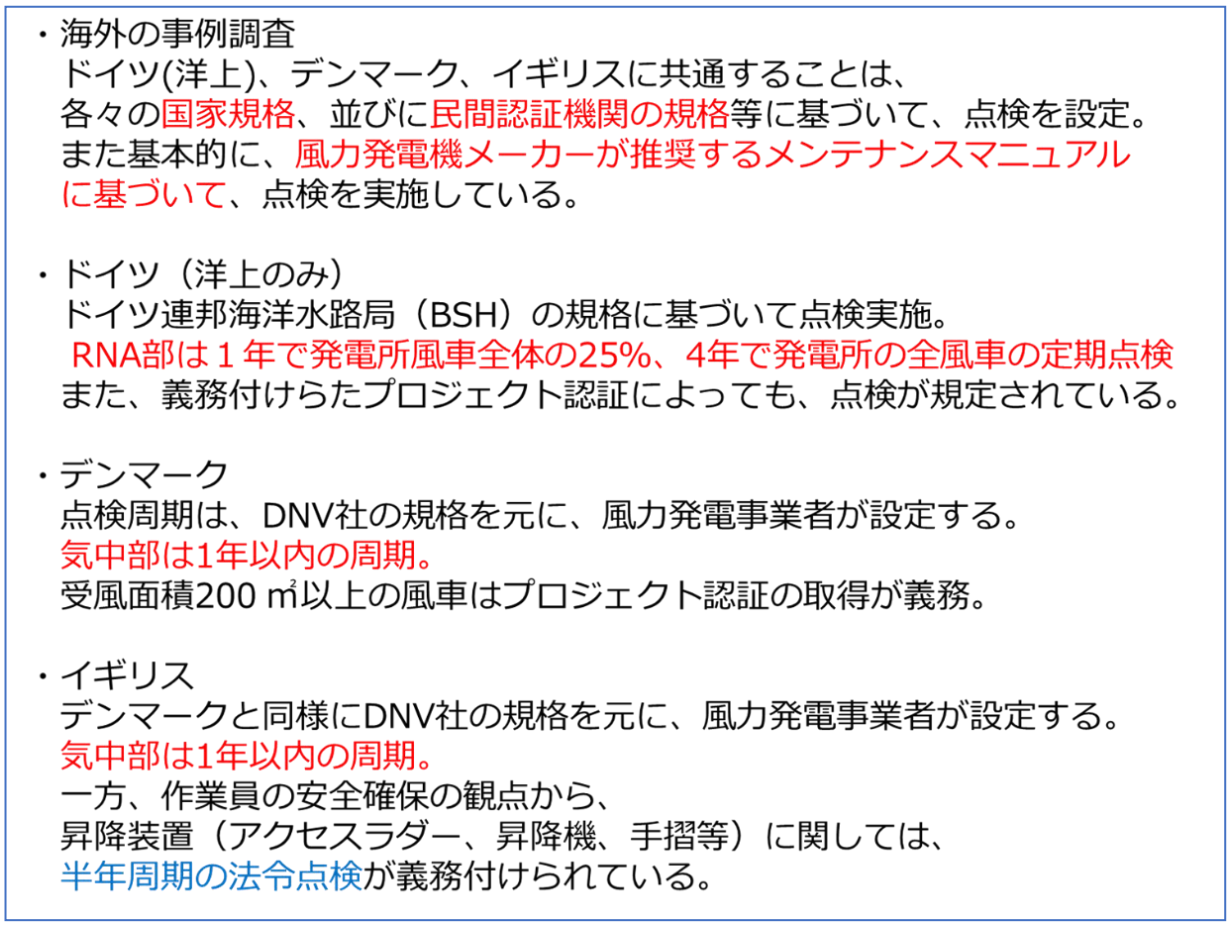


図 6.1.6-3 海外の国別の気中部の点検周期の事例

また、3.1.7.で示した通り、点検周期は必要最低限の点検周期を示した例示であり、点検の実施は設置者に任せられ、十分な保安水準の確保が達成できる技術的根拠を示すことで、定検解釈の例示より長い周期で点検を計画することは可能である。この技術的根拠の候補としては、メーカーの点検マニュアルに記載されている点検周期が、定期事業者検査の制定当初から想定されていたが、定検解釈内のどこにもその記載が無い為に、曖昧な点が残っていた。

ここで、技術的根拠の候補として、メーカーの点検マニュアルに記載されている点検周期が想定されていたのは、3.1.8.で示した通り、定検解釈の例示と、メーカーの点検マニュアルの点検周期が違うことが、多くの風力発電機にあり得るためで、設置者が点検周期を設定するにあたって、定検解釈の例示に従うか、メーカーの点検マニュアルに従うかについては、設置者にその選択を委ねている。これは、“予防的メンテナンスは高頻度であればあるほど良い”との考えによって、定期事業者検査としては、必要最低限の点検周期を例示し、“保安水準の確保が達成できる”点検周期は、設置者が選択することができるように制度設計をしたためである。

以上から、本事業においては、この曖昧な点を明確にし、メーカーの点検マニュアルに従って設置者が点検周期を設定できるように、定検解釈の【検査実施上の前提】にその旨を記載することを第2回有識者検討会に提案した。

ここで半年点検の周期に限って提案をしているが、図 6.1.6-3 で示した通り、海外の国別の気中部の点検周期の事例は1年周期であり、定検解釈における半年周期が海外の事例と大きく乖離していると考えた為である。

現行の定検解釈において 1 年周期で例示されている検査項目において、実際には 2 年以上の周期でメーカーの点検マニュアルで設定されたものもあるが、ここでは対象としていない。

実際に提案した文章は、図 6.1.6-1 の通りである。ここでいうメーカーの技術資料等には、メーカーの点検マニュアルが含まれ、【検査実施上の前提】における他の記載[102]と文言を合わせる為にメーカーの技術資料等と記載している。

現行の定検解釈【検査実施上の前提】追記案
※点検周期（年）が、半年の項目については、
この頻度により点検を行うか、
メーカーの技術資料等に基づき、
1年以内の適切な頻度の根拠を明らかにし、点検周期とすることができる。

図 6.1.6-1 有識者検討会に提案した半年周期の点検周期の緩和案（再掲）

ここで、定検解釈の一番右側の列の記載自体を半年から1年に変更する提案をしなかった理由は、運転期間の長い風車で、メーカーの点検マニュアルが1年周期に点検を設定している場合もあり得るためで、定期事業者検査の制度開始後、これまで半年で点検されてきたものが本事業の定検解釈案を機に、突然に1年周期に変更されることを懸念したためで、直接的に点検周期を半年から1年に変更するのではなく、【検査実施上の前提】において、“適切な頻度の根拠を明らかに”することを要求している。

[102] 現行の定検解釈【検査実施上の前提】※１．に“検査方法及び判定基準は、（略）メーカーの技術資料等に基づいて設定する。”と記載がある。

この文章で具体的に想定したのは、定検解釈の例示が半年周期の点検を、メーカーの技術資料等に基づき、1 年以内の周期で点検した場合に、その点検実績等を踏まえて、その周期で点検しても、半年周期の点検と同程度の“保安水準の確保が達成できるか”について、設置者で事後検証し、根拠を明らかにすることである。なお、この文案における“適切な頻度の根拠を明らかに”するという文言は、現行の定検解釈の（別表１）火力設備の最下部の記載[103]から流用している。

この提案に対する、有識者意見は以下の通りであった。

第 2 回有識者検討会における有識者意見

・設置者が１年の点検周期を選択できるようになると良い。
・日本の気象環境、ヒューマンエラー、製造不良を鑑みると、風車メーカーの技術資料等だけを根拠に、1 年以内の周期とすることは難しい。
・過去の過回転事故[104]に関する故障の統計を事業者から提供して欲しい。
・風車メーカーを含めた検討の場を設け、点検周期を検討すべき。
・そもそも、現行の定検解釈において、直接的に過回転防止に関わる点検項目のみが、半年周期の点検の対象であること自体にも疑問があり、別に議論の場が必要である。

以上により、点検周期を定検解釈の例示よりも長い周期で点検を計画する為の技術的根拠として、定期事業者検査制度の開始当初より曖昧であった点を明確にする意図で、メーカーの点検マニュアルに記載されている点検周期を根拠とすることを定検解釈案として有識者検討会に諮ったが、有識者の賛同を得ることは難しく、この提案は取り下げた。

なお、メーカーの点検マニュアルが点検周期を変更するための技術的根拠にふさわしくないと判断されたのではなく、【検査実施上の前提】で明記することにより、まるで積極的にメーカーの点検マニュアルを根拠に点検周期を変更してよいと設置者に受け取られることを避けるためで、定期事業者検査の制度開始当初からの運用でもって、定検解釈の例示に従うか、メーカーの点検マニュアルに従うかについて、設置者にその選択を委ねていることは、従来どおり変わらない。

[103] [1]検査方法の内容のうち隔回ごとに検査を行うものとあるのは、定期事業者検査の間隔が規則第 94 条の 2 第 1 項で定める時期を超える場合には、前回の点検実施の有無によらず次回の定期事業者検査において当該項目の検査を実施するものとし、それによらない場合は、過去の点検実績等を踏まえて適切な頻度の根拠を明らかにすること。

[104] ここで過回転事故にのみ言及されているのは、3.1.8.に記載の通り、半年周期の点検項目の大半が過回転防止を目的としているからで、半年周期の点検項目には、1 項目だけであるが、落雷対策の項目も含まれる。

最後に、点検周期に関する海外調査結果を以下にまとめ、上記有識者の意見に従い、本事業とは別の議論の場に繋げる。

・2.2.1.で示した海外調査結果のうち、調査項目「⑧-2 点検周期を“1 年以上”に設定している点検項目の内容」において、有効回答のあった全てのヒアリング調査先で、気中部の点検周期は、風車メーカーの技術資料に記載の頻度(1 年周期以上)で点検を行っている。
・メーカーの点検マニュアルに記載の頻度より短く検査を行っている場合は、過去に故障事故があった場合か、風力発電所の特性（落雷の多さ等）によるとの回答が１件あったが、それ以外にメーカーの点検マニュアル記載の頻度より短くするとの回答は無かった。
・過回転防止にかかる IoT 技術について確認したが、過回転防止に直接寄与するもの情報は得られなかった。
・洋上風力発電設備は、秋冬の海に作業員が向かうことになる為、作業員の安全の確保の観点からも点検周期の検討をお願いしたい。
・特に秋冬の海象状況により、半年周期で点検を計画しても、やむなく点検を実施できない事が想定しうる。この場合、安全管理審査上どのように取り扱われるか不明瞭な点がある為、事前に見解を示して頂きたい。[105]

[105] 個別の事案によるため、本報告書において見解を記載することは避けた。

6.1.7.気中部の点検における点検支援技術の活用について

気中部の点検における点検支援技術の導入については、定検解釈案には含めず、提言としてまとめることとした。

5.5.7.に示したとおり、海外調査結果を踏まえて、水中部の点検に潜水士と機器の組み合わせ検査に関する記載を定検解釈案とした。ここでの機器は、ROV、AUV[80]、マルチビーム音響測深機等を想定している。一方、気中部の点検における点検支援技術の導入については、定検解釈案には含めず、提言としてまとめることとした。ここではその理由と、有識者検討会における提案事項、それに対する意見をまとめ、今後の議論の場に繋げる。

有識者検討会においては、点検おける、ドローン等の点検支援技術の使用について、経済産業省の「電気保安分野 スマート保安アクションプラン（以下、スマート保安アクションプラン）」の取り組み[106]を紹介した上で、意見を頂いた。スマート保安アクションプランは、電気保安分野においてIoTやAI、ドローン等の新たな技術を導入することで、保安力の維持・向上と生産性の向上の両立（＝電気保安のスマート化）を目指し、スマート保安を導入していくことにより、事故の予兆を早期に発見し、電気設備起因の事故の低減を目指す取り組みで、2021年から風力発電設備の他、火力、送配電電気設備等にて検討され、2025年の技術実装を目指している。風力発電設備では、図6.1.7-1に示すドローンの巡視点検技術等が検討されている。

一方で、水中部の点検については、すでに海外でも導入されており、海外調査において基本的にROV等を使用し、水深が浅い箇所については、潜水士が行うとの情報が得られ、統一的解説においてもROV等の使用を前提とした記載となっていることから、図6.1.7-2のとおり、点検支援技術の定検解釈案の反映時期を切り分け、まず、水中部の点検にROV等を使用することについては、定検解釈案に含め、それ以外については、スマート保安アクションプランの技術実装を待ってからの議論にすることを提案し、有識者から賛同を得た。

[106]電気保安分野 スマート保安アクションプランの概要
https://www.meti.go.jp/shingikai/safety_security/smart_hoan/denryoku_anzen/20210430_action_plan.html （アクセス2023年3月7日）

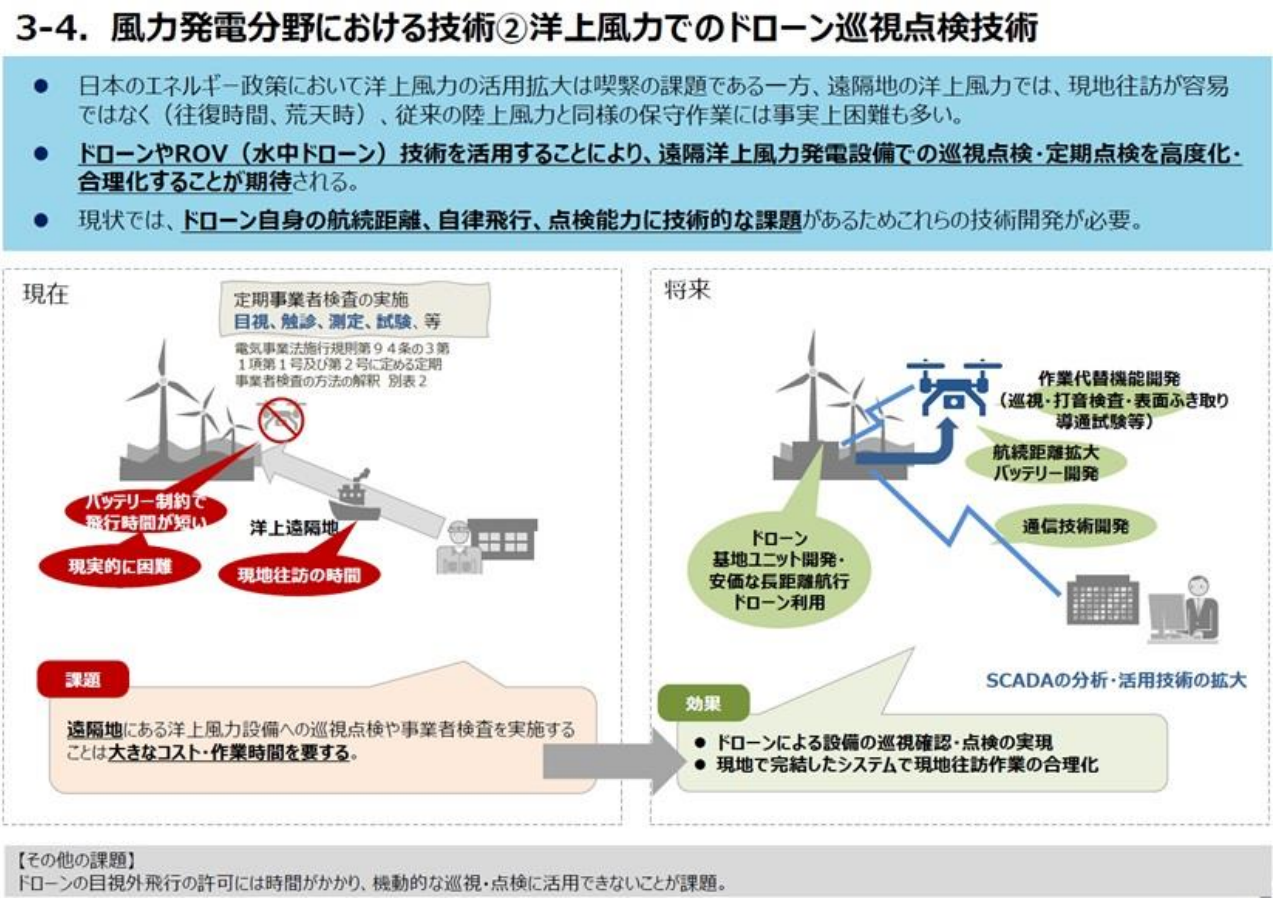


図 6.1.7-1　スマート保安アクションプランにおける風力発電分野の取組例[107]

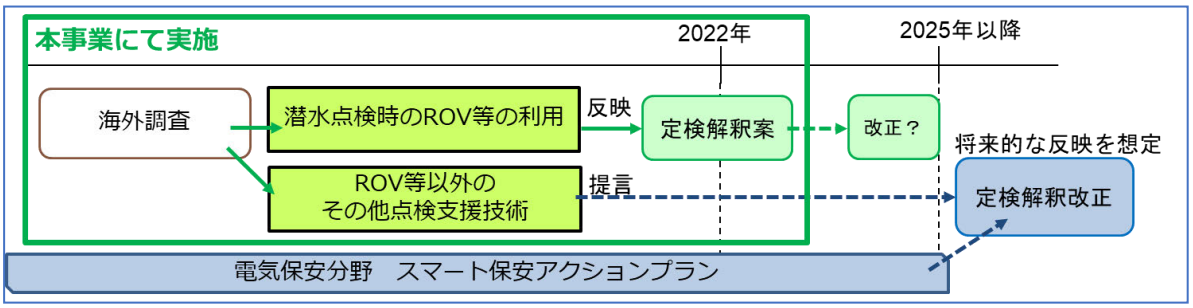


図 6.1.7-2　点検支援技術の定検解釈案の反映時期の切り分け

[107] 電気保安分野 スマート保安アクションプランの概要 p. 28

次に、現行の定検解釈において、点検支援技術がどのように導入されているかを整理する。まず、現行の定検解釈における“目視”の検査項目については、“目で対象の外観を確認する”とされている[108]。そして、現行定検解釈の参照可能規格である、JEA 定期点検指針において、表 6.1.7-1 の 3 つの検査項目について、目視の代替手段が使用可能と明記されている。代替可能と判断を行っているのは、設置者であるため、5.5.7.に示した、潜水目視と同様、“検査内容の確認が行えることが要件”であることや、下記で示す道路橋点検要領等のように、“第三者の検証を経る必要がある”ことを整理し、現状の課題点を有識者検討会において説明した。

なお、現行の定検解釈においては、3.1.8.で示した通り、3 年周期の点検で、ロープ高所作業等により、作業員が直接接近して点検を実施する必要のある“点検困難部位 4 項目”のみ、作業員による接近目視を前提としている。その他の目視による検査項目については人間の目による接近目視が必ずしも必須ではなく、JEA 定期点検指針において例示される 3 つの検査項目以外にも、設置者の判断で点検支援技術の導入は可能である。その場合は、3.1.5.で示した通り、現行の定検解釈の前文にある、十分な保安水準の確保が達成できる技術的根拠を示し、設置者の判断によって選定が可能である。

表 6.1.7-1　JEA 定期点検指針における、現行の定検解釈の目視の代替可能項目とその代替手段

検査項目	代替可能手段
ブレード表面	望遠鏡目視及び高性能カメラ、ドローン等、3D レーザスキャナ
ブレードディップ	望遠鏡目視及び高性能カメラ
（カーボン）シャフト	望遠鏡目視及び高性能カメラ

電気事業法施行規則（平成７年通商産業省令第７７号）第９４条の３第１項第１号及び　第２号に規定する定期事業者検査の十分な方法について、発電用火力設備、燃料電池設　備及び風力設備に適用する場合の解釈を下記のとおり制定する。

また、本解釈は、平成２９年４月１日から施行することとし、「電気事業法施行規則第９４条の３第１項第１号及び第２号に定める定期事業者検査の方法の解釈」（平成２３年４月４日付け平成２３・０１・２８原院第３号、ＮＩＳＡ－２３４ａ－１１－２）は、廃止する。

なお、同各号に規定する定期事業者検査の十分な方法は、この解釈に限定されるものではなく、同各号に照らして十分な保安水準の確保が達成できる技術的根拠があれば、同各号に適合するものと判断することとする。

図 3.1.5-2　現行の定検解釈の前文抜粋(再掲)

[108] 統一的解説参考資料 p. 3

次に、有識者検討会においては、点検支援技術の使用の導入に際して、どのような基準でもって導入するかについて提案を行った。点検支援技術の種類とその性能については、様々あることから、機器の信頼性については、“目視によるときと同等の確認ができる方法”であることを基準とすることを提案した。この文言は、国土交通省 道路局「道路橋定期点検要領」（平成３１年２月）の文章を参考にしている。この“目視によるときと同等の確認ができる方法”を基準として、点検支援技術の導入をすることについて、有識者からは賛否の両方の意見があった。ここで、その意見を記載する。

第 2 回有識者検討会における有識者意見

・“目視と同等以上の確認”という表現とすることに賛成である。点検作業の緩和手段ではなく、新技術で点検を担保する手段とすることが重要である。

・過去にドローンの実証実験を行った経験から、“目視と同等以上”という表現を用いるのは厳しい基準であると考える。具体的には、平成 29 年度から令和元年度に国土交通省海洋分野の点検におけるドローン技術活用に関する連絡会において、風の強い洋上環境でドローンを安定して飛行させ、近接目視に代わる点検が可能か否かについて実験を通じて検証し、当時で利用可能な最も高解像度のドローン用カメラ（1.5 億画素）を用いて、2.0MW の洋上風車実機を対象に実証実験を行った。ブレード先端部のエロージョンや微小な傷など、目視レベルに近い識別が可能であることを確認したが、当時の経験からすると、提案内容である、“目視と同等以上”との表現は厳しい基準であると考える。

なお、「道路橋定期点検要領」を参考にした理由は 2 点あり、1 点目が、点検支援技術が利用可能である旨が点検要領に明記されている為である。図 6.1.7-3 に「道路橋定期点検要領」を抜粋する。

2 点目はスマート保安アクションプランにおいても、図 6.1.7-4 のとおり、この点検要領に関する「点検支援技術性能カタログ」の仕組みを例示し、スマート保管アクションプランにおける新技術の導入推進と妥当性検証の仕組みを検討していることが挙げられる。実際に定検解釈に点検支援技術が採用にされる際にも、このような第 3 者による検討の仕組みが取り入れられることが必要であると有識者検討会において、説明を行った。

4．状態の把握

健全性の診断の根拠となる状態の把握は、近接目視により行うことを基本とする。

【法令運用上の留意事項】

定期点検を行う者は、健全性の診断の根拠となる道路橋の現在の状態を、近接目視により把握するか、または、自らの近接目視によるときと同等の健全性の診断を行うことができる情報が得られると判断した方法により把握しなければならない。

道路橋の健全性の診断を適切に行うために、法令では、定期点検を行う者が、道路橋の外観性状を十分に把握できる距離まで近接し、目視することが基本とされている。これに限らず、道路橋の健全性の診断を適切に行うために、または、定期点検の目的に照らして必要があれば、打音や触診等の手段を併用することが求められる。

一方で、健全性の診断のために必要とされる近接の程度や打音や触診などのその他の方法を併用する必要性については，構造物の特性、周辺部材の状態、想定される変状の要因や現象、環境条件、周辺条件などによっても異なる。したがって、一概にこれを定めることはできず、定期点検を行う者が橋毎に判断することとなる。

図 6.1.7-3　国土交通省 道路局「道路橋定期点検要領」（平成３１年２月）p.3 抜粋

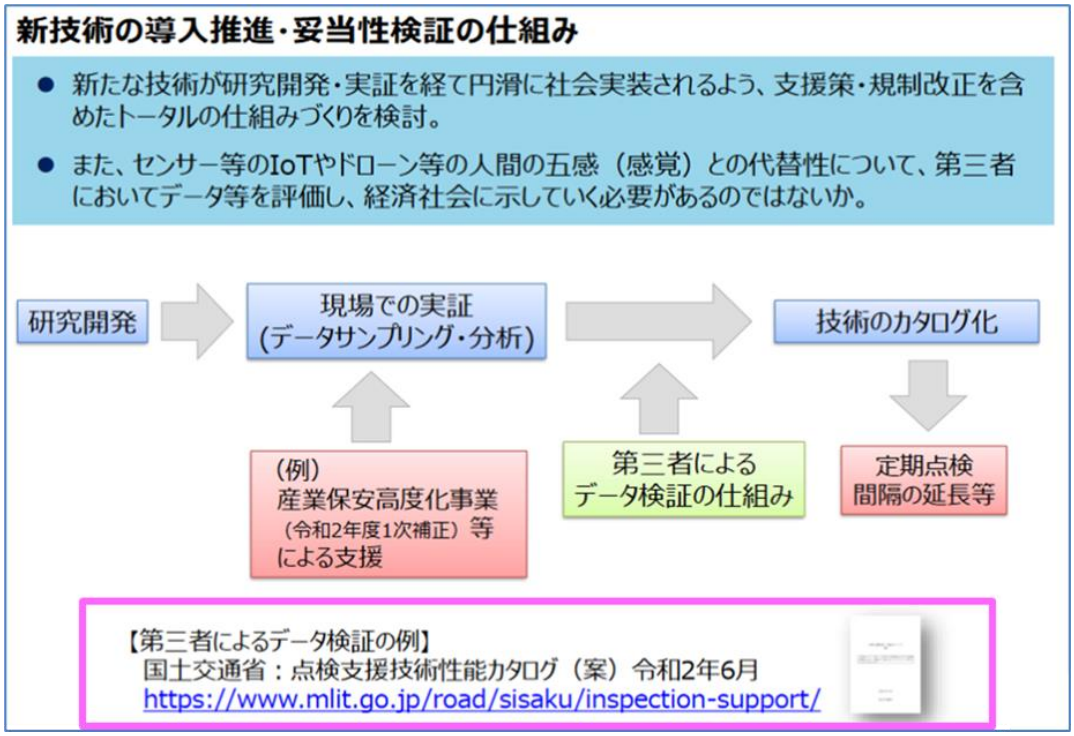


図 6.1.7-4　スマート保安アクションプランで検討されている第三者によるデータ検証の事例[109]

[109] 2020 年 7 月第 1 回 電力安全部会 資料５電気安全に係るアクションプラン基本骨格 p.4

6.1.8.海外指針における下部構造の点検周期の考慮

洋上風力発電設備における下部構造の点検周期については、日本においては統一的解説において言及されており、本事業で提案する定検解釈案においては、基本的に同様の考え方を採用した。

一方、海外の指針においては、下部構造の点検に関して統一的解説に比べより短い点検周期が提示されていることから、それらの内容を海外調査結果や有識者検討会での議論結果とともに整理したが、これらの点検周期の採用までには至らなかった。

今後の日本での洋上風力の運用実態の継続的なモニタリングを通じ、海外指針で扱われている点検周期の導入の必要性に関する議論を引き続き実施する必要があると考えられる。

洋上風力発電設備が多く立地する欧州地域においては、DNV の指針[76]、Standard Design Minimum requirement concerning the constructive design of offshore structures within the Exclusive Economic Zone[110]、(以下、BSH[111]の指針) など (以下、海外指針) において、下部構造の点検周期について記載されている。そこで、本節においては、海外指針に示されている点検周期とその背景について、ヒアリング調査、文献調査結果を報告し、将来的な導入の可能性についても記載する。

まず、統一的解説で記載された内容は、3.3.2.で示したとおりである。洋上風力発電設備における下部構造の点検周期については統一的解説において言及されており、海外指針についても検討の上[112]で、統一的解説における点検周期が例示されたと判断した。よって、本事業で提案する定検解釈案においては、基本的に統一的解説と同様の考え方を採用した。

そこで、ここでは海外指針において、定期点検の点検周期に関してどのような記載がなされているかを確認する。

DNV の指針においては、表 6.1.8-1 のとおり、「Section 9 IN-SERVICE INSPECTION, MAINTENANCE AND MONITORING」において、日本と同様に 20～30 年程度の供用期間を見据えて計画された風力発電の支持構造物の点検周期について以下のような関連する記述がみられる。

[110]Standard Design Minimum requirements concerning the constructive design of offshore structures within the Exclusive Economic Zone (EEZ), 2015.12

[111] ドイツ連邦海洋水路局 Bundesamt fuer Seeshifffahrt und Hydrographie　統一的解説 p.110

[112] 統一的解説参考資料 参-79 において、維持管理に関して記載のある欧州の主な規格が示され、点検周期についても表･参-4.1.1 国外規格比較にて記載がある。

表 6.1.8-1　DNV の指針における関連する記述

9.2.2.1 Long Term Inspection Program for the wind farm shall be prepared, in which all disciplines and systems to be covered by the program are specified. In this program, inspection coverage over a five-year period should be specified in order to ensure that all essential parts of the support structure will be covered by annual inspections over the five-year period. *9.2.2.1　風力発電所の長期点検プログラムを作成し、その中でプログラムの対象となるすべての分野とシステムを規定するものとする。このプログラムでは、支持構造のすべての重要な部分が 5 年間にわたる年次点検でカバーするために必要な点検範囲が指定されるべきである。*
9.2.3.1 The interval between inspections of critical items should not exceed one year. For less critical items longer intervals are acceptable. The entire wind farm should be inspected at least once during a five-year period. Inspection intervals for subsequent inspections should be modified based on findings. Critical items are assumed to be specified for the specific project in question. *9.2.3.1　重要な項目の検査間隔は、1 年を超えないこと。重要度の低い項目については、より長い間隔が許容される。風力発電所全体は、5 年の間に少なくとも 1 回は点検されるべきである。その後の点検間隔は、調査結果に基づいて変更されるべきである。重要項目は、当該プロジェクトごとに規定されているものとする。*
9.3.2.2 Inspection for fatigue cracks at least every year may be waived depending on which design philosophy has been used for the structural detail in question: When the fatigue design of the structural detail has been carried out by use of safety factors corresponding to an assumption of no access for inspection according to Table 4-20, then there is no need to inspect for fatigue cracks and inspection for fatigue cracks may be waived. When smaller safety factors have been used for the fatigue design, inspections need to be carried out. The inspection interval depends on the structural detail in question and the inspection method and may be determined based on the magnitude of the safety factor applied in design. In general, the smaller the safety factor, the shorter is the interval between consecutive inspections. *9.3.2.2　疲労き裂の検査は、当該構造細部の設計思想により、少なくとも 1 年毎の検査が免除される場合がある。構造細部の疲労設計が、表 4-20 における点検不要を前提条件とした安全係数を用いて行われている場合、疲労き裂の点検は不要であり、疲労き裂の点検は免除される場合がある。疲労設計で想定された安全係数が小さい場合は、点検を行う必要がある。検査間隔は、対象となる構造ディテールや検査方法によって異なり、設計時に適用された安全係数の大きさに基づいて決定することができる。一般に、安全係数が小さいほど、逐次点検の間隔が短くなる。*
9.5 Periodical inspections – grouted connections Periodic monitoring is recommended for grouted connections. In case movements are observed measurements and periodic monitoring have to be launched. *9.5 定期的な検査 - グラウト接合部* *グラウト接合部には定期的なモニタリングが推奨される。動きが観察された場合、測定と定期的な監視を開始しなければならない。*

上記より、基本的に風力発電所全体において 5 年間にわたる点検で支持構造のすべての重要部位の点検を行うことが求められていること（9.2.2.1)、プロジェクトごとに規定される重要な項目については 1 年間に 1 回の検査実施が推奨されていること（9.2.3.1)、疲労亀裂の検査間隔については、設計時に想定された安全係数の設定に依存すること（9.3.2.2)、グラウト接合部については定期的なモニタリングが推奨されていること（9.5）などが定期点検の周期に関する記述として抽出できる。したがって、DNV の指針においては、統一的解説で定められている水中部の点検周期（10 年以内）に比べて短い点検周期で下部構造の点検を実施することが推奨されているといえる。また、プロジェクトごとに規定される重要な項目、グラウト接合部などの点検項目の確認がやや重視されていることもわかる。

また、表 6.1.8-2 の通り、ドイツで運用されている BSH の指針においては、点検周期について以下のような関連する記述がみられる。

表 6.1.8-2　BSH における関連する記述

2.5.3 Requirements and required verifications

The minimum requirements pertaining to the periodic inspections of the support structures are listed in Table 2-1.

Test object	Test basis and intervals
Test object	Test basis and intervals
Functionality of the anodes, impressed-current system	During the first 2 years: annually, then depending on the condition (recommended every 4 years)
Substructure: Welded seams (subject to cyclic loads), intactness of the surface of the structural elements	In accordance with the life cycle calculations and the inspection plan
Composition of the seabed surface, scouring	During the first 2 years: annually, then depending on the condition (recommended every 4 years)
Corrosion protection (visual inspection): • Underwater area of the structure • Alternating load • Underwater area of the substructure • Operational structure (support structure)	Depending on the condition (recommended every 4 years) Depending on the condition (recommended every 2 years) Depending on the condition (recommended every 4 years) Depending on the condition (recommended every 4 years)
Operational structure: Welded seams (subject to cyclic loads), support structure bolts	In accordance with the life cycle calculations and inspection plan

Table 2-1: Minimum requirements with regard to the periodic inspections of support structures

2.5.3 要求事項及び必要な検証事項

支持構造物の定期点検に関する最小限の要求事項を表 2-1 に示す。

表 2-1：支持構造物の定期点検に関する最小限の要求事項

検査項目	*検査の前提及び周期*
鋼材腐食モニタリングシステムの機能性	*初めの 2 年間は毎年、その後は状況に応じて（4 年ごとに推奨）*
下部構造:溶接部（繰り返し荷重に対する耐久性）、構造材の表面の損傷度	*ライフサイクルの計算と検査計画に準拠*
海底面の状態、洗掘	*初めの 2 年間は毎年、その後は状況に応じて（4 年ごとに推奨）*
腐食防止（目視点検） *・構造の水中部* *・交番荷重* *・下部構造の水中部* *・運用構造（支持構造）*	 *状態による（4 年ごとに推奨）* *状態による（2 年ごとに推奨）* *状態による（4 年ごとに推奨）* *状態による（4 年ごとに推奨）*
運用構造：溶接部（繰り返し荷重に対する耐久性）、支持構造のボルト	*ライフサイクルの計算と検査計画に準拠*

4.5.1.3 Periodic inspections – inspection intervals
The periodic inspections of the RNA shall be carried out on at least 25 % of the wind turbines at the offshore wind farm so that all the RNAs are inspected in a four-year cycle. This period commences when trial runs are started.
Based on empirical values and verification of the status through respective inspections, it is possibly to deviate from the prescribed annual test intervals in consultation with the appointed inspector and the BSH.
4.5.1.3 定期検査-検査間隔
RNA の定期検査は、洋上ウィンドファームの風力タービンの少なくとも 25%に対して実施され、 4 年周期ですべての RNA が検査されなければならない。この期間は、試運転が開始された時点から開始される。
経験値及び各検査による状態の確認に基づいて、任命された検査官及び BSH と協議の上、規定の年間検査間隔から逸脱することが可能である。

上記より、支持構造物の定期検査については、電気防食工の部分及び洗掘については初めの 2 年は毎年、それ以降は 4 年ごとに実施が求められており、目視による構造物の腐食検査などは状況によるものの 4 年ごとの実施が求められていることがわかる (2.5.3 Table 2-1)。また、RNA の定期検査については年単位で少なくとも洋上風力発電所を構成する 25%以上に対して実施され、4 年での全数検査が求められていることがわかる (4.5.1.3)。このように、BSH の指針においても、統一的解説で示された水中部の点検周期 (10 年以内) に比べて短い点検周期で各施設の定期検査を実施することが推奨されているといえる。

また、BSH の指針においては、支持構造物の推奨される点検周期が、点検項目ごとに、よりきめ細かく議論されている。さらに、本事業の有識者検討会における一部有識者の意見として、特に建設後数年間は施工不良や洗掘の不安定などによる構造上のトラブルが生じやすいと考えられるため、建設後数年間は点検周期を密に設定するという BSH の指針における一部の点検項目の点検周期に関する考え方に一定の合理性があるのではないかといった意見も得られた。

また、2.2.1 で示した海外調査結果のうち、調査項目“⑨水中部分の鋼材、コンクリート部材の点検において、実施している点検項目の内容”において、その有効回答の多くで、下部構造の健全性を確保するため、DNV の指針及び BSH の指針にのっとり点検を実施しており、水中部は 5 年以下の点検周期で点検を実施しているとの回答を得た。

以上より、海外における下部構造の点検周期の実態としては、基本的には統一的解説で示された点検周期である気中部 3 年、水中部 10 年の点検周期に比べ、短い点検周期が採用されていることが多いことが分かった。しかし、一方で、この海外の点検周期がどのような根拠のもとで示されているかについては、詳細に把握することが出来なかった。よって、日本においては 5.3. で示した通り、最大で“港湾レベル 2 地震動”に対する設計が求められているが、海外指針においてはこれと同一とは限らないと判断し、単純に海外指針による点検周期を、そのまま定検解釈案に盛り込むことはできないと判断した。

ここからは、本事業後の将来的な仮説として、海外指針による点検周期を、将来の定検解釈に反映する場合を検討する。

表 3.2.3-1 で示したとおり、現行の定検解釈の半年周期及び 1 年周期の点検は、供用期間中に不具合が起きうるものとして考えており、“予防的メンテナンスは高頻度であればあるほど良い”の考えを反映し、定検解釈作成時の全てのメーカーの点検周期から最短のものを採用している。

これと同様に、仮に、統一的解説による支持構造物の考え方が適用された下部構造・基礎に対しても、海外指針を適用し、国内外全ての指針の中から最短のものを採用しようとする際には、それらの指針の設計上の前提条件の違いが正確に把握されたうえで議論が必要と考える。

また、今後も引き続き国内外の洋上風力発電設備の点検実態と事故事例の網羅的な調査を続けつつ、洋上風力発電設備の保安水準の確保の観点から、実施が必要とされる最低限の下部構造の点検周期について、点検頻度と故障率の関係性などの定量的なデータに基づく議論がなされる必要性があると考える。

表3.2.3-1　定検解釈案の点検周期の考え方（再掲）

	現行の定検解釈の考え方	統一的解説による 支持構造物の考え方
引用文献	NEDO洋上風力ガイドブック	統一的解説、点検診断ガイドライン
引用文献による 象徴的な表現	予防的メンテナンス	主として事前対策型
定検解釈案における考え方の設定	“予防的メンテナンスは高頻度であればあるほど良い”	“供用期間中に維持管理上の限界状態に達しない事前対策型を基本”
考えの主眼	供用期間中に不具合が起きうるものとして考えている	供用期間中に不具合が起こらないように事前に対策することを考えている
定検解釈における点検の目的の設定	不具合を早期に発見することで、公共の安全に係る事故を未然に防ぐ	供用期間中に不具合は起こらないよう事前に対策した上で、点検では、部材の性能に影響を及ぼす変状がないかを確認する
主たる適用範囲	RNA、タワー	下部構造、基礎
点検周期	半年、1年、3年	気中部3年、水中部10年 （洗掘安定前は水中部1年）

6.1.9. 下部構造・基礎の部材の抜き取り検査の可能性について

一部が水中部に位置するため点検実施の難易度が比較的高いと考えられる下部構造について、代表号機の抜き取り検査の適用可能性に関して調査し、有識者検討会に諮った。その際、海外指針において既に言及されている抜き取り検査に関する記述を整理した。また、海外指針の記載に基づき、点検時に工学的な判断を加えることにより、代表号機の検査に基づく定期点検ができる可能性のある部位に関して、既往文献の調査結果や有識者検討会で挙がった意見について整理した。

本検討の中では、具体的な抜き取り検査の適用方針に関する提案までは至らなかったものの、現運用体制下における各部位の故障率などのデータの蓄積などを実施していくことにより、今後も抜き取り検査の適用に向けた議論を続けていくことが必要と考えられる。

何十基もの風力発電設備が設置される洋上風力発電設備において、その全数に対し同等の点検を実施することは、設置者負担が大きく、ほぼ同等の設備、環境条件となる風力発電設備が多数存在する場合、非合理な点が生じることが考えられる。

また、図 6.1.9-1 に示すように日本の洋上風力は急峻な海岸地形に立地することから、厳しい波浪条件、深い水深における部材検査が求められることが想定される。したがって、欧州に比べて特に水中部、あるいは水中部に近接した下部構造・基礎における各種部材検査が困難となり、全数検査にかかる負担も欧州に比べ、より大きくなることが想定される。

一方、同種の支持構造が多く点在する風力発電設備に関しては、特に下部構造・基礎のメンテナンスに関して、抜き取り検査などによる検査の簡略化ができれば、そうした負担が小さくなると考えた。

そこで、本節では、洋上風力発電設備において、抜き取りによる代表号機の検査が適用できる可能性について検討する。

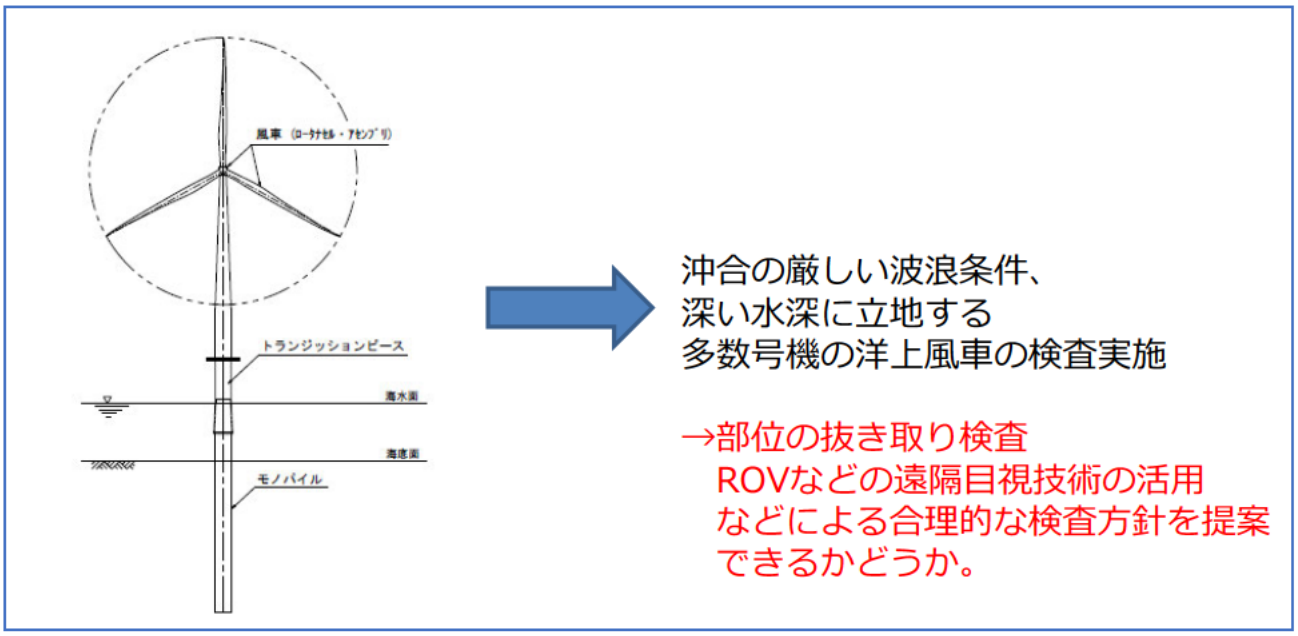


図 6.1.9-1　日本の洋上風力メンテナンスにおいて想定される厳しい環境条件[113]

[113] 経済産業省：洋上風力発電設備に関する技術基準の統一的解説（令和 2 年 3 月版）

まず、海外調査において、下部構造の抜き取り検査についてのヒアリング調査を実施した結果を示す。2.2.3.で示した海外調査結果のうち、調査項目“⑳多数号機の風力発電設備が存在する場合において抽出検査などを実施される場合、点検対象とする設備の抽出方法”において、風車の全数検査を実施しているとの回答と代表号機、サンプリングによる検査を実施している、もしくはそうした検査方針の将来的な適用もあり得るという回答がともに得られ、設置者によって意見が分かれた。

また、有識者検討会においても、代表号機の抜き取り検査に関して提案を行ったものの、その導入は時期尚早ではないかという有識者の意見が挙がった。

海外の文献においては、代表号機の抜き取り検査に関する記述がみられるため以下に示す。DNV の指針においては、風車の代表号機の検査に関する言及がなされている。例えば、DNV の指針における関連記述として、「SECTION 9 IN-SERVICE INSPECTION, MAINTENANCE AND MONITORING 9.1.1 General」において以下の記載がある。

9.1.1.5 For single wind turbines and for wind farms comprising only a few wind turbines, it may be feasible to define rigid inspection programs for the support structures with requirements for annual inspections and other periodical surveys which cover all structures in the wind farm. For large numbers of wind turbine structures in large wind farms, such rigid inspection programs can be far too comprehensive to carry out, and inspection programs defined from risk-based inspection planning are recommended. In wind farms with many series manufactured identical or almost identical structures, it suffices to carry out inspections on a few representative structures only.

9.1.1.5 単一の風力タービン及び数基の風力タービンからなるウィンドファームについては、ウィンドファーム内の全構造物を網羅する年次検査及びその他の定期的な調査の要件を備えた支持構造物の厳格な検査プログラムを定義することが実行可能である。大規模な風力発電所の多数の風車構造物に対しては、このような厳格な検査プログラムを実行することは非常に困難であるため、リスクベースの検査計画から定義された検査プログラムが推奨される。同一またはほぼ同一の構造物により構成される風力発電所では、代表的な数基の構造物のみを検査すれば十分である。

上記においては、多数の風力発電設備から構成される大規模な風力発電所に対して、全数検査を実施することは過剰な検査であり、リスクベースの検査計画に基づいた検査プログラムの定義が推奨されている。例えば、ほぼ同一の構造物で構成されているウィンドファームでは、代表的な構造物数点のみを点検すれば十分であるという点も言及されている。

また、同文献における「9.6 Inspections according to risk-based inspection plan」においては以下の記載がなされている。

> 9.6.1.2 For inspection of a few representative structures in a large wind farm, it is recommended as a minimum to survey one structure for every 20 to 50 installed structures. However, the actual number of structures to be surveyed may be larger and should reflect what in each case is deemed necessary in order to obtain the required representativeness of the survey. In this respect all potential sources for variation from structure to structure should be considered. One issue to consider in this respect is the relative positioning and distances between the structures in a wind farm together with differences in environmental conditions. Another issue is the different times of installation of the structures. In large wind farms the installation period may span more than one year.
> *9.6.1.2 大規模な風力発電所における代表的な数個の構造物の検査では、最低限、設置された構造物 20～50 個に対して 1 個を調査することが推奨される。ただし、実際の調査対象はもっと多い場合もあり、その場合は必要な代表性を得るために必要な数を反映する必要がある。この点で、構造ごとのばらつきの原因となりうるものはすべて考慮する必要がある。その際、風力発電所内の構造物の位置や距離、環境条件の違いなどを考慮する必要がある。また、構造物の設置時期が異なることを考慮する必要がある。大規模な風力発電所では、その設置期間が 1 年以上に及ぶことがある。*

上記においては、大規模なウィンドファームにおいて代表号機に対する抜き取り検査を実施する場合は、少なくとも 20～50 基程度に対して 1 基程度の検査が推奨されることが言及されている。また、構造物の相対的な位置関係、環境条件の違い、設置時期の違いなどの潜在的なばらつきの原因を判断したうえで、代表号機に調査を限ることもできることが言及されている。ただし、上記 DNV の指針においては、前述した通り、点検周期が 5 年間に 1 回という前提条件のもとに運用されていることに留意する必要がある。

上記を踏まえると、洋上風力の国内での導入がさらに進み、各事業者において洋上風力のリスクが定量的に評価できるような体制ができれば、設置者単位で代表号機の抜き取り検査の適用を検討できる可能性も考えられる。

そこで、ここでは今後代表号機の抜き取り検査の導入を実施する場合、どういった方針が考えられるかという点を検討する。将来的な抜き取り検査の導入を前提としながら、ウィンドファームにおける各風力発電設備の健全性に対し、個別に影響を与えると考えられる潜在的なばらつきの要因について検討する。潜在的なばらつきの要因として以下が考えられる。

① 風車が立地するサイトの地盤条件

洗掘の状態に加え地震発生時の表層地盤における地震波の増幅に影響する。したがって、構造物各部の地震発生時の発生応力にも大きく関わるため、各風車の構造健全性に影響する重要な因子となりうると考えられる。そうしたことを踏まえて、例えば、洋上風力発電設備の設計時の技術基準を整理

した、洋上風力発電設備に関する技術基準の統一的解説[114]においては、“予備調査及び物理探査の結果から、地盤の構造や土質性状が類似すると判断される場合は、グルーピングによる評価を行ってもよい。”との記載があり、耐震設計時における地盤状態によるグルーピングの考え方が紹介されている。同様の設計諸元でかつ敷地地盤条件がほぼ同程度と判断できる風車であれば、地震時の構造部材の部材応力は同等となることが想定される。

② 風力発電設備の諸元

該当風力発電設備のブレード径、RNA の高さなどは、ブレードが受ける風、地震などの水平外力に直結することから、構造物基部に生じる応力レベルに大きく影響すると考えられる。経験する応力レベルに応じて、構造物の劣化度合いが決定されると考えられるため、上記 2 点については、各風車の設計図書を保管の上、メンテナンス時にそれらを確認することで、ある程度のパラメータの同一性を判断できると考えられる。

③ サイトの海象条件、風況条件

サイトの有義波高、波周期、年平均風速、極値風速などにより概ね定まると考えられる。それらのパラメータはサイトの海底地形、各風車の設計水深や各風車のレイアウトによって、個別にばらつきが生じる可能性があると考えられる。こうしたばらつきを踏まえた抜き取り検査の実施を検討する場合、サイトの海象条件、風況条件が類似な状態とみなせる条件について、さらに整理される必要があると考えられる。

[114] 国土交通省洋上風力発電施設検討委員会：洋上風力発電設備に関する技術基準の統一的解説(令和 2 年 3 月版)

また併せて、水中部の各部位に対する抜き取り検査の適用可能性について本事業の検討の中で得られた知見を最後に纏めたい。まず、本事業の有識者へのヒアリング調査の中では、以下のような意見が得られた。

基礎部の洗掘検査については、図 6.1.9-2 に示すような各風車サイトの地盤物性を踏まえたグルーピングの考え方が適用できるのではないか。特に洗掘については、時間がたつと洗掘の進み具合が緩和される可能性があるため、洗掘の進み具合が安定した後に関しては、代表号機の抜き取り検査などが適用できる可能性がある。これは上記①の条件が同程度となる場合といえる。

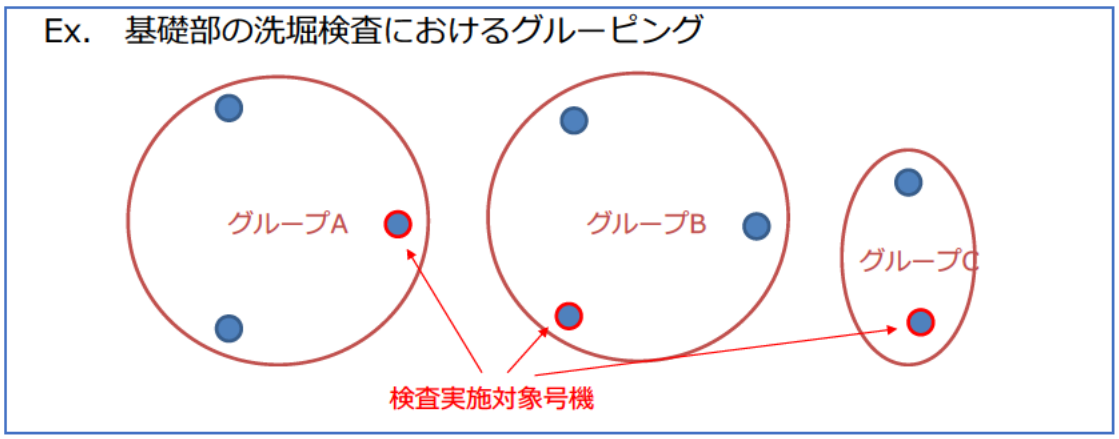


図 6.1.9-2　基礎部の洗掘検査におけるグルーピング

さらに DNV の指針には、特にグラウト接合部の検査に関して、以下の記述がなされている。

9.6.1.5 For grouted connections it is important to inspect the grout seal, which ensures confinement, for cracks and loss of grout at the top and bottom of the connections. This is particularly important for connections where bending moments are transferred through the grout. For conical-shaped connections it is important to check that the amount of settlements is as expected. It is usually sufficient to inspect a limited number of structures as long as it is found that the behaviour is as inspected for all structural parts of those inspected. Otherwise, the inspection should be extended to a larger number of structures.

9.6.1.5　グラウトを使用した接続部では、接続部の上部と下部に亀裂やグラウトの損失がないか、グラウト充填を確保するためのグラウトシールを検査することが重要である。このことは、グラウトを通して曲げモーメントが伝達される接合部では特に重要である。また、円錐形の接続部の場合、沈下量が予想通りであることを確認することが重要である。通常、検査したすべての構造部分について検査通りの挙動であることが判明すれば、限られた数の構造物を検査すれば十分である。そうでない場合は、より多くの構造物に検査を拡大する必要がある。

上記においては、類似したグラウト接合部の検査に関する抜き取り検査の適用の可能性について明確に言及されている。

上記のいずれの部位においても、どの程度のパラメータのばらつきであれば、保安水準の確保の観点から、代表号機に対する抜き取り検査が許容されるのかといった点が現段階では明確化されていな

い。したがって、こうした各部における代表号機の抜き取り検査の適用の議論にあたっては、洋上風力発電設備の実運用時の計測データと運用履歴のデータを体系的に収集したうえで、支持物の設計・運用に関する工学的な知見に基づいて慎重に検討される必要があると考えられる。

なお、抜き取り検査について言及のある DNV の指針に基づいて運用されていると考えられる、欧州の洋上風力発電設備における故障率については、欧州地域の約 350 基の洋上風力タービンデータの分析結果（ロータ直径：80m～120m、公称出力：2～4MW、母集団の 62%が 3～5 年の運用事例のサンプル）などで整理されている[115]。

図 6.1.9-3 に示す上記の文献のデータにおいては、こうした DNV の指針が運用されている欧州地域の洋上風力発電設備では、タワーと基礎などの構造部材の故障率が、他の機械設備と比べ比較的小さいことが示されている。今後、更なる洋上風力発電設備の運用時の計測データや事故事例に関するデータの収集が進み、洋上風力発電設備の各部位の故障に関するリスクに関するデータを体系的に整理できれば、例えば、比較的故障リスクの低い下部構造などの部位については代表号機の抜き取り検査が可能ではないかなど、更なる議論ができるものと考える。

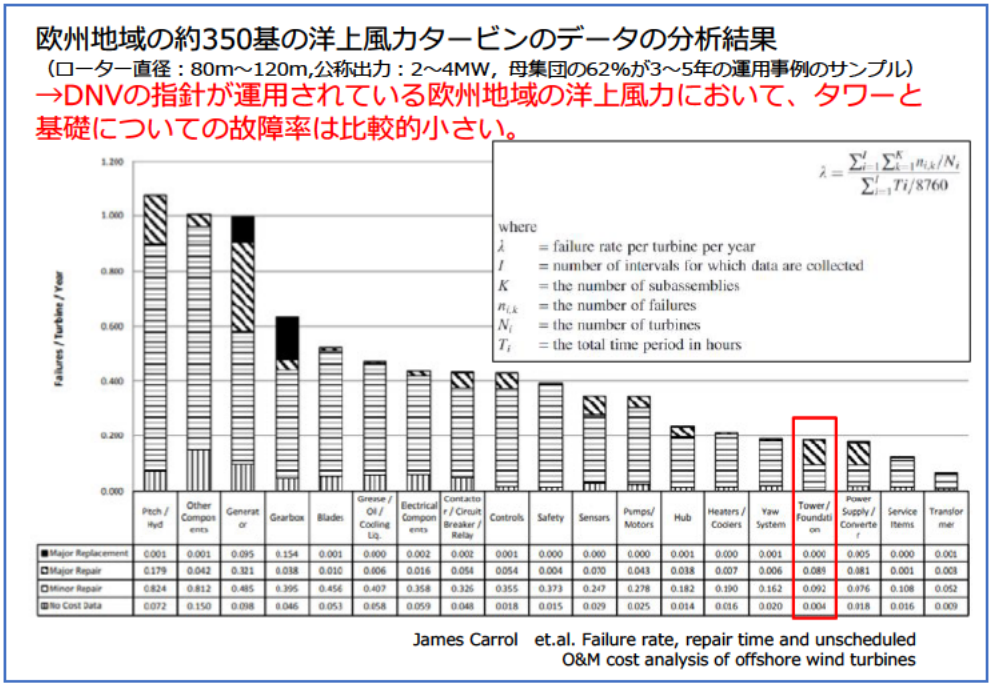


図 6.1.9-3　欧州地域の洋上風力の故障率に関する統計データ

[115] James Carrol et.al. Failure rate, repair time and unscheduled O&M cost analysis of offshore wind turbines

6.1.10. 水中部の部材検査の実施方針について

多数の水中部の部材で構成されるジャケット基礎構造等の鋼材検査において、工学的にみた際に重点的にみるべき部位について、以下を有識者検討会において提案した。
・内力、外力条件の異なる各水深の部材を確認する必要がある。
・海生付着物をはがした検査は、部材接合部、検定比の大きい部材などを中心に実施する必要がある。
上記を有識者検討会に諮ることにより得た意見を記載した。具体的な検査方針については設置者判断に委ねられるのではとの意見も挙がったものの、上記の点については、点検実施時に必要に応じて適宜参考にされたい。

水中部の部材検査を考える上で、図 6.1.10-1 に示すジャケット構造による基礎形式などの多数のトラス部材から構成される基礎形式における目視検査を想定する場合、全部材の全範囲において同等の検査を実施することが事業者にとって大きな負担となる可能性がある。基本的な検査方針は事業者判断によって定められることが想定されるものの、保安水準を保つうえで必要な定期事業者検査を実施するという観点から、どのような部材に重点的に着目して検査を実施するべきか、また表面に付着した海生付着物をどのように除去して検査を実施すべきかについて記載する。

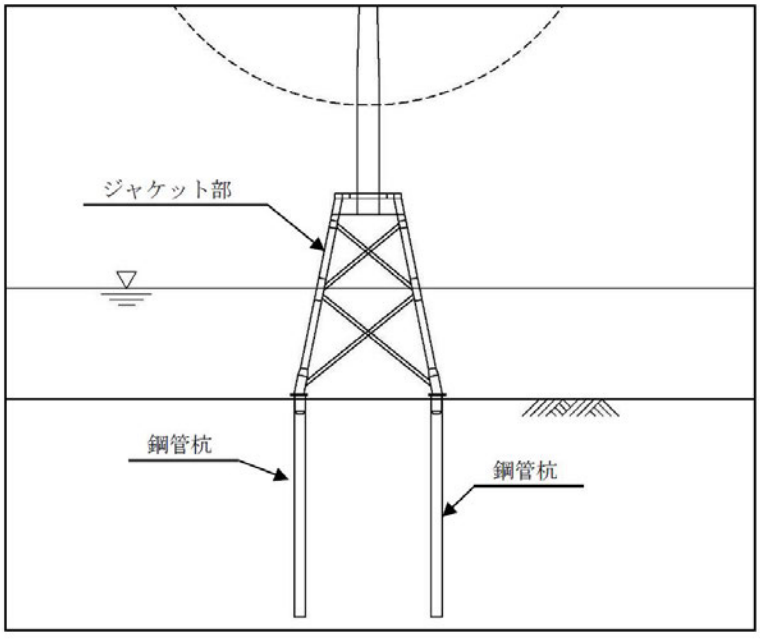


図 6.1.10-1　ジャケット式基礎[116]

ここでは、複数の鋼材により下部構造が構築されるジャケット式基礎の目視検査を想定する場合において、重点的に見るべき部材について検討する。例えば、関連する指針の記述として、道路橋定期点検要領においては、“部材単位で健全性の診断を行っているときに、健全性の診断の区分を表-5.1 のとおりとしておくことで、橋の健全性の診断においても、構造物の安全性や定期点検の目的に照らして橋の

[116] 洋上風力発電設備の維持管理に関する統一的解説（令和 2 年 3 月版）, p. 67

性能に直接的に影響を与える部材（以下、主要な部材という）に着目して、最も厳しい健全性の診断結果で代表することもできる。ただし、それが橋の健全性の区分として代表し得るものかどうかを適切に判断する必要がある。”と記載されており、部材点検においては構造物の安全性の観点から主要な部材のみを重点的に確認する方針が示されている。

上記を踏まえ、本節では、構造物の安全性の観点から主要な部材については、各部材が運用期間中に経験する外力および内力の状態が比較的大きくなる部材と考え、それらを確認する上で必要な検査方針をとることを前提として検討する。

ジャケット式基礎は図 6.1.10-2 に示すように、その概形形状が三角錐あるいは四角錐で構成される。この各方向においてレグ材、トラス材が配置されているが、経験する波浪　風況条件などは各方位で異なると考えられることから、これらの部材は各構面において異なる外力、応力を受けると考えられる。しかし、どの方位が応力的にクリティカルとなるかは風向や波の方向が時間によって大きく異なることから判断することができない。したがって、少なくとも各構面において 1 部材以上は、その状態を十分に確認する必要があると考えられる。

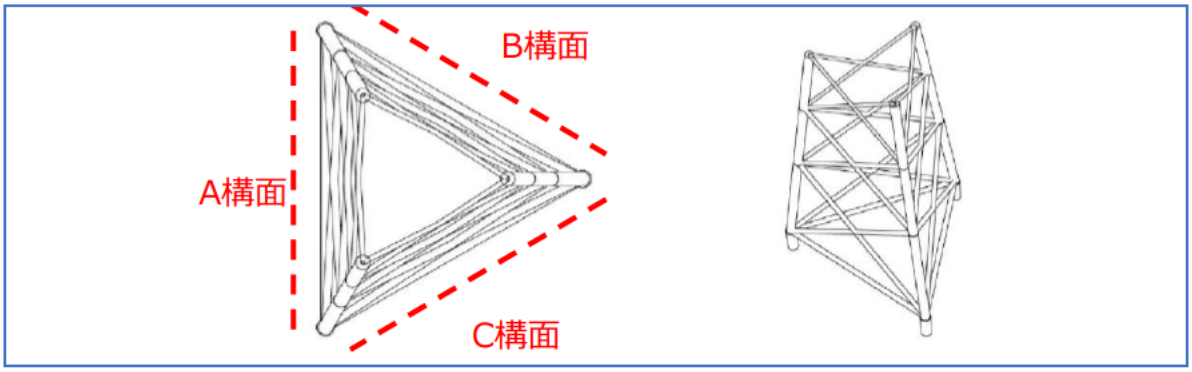


図 6.1.10-2　ジャケット式基礎

また、図 6.1.10-3 に示すように、各部材が経験する波力は水深方向においても異なる。進行波による波力は水深が浅い領域ほど大きくなり、特に海水面近傍においては、砕波による波力も付加される。したがって、各部材が経験する波力は水深が浅い位置にある部材ほど大きいと考えられる。一方で、上部風車から伝達される風・地震などに伴う部材応力は、地盤面に近い部材ほど大きいといえる。

さらに、洋上風力に関する技術基準の統一的解説には、図 6.1.10-4 のように鋼材の腐食速度分布が示されている。これを見ると、鋼材の腐食については、水深が浅い領域、あるいは砕波などが生じる飛沫帯で腐食速度が大きいことが分かる。

上記より、構造部材の健全性に大きな影響を及ぼすと考えられる外力および内力、腐食の厳しい部材がそれぞれ各水深において異なるため、健全性の観点からみて厳しい部材についてあらかじめ特定しにくいと考えられる。したがって、各水深方向においても均等に部材の状態を確認する必要があると考えられる。

よって、仮に部材の目視点検において重点的に見るべき部材を対象とした、サンプリング検査の適用を検討する場合、工学的な見地からは、各構面において水深方向にまんべんなくいくつかの部材を抽出し、重点的に目視検査を実施することで構造的な保安水準を担保した検査を実施することができると考えられる。

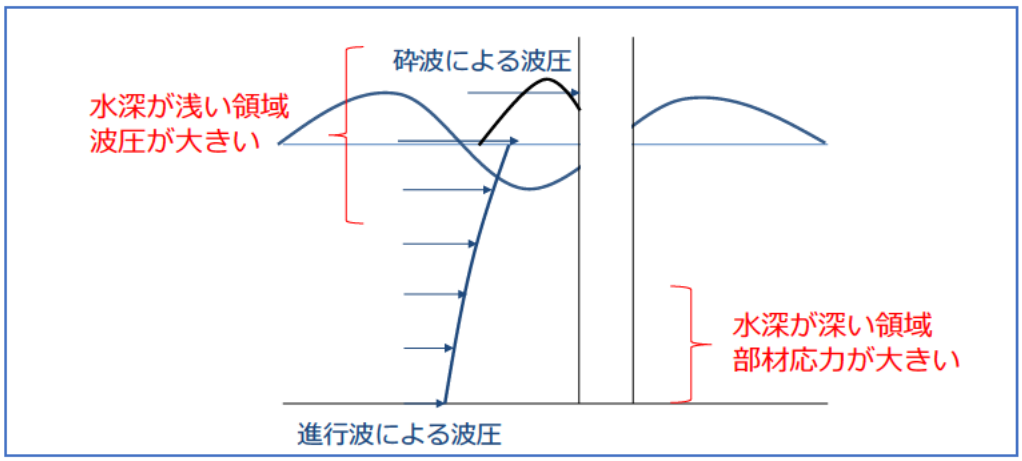


図 6.1.10-3　部材位置による外力、応力の違い

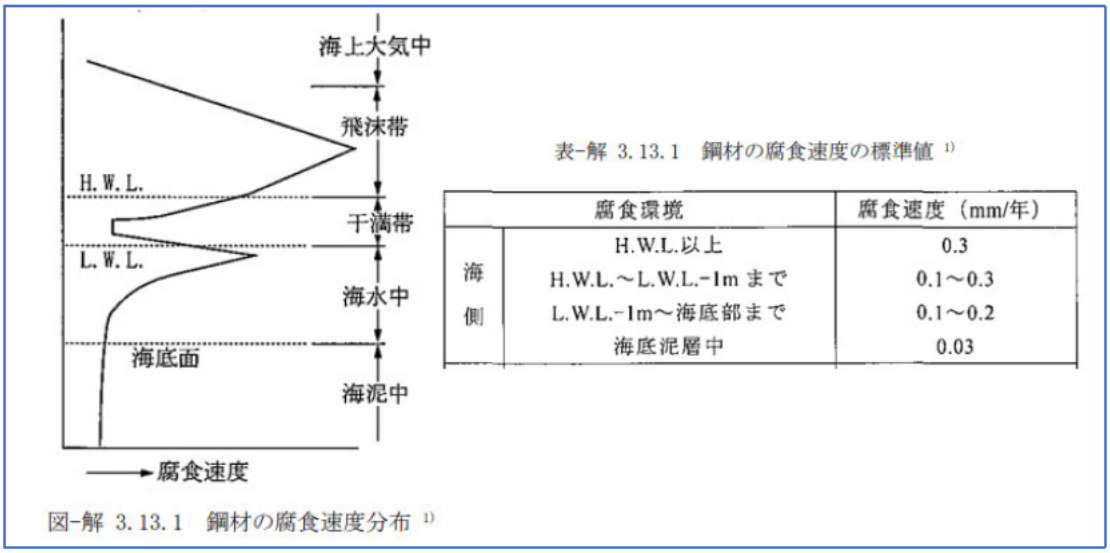


表-解 3.13.1　鋼材の腐食速度の標準値 1)

	腐食環境	腐食速度（mm/年）
海側	H.W.L.以上	0.3
	H.W.L.～L.W.L.-1m まで	0.1～0.3
	L.W.L.-1m～海底部まで	0.1～0.2
	海底泥層中	0.03

図 6.1.10-4　鋼材の腐食速度分布

また、2.2.1.で示した海外調査結果のうち、調査項目“⑨水中部分の鋼材、コンクリート部材の点検において、実施している点検項目の内容”のヒアリング調査の際に、水中部の部材点検において、水中部の部材に付着する海生付着物を全てはがすことは大変な労力を伴うため、日本における点検基準の策定においては、どの程度除去すべきか明らかにしてほしいとの意見が挙がった。

関連する記述として統一的解説においては、“点検対象位置に付着している海生生物等をケレン等で除去した上で、腐食、亀裂、損傷等の状態を写真撮影又はスケッチする。”と記載されているが、その除去範囲については明記されていない。本事業で提案する水中部の部材検査などにおける、ROV 等による遠隔目視技術の適用においても、目視検査時の海生付着物の除去範囲が明確でなく、結果的に広い範囲における海生付着物の除去を、潜水士などの人力により実施せざるを得なくなることは大きな課題となる可能性がある。

海生付着物を除去した検査の実施についても、基本的には上述した重点的に見るべき部材や部位に対して実施されるべきと考えられる。一方部材単位で特に重点的に見るべき部位として、部材の溶接接合部の部分が考えられる。文献では、鋼橋において部材の溶接部における損傷事例が多く報告されている。また工学的に見てもジャケット式基礎の接合部においては、ブレース部材及びレグ部材からの部材応力が集中するため、応力による疲労度が大きいものと考えられる。したがって、海生付着物

をはがした検査を実施する際は、部材の中でも部材接合部を中心とした実施方針が有効と考えられる。

また、応力がクリティカルとなる部材ほど劣化が激しいと考えられることから、対象となる設備に関する設計図書が保管されている場合は、設計図書における部材の検定比が大きい部材などに着目して、海生付着物を除去した重点的な検査を実施する方針も考えられる。

上述した具体的な水中部の部材検査の実施方針、検査内容については、本事業の有識者検討会においても提案はしたものの、基本的にこうした点検は事業者判断にて実施される必要があるとの結論となり、内容について十分に議論し尽くせなかった。しかし、こうした合理的な検査方針に関する議論は、現場レベルでの実施可能性と保安水準を共に担保する観点から、引き続き議論されるべき点と考える。

6.1.11.物理センサを導入した下部構造の保安水準の高度化

海外指針などの文献調査結果や要素技術に関する海外調査結果を踏まえながら、全体の目視点検の実施が困難なモルタル接合部の点検に対する補助的活用や、洋上風力の運用時データの収集・蓄積の観点から、物理センサを導入した工学的な下部構造のモニタリングに基づく、下部構造の保安水準の高度化の可能性について提言した。上記の提言に関連して得られた有識者検討会における委員のコメントも記載した。

海外調査においては、センサの設置による洋上風力の遠隔地からの状態モニタリングの適用事例に関してヒアリングを実施した。SCADA、CMS による発電機の状態監視、DTS[3]による海底ケーブルの状態監視などの発電設備の健全性に関するモニタリングに加え、風車の支持構造に関してもその健全性に関しても状態監視を実施している事業者が複数存在した。

また、BSH の指針においては、物理センサを用いた状態モニタリングについて以下のような関連する記述がみられる。

3.5 Operating phase

3.5.1 Preliminary remarks

In order to monitor the overall behaviour of the foundation elements during the operating phase, parameters, such as shifting, deformation, component stress and frequencies, shall be measured and recorded (monitoring) in the area of the foundation elements at representative offshore wind turbine sites. These sites shall be selected in coordination with the geotechnics expert. Based on these results, the compliance of the interaction between the subsoil and the structure with the design and planning results shall be regularly examined and assessed by an expert within the scope of the periodic inspections.

3.5 運用フェーズ

3.5.1 序文

運転段階における基礎部材の全体的な挙動を監視するために、代表的な洋上風力発電所の基礎部材の領域において、ずれ、変形、構成要素の応力及び周波数などのパラメータを測定及び記録（モニタリング）するものとする。これらのサイトは、地盤工学の専門家と連携して選択するものとする。これらの結果に基づき、定期点検の範囲内で、地盤と構造物の相互作用が設計・計画結果に適合していることを、専門家が定期的に調査・評価しなければならない。

上記においては、運用時の基礎構造の全体挙動、安定性に関するモニタリングを行うために、下部構造についても変形や構造周波数などのパラメータを測定・記録する必要性が明記されている。

発電設備の健全性に関するモニタリング事例については、既往文献などでも既に多く触れられている。そこで、本節においては物理センサなどを設置することにより、下部構造の状態に関して把握できる内容と、保安水準を高めるためにそれらをどう活用すべきかの提言に関して、文献、海外調査を実施した結果を報告する。

下部構造においては、基本的には RNA・タワー同様に目視検査が適用されている。物理センサの支持構造物に対する健全性判定への活用方針として、目視検査に対する代替活用、目視検査に対する補助的

活用の２つが考えられる。

目視検査のモニタリングによる検査の代替を検討する上では、健全か健全ではないかをセンサの情報からもれなく判断する必要があるため、センサで計測される定量的な物理量と目視検査により得られる運用時データの更なる収集、紐づけが必要になると考えられる。そのため、将来的な提言としてそうした検査の代替を見越したモニタリング技術の活用方針も想定されるが、現時点では、判断基準となるデータが不十分であることから、目視点検の代替活用には、未だハードルが高いと考えられる。

一方、後者の目視検査に対する補助的活用の観点から、洋上風力の保安水準を高めるうえで有効な活用方針がいくつか提示できると考えられる。目視検査に対する補助的活用としては、センサの物理量計測結果により目視検査でわからない点を補うことで下部構造の健全性判定の確度を高めることが考えられる。そこでまず、物理的に直接目視を行うことが困難な部位の状態を把握することに関して検討する。5.5.9.で示した通り、海外調査においては、直接的な目視が比較的難しい部位として、グラウト接合部や土中部の基礎構造などが挙げられた。こうした部位については、可能な範囲で目視検査を実施したうえで、目視以外の方法からもその内部の健全性が確かめられると望ましい。

土中部の基礎構造については、基本的に目視による確認ができないことが想定されるが、その異常が生じた場合、RNA・タワーの健全性についても大きな影響が及ぶと考えられる。例えば、RNA・タワーの傾斜、沈下などに影響することが考えられる。したがって、洋上風力発電設備のプラットフォーム周辺などに取り付けたセンサなどで、そうした物理量の推移を定期的に測定することにより、基礎の異常がないかを判断する材料とすることができると考えられる。

図 6.1.11-1 に示すグラウト接合部については、表面の露出部は目視確認できる可能性があるものの、充填された内部の状態については目視による確認ができない。一方、タワーと下部構造の接合部であるトランジションピースのモルタルなどは、その破壊による風車の沈下、傾斜事例が海外で過去に報告されている。暴風、波浪、地震などの繰り返し荷重の影響を大きく受ける部位であることから、経年的な累積疲労による劣化も懸念され、公共の安全に係る事故である、倒壊・落下・飛散に係る事故を未然に防ぐ観点から極めて重要な部位と考えられる。仮にこうした部位に何らかの異常があった場合、構造物の固有振動数に変動が現れるため、それらをセンサなどで計測することにより、物理量からも変状が捉えられる可能性があることが、有識者検討会において委員により言及された。

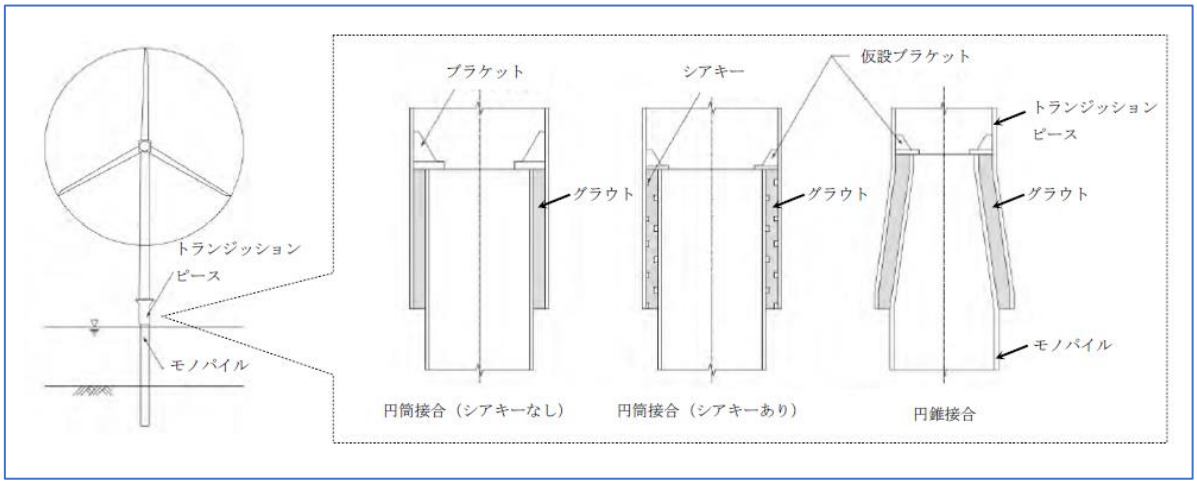


図 6.1.11-1　洋上風力のモノパイル基礎におけるグラウト接合部[117]

[117] 経済産業省：洋上風力発電設備に関する技術基準の統一的解説（令和 2 年 3 月版）

また、海外調査において、図 6.1.11-2 に示すように、いくつかの海外民間企業などにおいて、物理センサを活用した構造部材の経年疲労についてもそのモニタリングを実施するための技術開発、運用が進められていることも明らかになった。(2.2.3　点検合理化手法について　⑲センサの設置による洋上風力発電設備の遠隔地からの状態モニタリングの適用事例や、その他点検代替事例)

図 6.1.11-3 に示すように国内外の基準において部材の累積疲労に関するクライテリアが定義されていることから、こうしたモニタリング技術を適用することにより、クライテリアに基づく定量的な余寿命評価についても可能と考えられる。過年度の報告書においても、上述した S-N 曲線による部材疲労の評価およびそれらを考慮した風力発電設備の余寿命評価について、図 6.1.11-4 に示すように言及されている

さらに、洋上風力発電設備の水中部などは物理的にセンサを設置することが困難と考えられるものの、こうしたシステムにおいては、直接的に全部材対象にセンサを配置することができなくとも、設計時の解析モデルを用いた解析技術を併用することで、応力、疲労の推定が可能であるとの回答があった。したがって洋上風力発電設備において上記を実施することが技術的に可能となっている状況についても本事業の調査によりわかった。

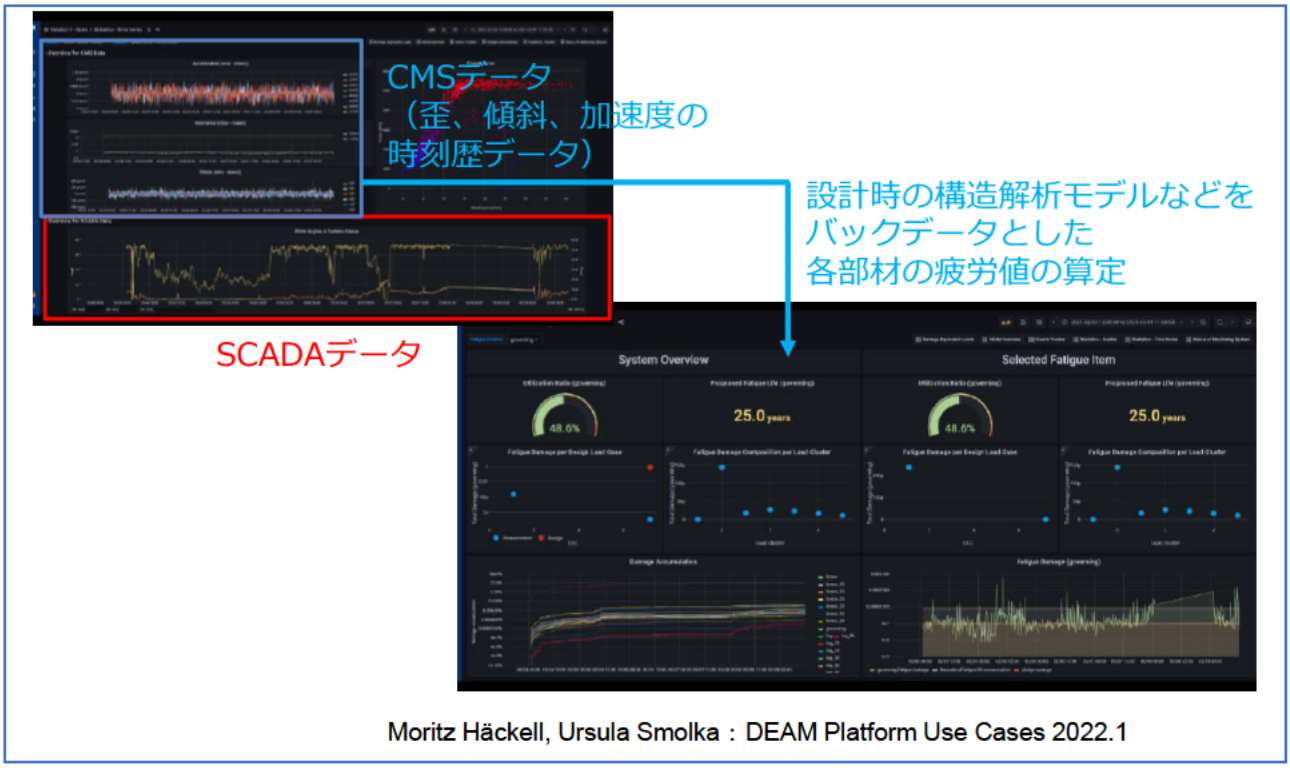
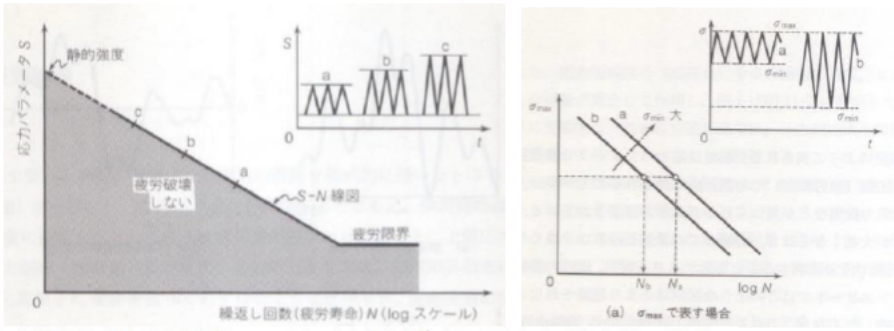


図 6.1.11-2　洋上風力のモニタリングシステム（DEAM（Ramboll 社）[118]）

[118] Moritz Hackell, Ursula Smolka：DEAM Platform Use Cases, 2022.1



コンクリートの圧縮応力に対する疲労強度については，土木学会式[20]（5%フラクタイル値）を用いて以下のように表すことができる。

$$f_{cr} = f_{cd} k_1 \left(1 - \frac{\sigma_p}{f_{cd}}\right)\left(1 - \frac{\log N}{k_2}\right) \quad \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots \quad (3.3.1)$$

ここに，f_{cr}は応力振幅（最大応力ではない），f_{cd}は設計基準強度，σ_pは永続作用により生じている応力（一般に 0 とする。），Nを繰り返し回数（$N = 2 \times 10^6$：200 万回とする），k_1は応力の方向による補正（圧縮で 0.85，引張で 1.0），k_2は環境要因による補正（湿潤等で 10，通常で 17）である。いま，通常の

土木研究所資料　コンクリート道路橋の性能規定及び部分係数設計法に関する研究
吉川弘道：鉄筋コンクリートの解析と設計 丸善 第 11 章 pp245 262 2004
統一的解説　技術基準付属書，国土交通省

図 6.1.11-3　部材の疲労強度式の例（コンクリート標準示方書[119]（土木学会））

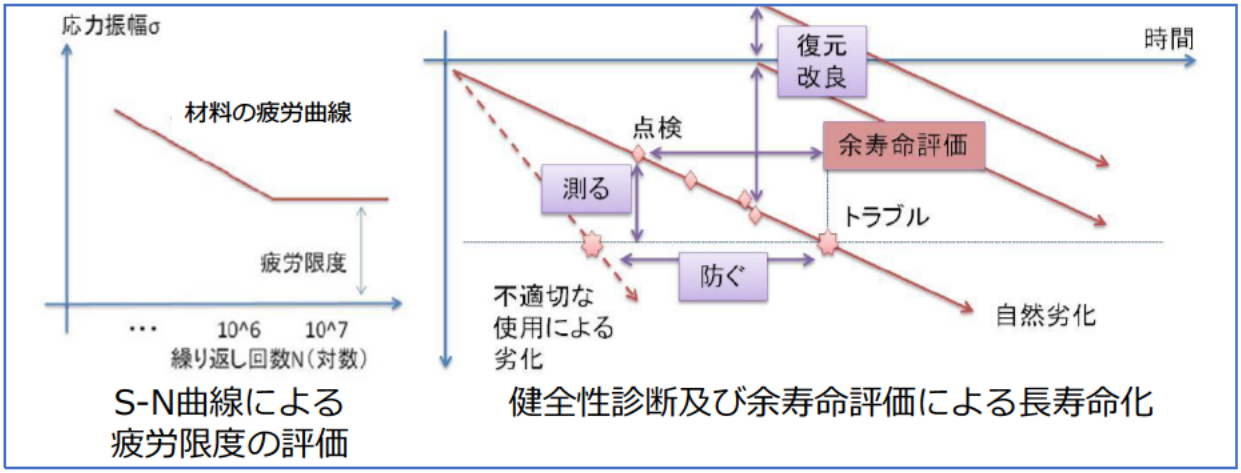


図 6.1.11-4　部材疲労の評価による余寿命評価[120]

最後に、将来の洋上風力発電設備の保安水準の向上を目指した、風力発電設備の点検・検査制度の更なる検討を進める観点からも、洋上風力発電設備のモニタリングを促進することは重要と考えられる。有識者検討会においても、委員から、センサを活用したモニタリングについても、洋上風力発電設備の保安水準を高めるために大いに活用してほしいとの意見が出ている。また、BSH の指針においても、洋上風力発電設備におけるセンサの設置が義務付けられている状況がある。

さらに、本報告で提示した、保安水準確保の観点からみた下部構造の点検周期の妥当性、下部構造の検査に対する代表号機の抜き取り検査の適用方針、また供用期間後の施設の利活用などを、工学的見地から十分に議論する上で、導入したセンサにより支持構造物のデータを収集し、設計図書、点検記録と併せて整理、保管することは、極めて有効と考えられる。

[119]土木学会：コンクリート標準示方書
[120] 経済産業省：平成２７年度未利用エネルギー等活用調査（風力発電設備の維持及び管理の動向調査）報告書，2016.3

6.1.12. 統一的解説未記載の基礎形式の検査対応について

本事業における定検解釈案においては、5.5.5.において未記載の基礎構造形式に対する点検に対する、現行の構造形式の点検項目の応用を前提として、【検査実施上の前提】欄に“※５．対象となる設備が、記載のない下部構造形式の場合、設置者が検査項目を組み合わせる等、適切に設定しなければならない。”と記載した。

一方、将来的な点検項目の纏め方として、統一的解説のように構造形式別に分けない纏め方があるのではないかという点についても言及した。

図 6.1.12-1 に示すように、欧州地域の洋上風力においては様々な基礎構造の形式が採用されているが、少数ではあるものの統一的解説で考慮している基礎形式（モノパイル形式、ジャケット形式、ケーソン形式）以外の異種構造の基礎形式の採用事例がある。例えば、トリポッド、トリパイル形式などがあり、こうした基礎構造は日本の洋上風力においても今後採用される可能性がある。また、現行の形式ではない新たな異種基礎形式の技術開発がなされる可能性もある。したがって、こうしたイレギュラーな基礎構造形式を有する洋上風力のメンテナンスにおいても、点検実施者が柔軟に適用できるよう検査項目が整理されていることが望ましい。本事業における定検解釈案においては上記の点に対応させるため、図 6.1.12-2 に示すような形での現行の構造形式の点検項目の応用を前提として、【検査実施上の前提】欄に“対象となる設備が、記載のない下部構造形式の場合、設置者が検査項目を組み合わせる等、適切に設定しなければならない。”の文言を追記した。

一方で、現状の構造形式別の記載では、現行の構造形式を強く意識させる表現となっていること、また、構造形式ごとに検査項目の重複が生じることなどの課題がある。また、実際には、検査項目は構造形式ではなく、構造材料により決まっている。したがって、図 6.1.12-3 に示すように、将来的には構造形式別に検査項目を分けずに設定すると、より簡潔で運用しやすい表現となる可能性も考えられる。したがって、こうした取り纏め案に関しても有識者検討会で取り挙げた。一方で、本案を採用される場合、各基礎構造形式においてどういった検査項目が当てはまるかを設置者で判断することが求められるため、設置者にある程度の構造的な知識が必要となる可能性もある。

上記のとりまとめ案も含めて、現状の検査項目の分類形式に対する、よりよい記載方法がないかの議論に関しても、今後引き続きなされる必要がある。

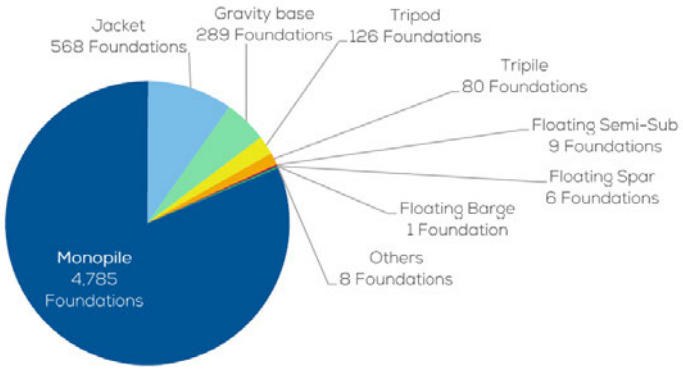


図 6.1.12-1　欧州地域の洋上風力で採用されている基礎構造形式[121]

[121] WindEurope Market Intelligence：Offshore wind energy: 2021 mid-year statistics WindEurope, 2021.8

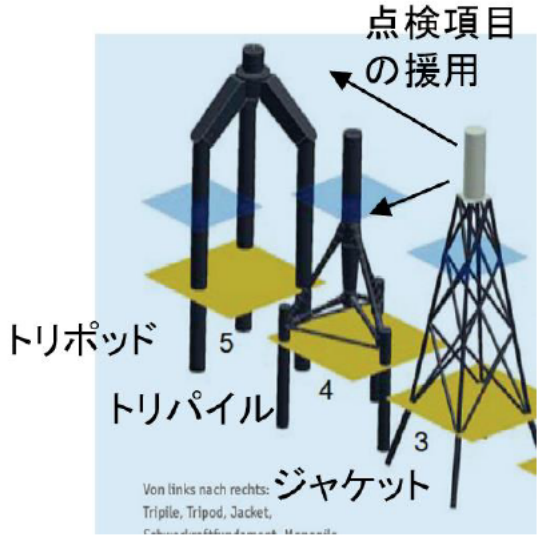


図 6.1.12-2　異種基礎構造への点検項目の援用イメージ[122]

設備	項目 （モノパイル構造）	項目 （ジャケット構造）	項目 （ケーソン構造）
下部構造 （下部構造 ＋基礎）	接合部	接合部	接合部
	トランジションピース（TP）		
	モノパイル（MP）	ジャケット	ケーソン
	モノパイル構造全体	ジャケット構造全体	ケーソン構造全体
		基礎杭接合部	
		基礎杭	底版コンクリート
	海底地盤洗堀対策工	海底地盤洗堀対策工	海底地盤洗堀対策工
下部構造の 附帯設備	係船柱及び係船環	係船柱及び係船環	係船柱及び係船環
	防衝設備	防衝設備	防衝設備
	照明設備	照明設備	照明設備
	救命設備	救命設備	救命設備
	柵・扉・ロープ	柵・扉・ロープ	柵・扉・ロープ
	標識等	標識等	標識等
	その他設備	その他設備	その他設備
海底送電線 及び通信	ケーブル用配管	ケーブル用配管	ケーブル用配管
	海底ケーブル・海底地盤	海底ケーブル・海底地盤	海底ケーブル・海底地盤

3種類の構造形式の点検項目を1本化

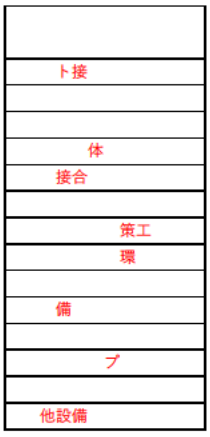


図 6.1.12-3 各構造形式において点検項目を一本化

[122] 石原孟：着床式洋上風力発電技術の現状と課題

6.2. 定検解釈提言案について

定検解釈案に 6.1. に示した各提言の内容を加えた、定検解釈提言案を表 6.2-1 に示す。
定検解釈案に対し、新たに追加した箇所には、検査項目番号にあたる箇所に、黒丸（●）を示し、定検解釈案に変更をおこなった箇所には、二重下線を記した。

表 6.2-1　定検解釈提言案

設備	項目		検査を実施する場所	検査方法	検査内容	備考	点検周期（年）
ブレード	1　表面		気中部	目視又は触手若しくは測定	ブレードの表面に損傷（ゲルコート剥がれや外皮クラック）や被雷痕（すす）がないか目視等で確認する。 損傷又は被雷痕が確認された場合は、触手等で確認する。		1
	接地システム	2　レセプタ	気中部	目視	レセプタに異常な被雷痕、溶損、減耗、飛散、剥離がないか確認する。		1
		3　ダウンコンダクタ	気中部	目視	ハブ内からダウンコンダクタに損傷がないか確認する。		1
				試験	ダウンコンダクタについて導通試験等を行い、健全性を確認する。	導通を常時モニタリングしている場合を除く。	2 又は 3
	4　内部		気中部	目視又は触手若しくは測定	視認又はアクセス可能な範囲について、目視等で損傷がないか確認する。		2 又は 3
	5　ブレード翼根部	翼根部	気中部	目視	ブレード翼根部に損傷がないか確認する。		1
		ボルト		目視及び打音又は触手	合マークのズレや塗装割れ、ボルトの緩みがないか確認する。		1
				測定	測定機器で軸力又は締付トルク等を確認する。 風車設置後、ボルトの緩みや破断が生じていない場合には、１年間で１０％以上又は８方位以上のいずれか多い本数のボルトについて締め付け確認を行う。		1
	翼端ブレーキ装置	6　ブレードティップ	気中部	目視	ブレード本体と翼端ブレーキとの間にズレがないか確認する。		半
					ブレード本体と翼端ブレーキ間の接合部（凹凸）の損傷や変形がないか確認する。		2 又は 3
				試験	翼端ブレーキの作動試験を実施する。		半
				測定	翼端ブレーキの作動・非作動時の油圧を確認する。		半

		7　（カーボン）シャフト	気中部	目視又は打音	目視又は打音にて損傷がないか確認する。		2 又は 3
ロータ	ハブ	8 ボルト・ナット (1) ハブ-主軸間接合部ボルト・ナット (2) ピッチ軸受（旋回輪）-ブレード接合部ボルト・ナット (3) ハブ-ピッチ軸受（旋回輪）接合部ボルト・ナット (4) スピナカバー、スピナカバーブラケット取付ボルト・ナット	気中部	目視及び打音又は触手	合マークのズレや塗装割れ、ボルトに緩みがないか確認する。		1
				測定（(4)を除く）	測定機器で軸力又は締付トルク等を確認する。 風車設置後、ボルトの緩みや破断が生じていない場合には、１年間で１０％以上又は８方位以上のいずれか多い本数のボルトについて締め付け確認を行う。		1
		9　ハブハウジング	気中部	目視	ハウジングの表面に割れ等の異常がないか確認する。		1
		10　スピナカバー	気中部	目視	スピナカバー本体に損傷等異常や変形がないか確認する。スピナカバー内にグリース飛散などの汚れがないか確認する。		1
				目視又は触手	スピナカバーの継ぎ目部分から異常な雨水の浸入がないか確認する。		1
		11　雷電流排流部	気中部	目視	ブラシ、放電端子、ケーブル、ばねなどに損傷がないか確認する。		1
				触手又は測定	取付け具などにガタツキがないか確認する。		1
				測定	ブラシのホルダと摺動面の隙間を測定する。 ブラシの長さ又は放電ギャップを測定する。		半
	ピッチ制御装置	12　ピッチ駆動系ブレーキ　ブレーキ	気中部	目視	ブレーキに損傷や変形がないか確認する。		半
				試験	ピッチ駆動系ブレーキの作動試験を実施する。	ピッチ駆動系ブレーキの状態を常時モニタリングしている場合を除く。	半
		13　ピッチ駆動装置	気中部	目視	駆動装置に損傷や変形がないか確認する。	油圧式ピッチ駆動装置については、アーク痕、異常な漏油がないか確認する。	半
				試験	ピッチ駆動装置の作動試験を行う。	ピッチ駆動装置の状態を常時モニタリングしている場合を除く。	半

		14　油圧系非常用装置	気中部	目視	ピッチアキュームレータ本体に油漏れ、損傷、変形などがないか確認する。		半
				測定	アキュームレータ内のガス圧を確認する。		半
		15　ピッチ軸受（旋回輪）	気中部	目視及び聴音	ピッチ作動（旋回）中にピッチ軸受から異常な振動や騒音を発していないか確認する。		半
				目視	軸受シールに損傷、変形、過大なグリース漏れがないか確認する。		半
				目視又は触手	グリースの状態を確認する。		半
		16　非常用電源	気中部	試験	非常用電源にてピッチ駆動装置の作動試験を行う。		半
	17　ハブアクセスハッチ	ハッチ	気中部	目視	ハッチが損傷していないか確認する。		1
				触手又は測定	ハッチのガタツキがないか確認する。		1
		ボルト		目視及び触手又は測定	取付けボルトに緩みがないか確認する。		1
		パッキン		目視	パッキンに損傷や劣化がないか確認する。		1
	ハブ内電気設備（電技）	●配線用端子台	気中部	目視および打音又は触手	端子台に塵、発錆、端子の緩みがないか確認する。		1
		●換気用ファンユニット	気中部	目視又は聴音	動作状態が正常か確認する。		1
ナセル	18　ボルト・ナット	（1）　高速軸カップリング取付ボルト・ナット （2）　架構ボルト	1	目視及び打音又は触手	合マークのズレや塗装割れ、ボルトの緩みがないか確認する。		1
				測定	測定機器で軸力又は締付トルク等を確認する。 風車設置後、ボルトの緩みや破断が生じていない場合には、１年間で１０％以上又は８方位以上のいずれか多い本数のボルトについて締め付け確認を行う。		1
	動力伝達装置	19　ボルト	気中部	目視及び打音又は触手	合マークのズレや塗装割れ、ボルトに緩みがないか確認する。		1
				測定	測定機器で軸力又は締付トルク等を確認する。 風車設置後、ボルトの緩みや破断が生じていない場合には、１年間で１０％以上又は８方位以上のいずれか多い本数のボルトについて締め付け確認を行う。		1

		20　主軸受		気中部	測定又は目視	軸受温度を測定又はグリースの状態を確認する。	温度センサ等により常時モニタリングしている場合を除く。	1
					目視	主軸受からの油漏れがないか確認する。		1
		21　ローターロック	ロータロック	気中部	目視	ロックピン本体などに錆や損傷がないか確認する。		1
			ロックピン本体		目視	ロックピンの挿入に問題ないか確認する。		1
	●ヨー駆動装置	本体		気中部	目視及び触手	ヨー駆動装置に油漏れ、損傷、変形などがないか確認する。		1
					目視及び聴音	運転中のヨー駆動装置及びヨーモータから異常な振動や騒音が生じていないか確認する。		1
					測定	モータ各相の電流値を測定する。		1
		ボルト		気中部	目視及び打音又は触手	合マークのズレや塗装割れ、ボルトの緩みがないか確認する。		1
	●増速機	本体		気中部	目視及び触手	増速機本体、配管及び配管締結部からの油漏れがないか確認する。		1
					目視及び触手	配管締結部に緩みがないか確認する。		1
	22　発電機（電技）	本体		気中部	目視及び聴音又は測定	外観上の異常がないか、また運転中の発電機から異常な振動や騒音が生じていないか確認する。		1
					目視	発電機軸受部からのグリース漏れがないか確認する。		1
		端子箱			測定	大地間及び相間の絶縁抵抗値を測定する。		1
	ブレーキ装置	23　機械ブレーキ	ブレーキ本体	気中部	試験	機械ブレーキの作動試験を実施する。	状態を常時モニタリングしている場合を除く。	1
			ブレーキ		目視	ブレーキ本体、配管及び配管締結部からの油漏れについて確認する。		1
					測定	パッドの厚み又は隙間を測定する。		1
		24　油圧ユニット	油圧ユニット	気中部	目視	機器、配管の油漏れがないか確認する。 ユニットの外観、モータ、ソレノイドなどに損傷がないか確認する。		1

			アキュームレータ		目視	アキュームレータに損傷がないか確認する。		1
			バルブ		目視及び触手	油圧ユニットのバルブの位置に間違いがないか確認する。		1
			油圧ユニット本体		目視及び触手	運転中の油圧ユニットから異常な振動や騒音が生じていないか確認する。		1
			油圧ユニット		測定	作動・非作動時の油圧を確認し記録する。		1
	ナセル架構	25　溶接継手		気中部	目視	塗装割れ、クラック、損傷がないか確認する。	必要に応じて非破壊検査を実施する。	1
		26　母材部		気中部	目視	塗装割れ、クラック、損傷がないか確認する。 油汚れがないか確認する。		1
		27　ナセル振動センサ	振動センサ	気中部	目視	振動センサに損傷がないか確認する。		1
			ケーブル		目視	ケーブルに損傷がないか確認する。		1
			本体		試験	振動を検出するもの（おもりなど）を外して警報の作動試験を実施する。		1
	28 ナセルカバー	ナセルカバー		気中部	目視	ナセルカバーに損傷や変形がないか、ナセル内から確認する。 ナセルカバー継ぎ目部分からの雨水浸入がないか確認する。		1
		ハッチ		気中部	目視	ハッチに損傷や部品の脱落がないか確認する。 ハッチからの雨水浸入がないか確認する。 パッキンの劣化や剥がれがないか確認する。		1
					目視及び触手	天井ハッチを閉めた時、ストッパで緩みなくロックされるか確認する。		1
	ナセル外部付属品	29　避雷針・接地線	避雷針	気中部	目視	避雷針に損傷や被雷痕がないか確認する。		1
					目視及び触手	避雷針の取付けボルトに緩みがないか確認する。		1
			接地線	気中部	目視及び触手 又は測定	接地線に損傷や端子の緩みがないか確認する。		1
					目視	接地線が劣化していないか確認する。		1
		30　風向 風速計	支持柱	気中部	目視	支持柱に損傷や変形がないか確認する。		1
					目視及び触手	支持柱の取付けボルトに緩みがないか確認する。		1

			目視	支持柱の部品の脱落、錆などがないか確認する。		1
	本体		目視	風向風速計に損傷がないか確認する。		1
			目視及び触手	風向風速計の取付けボルトに緩みがないか確認する。		1
	風向風速計		試験	コントローラーの値変動を確認する。	状態を常時モニタリングしている場合を除く。	1
●航空障害灯	本体	気中部	目視又は触手	航空障害灯に損傷や変形がないか確認する。	ナセル外部以外に設置されるものも含む。	1
			試験	航空障害灯が点灯しているか確認する。	ナセル外部以外に設置されるものも含む。	1
	架台		目視又は触手	架台、取付けボルトに緩みがないか確認する。	ナセル外部以外に設置されるものも含む。	1
	制御盤		目視及び触手	接地線の損傷、端子の緩みがないか確認する。 部品の脱落がないか確認する。		1
			目視	制御盤に表示される累計点灯時間を確認する。		1
	31　その他ナセル外部付属品	気中部	目視及び触手	ナセル外部に取付けられる、プラットフォーム、ハンドレール、梯子、柵などに損傷やガタツキがないか確認する。 取付けボルトに緩みがないか確認する。		1
ナセル内電気設備（電技）	32　主変圧器	気中部	目視	塵埃の付着及び汚損がないか確認する。トランスモールド部にクラックがないか確認する。部品やケーブルの破損、脱落がないか確認する。モールド部、ケーブル表面及び端子部に放電痕がないか確認する。鉄心及びフレームに錆や腐食がないか確認する。		1
			測定	大地間及び巻線間の絶縁抵抗値を測定する。		1
	33　力率改善コンデンサ	気中部	目視	コンデンサに損傷や変形がないか確認する。	状態を常時モニタリングしている場合を除く。	1

				測定	コンデンサの静電容量を測定する又は電流値を測定する。	状態を常時モニタリングしている場合を除く。	1
		● DC リンクコンデンサ	気中部	目視	コンデンサに損傷や変形がないか確認する。		1
				測定	コンデンサの静電容量を測定する又は電流値を測定する。		1
		34 盤内ＵＰＳ（風車制御用）	気中部	試験	UPS の作動試験を実施する。		1
		●配線用端子台	気中部	目視および打音又は触手	端子台に塵、発錆、端子の緩みがないか確認する。		1
		● 換気ファンユニット	気中部	目視又は聴音	動作状態が正常か確認する。		1
タワー	ヨーフロア (ナセル-タワー結合)	●ヨー軸受(旋回輪)	気中部	目視及び聴音	ヨー作動（旋回）中にヨー軸受から異常な振動や騒音を発していないか確認する。		1
				目視	ヨー軸受からの油漏れがないか確認する。		1
				目視又は触手	グリースの状態を確認する。		1
	35 ボルト・ナット	(1) タワーフランジボルト・ナット (2) ナセル-タワー結合部ボルト・ナット (3) アンカーボルト	気中部	目視及び打音又は触手	合マークのズレや塗装割れ、ボルトの緩みがないか確認する。		1
				測定	測定機器で軸力又は締付トルク等を確認する。 風車設置後、ボルトの緩みや破断が生じていない場合には、１年間で１０％以上又は８方位以上のいずれか多い本数のボルトについて締め付け確認を行う。		1
	継手	36 フランジ継手	気中部	目視	フランジ結合部の隙間に開きがないか確認する。		1
				目視及び触手又は測定	接地線に損傷、緩みがないか確認する。		1
		37 溶接継手	気中部	目視	塗装や溶接割れが発生していないか確認する。		1
	38 胴・アンカーリング		気中部	目視	外面に損傷や変形、錆がないか確認する。		1
				目視	タワー内底部に落下物や漏洩物がないか確認する。		1
				目視及び触手又は測定	接地線に損傷、緩みがないか確認する。		1

基礎	コンクリート	39　基礎表面	気中部	目視	雨水が浸入するようなひびが発生していないか確認する。		1
		40　タワー・基礎間の隙間	気中部	目視	損傷や変形がないか確認する。		1
				目視	タワー・基礎間の隙間の状態を確認する。		1
				目視又は測定	タワー・基礎間の隙間の間隔を確認する。		1
	41　地盤		気中部	目視	基礎と外周面の土が離れていないか確認する。		1
非常用電源装置	42　ヨー		気中部	試験	非常用電源にてヨー旋回の作動試験を実施する。		1
タワーおよび下部構造の附帯設備	●　係船柱及び係船環		気中部	目視	本体の劣化、損傷、塗装のはがれ等の変状を確認する。		(3)
	防衝設備	●　防舷材・支持材	気中部	目視	防舷材の脱落、変形、欠損、取付け金具の腐食等の変状を確認する。		(3)
	照明設備	●　灯具、支柱	気中部	目視	灯具、支柱、支柱基礎の劣化、損傷等の変状を確認する。		(3)
	●　救命設備		気中部	目視	性能上支障となる劣化、損傷等の変状を確認する。		(3)
	柵・扉・ロープ	●　安全柵(手すり)	気中部	目視	性能上支障となる劣化、損傷等の変状を確認する。		(3)
	標識等	●　標識、灯具	気中部	目視	性能上支障となる劣化、損傷等の変状を確認する。標識については視認性が確保されているかを		(3)
	その他設備	●　梯子、階段、デッキ	気中部	目視	性能上支障となる劣化、損傷等の変状を確認する。		(3)
海底送電線及び通信ケーブル	43　ケーブル用配管	配管・支持材	気中部	目視	性能上支障となる劣化、損傷等の変状を確認する。		1
			水中部	潜水目視	腐食、亀裂、損傷等の変状を確認する。 海生付着物の異常な付着がないか確認する。		安定前密、安定後 5
	●ケーブル本体・保護管	ケーブル本体等	気中部	目視	性能上支障となる劣化、損傷等の変状を確認する。		1
		ケーブル本体等（非埋設部）	水中部	潜水目視及び測定	ケーブル・保護管・保護材等の腐食、亀裂、損傷等の変状の有無を確認する。		安定前密、安定後 5
		ケーブル本体等（埋設部）	水中部	潜水目視及び測定	ケーブルの露出の有無及び深度を含めた埋設の状況を確認する。		安定前密、安定後 5
	接合部		気中部	目視及び打音又は触手	合マークのズレや塗装割れ、ボルトの緩みがないか確認する。		1

下部構造（下部構造＋基礎（モノパイル構造））		44　ボルト・ナット（タワー基部）		測定	測定機器で軸力又は締付トルク等を確認する。 風車設置後、ボルトの緩みや破断が生じていない場合には、１年間で１０％以上又は８方位以上のいずれか多い本数のボルトについて締め付け確認を行う。		1
		45　グラウト（トランジションピース・モノパイル）	気中部	目視又は目視及び測定	グラウト接合部全体に亀裂や損傷がないか、グラウトシールの部分に異常がないかを確認する。		1
		46　グラウト（トランジションピース・モノパイル）	水中部	潜水目視又は潜水目視及び測定	グラウト接合部全体に亀裂や損傷がないか、グラウトシールの部分に異常がないかを確認する。		10
	トランジッションピース（TP）	47　鋼材	気中部	目視	鋼材の腐食、亀裂、損傷等の変状を確認する。		3
		48　被覆防食工	気中部	目視	被覆材、保護カバー等の変状を確認する。		3
		49　電気防食工（電位）	気中部	測定	防食管理電位が維持されているか確認するために、電位を測定する。		3
		50　鋼材	水中部	潜水目視	鋼材の腐食、亀裂、損傷等の変状を確認する。		10
		51　被覆防食工	水中部	潜水目視	被覆材、保護カバー等の変状を確認する。		10
		52　電気防食工（陽極）	水中部	潜水目視	陽極の消耗の程度、脱落、取付け金具の損傷等の変状を確認する。		10
		53　海生付着物	水中部	潜水目視	海生付着物の異常な付着がないか確認する。		10
	モノパイル（MP）	54　鋼材	気中部	目視	鋼材の腐食、亀裂、損傷等の変状を確認する。		3
		55　被覆防食工	気中部	目視	被覆材、保護カバー等の変状を確認する。		3
		56　電気防食工（電位）	気中部	測定	防食管理電位が維持されているか確認するために、電位を測定する。		3
		57　鋼材	水中部	潜水目視	鋼材の腐食、亀裂、損傷等の変状を確認する。		10
		58　被覆防食工	水中部	潜水目視	被覆材、保護カバー等の変状を確認する。		10
		59　電気防食工（陽極）	水中部	潜水目視	陽極の消耗の程度、脱落、取付け金具の損傷等の変状を確認する。		10
		60　海生付着物	水中部	潜水目視	海生付着物の異常な付着がないか確認する。		10
		61　構造物全体	気中部	目視	構造全体の傾斜、沈下を確認する。		(3)
				測定	構造全体の傾斜、沈下を、プラットフォームの上部天端の 4 隅の標高を測定するあるいはそれに類する方法で求める。		10

	海底地盤洗掘対策工	62　支持構造物周辺地盤	水中部	潜水目視又は測定	洗掘、土砂の堆積等の変状及び袋型根固材の安定性を確認する。		安定前密、安定後 5
下部構造（下部構造＋基礎（ジャケット構造））	接合部	63　ボルト・ナット（タワー基部）	気中部	目視及び打音又は触手	合マークのズレや塗装割れ、ボルトの緩みがないか確認する。		1
				測定	測定機器で軸力又は締付トルク等を確認する。 風車設置後、ボルトの緩みや破断が生じていない場合には、１年間で１０％以上又は８方位以上のいずれか多い本数のボルトについて締め付け確認を行う。		1
	ジャケット	64　鋼材	気中部	目視	鋼材の腐食、亀裂、損傷等の変状を確認する。		3
		65　被覆防食工	気中部	目視	被覆材、保護カバー等の変状を確認する。		3
		66　電気防食工（電位）	気中部	測定	防食管理電位が維持されているか確認するために、電位を測定する。		3
		67　鋼材	水中部	潜水目視	鋼材の腐食、亀裂、損傷等の変状を確認する。		10
		68　被覆防食工	水中部	潜水目視	被覆材、保護カバー等の変状を確認する。		10
		69　電気防食工（陽極）	水中部	潜水目視	陽極の消耗の程度、脱落、取付け金具の損傷等の変状を確認する。		10
		70　海生付着物	水中部	潜水目視	海生付着物の異常な付着がないか確認する。		10
		71　構造物全体	気中部	目視	構造全体の傾斜、沈下、移動を確認する。		(3)
				測定	構造全体の傾斜、沈下、移動を、プラットフォームの上部天端の 4 隅の標高を測定するあるいはそれに類する方法で求める。		10
	基礎杭接合部	72　鋼材	水中部	潜水目視	鋼材の腐食、亀裂、損傷等の変状を確認する。		10
		73　グラウト接合部	水中部	潜水目視又は潜水目視及び測定	グラウト接合部全体に亀裂や損傷がないか、グラウトシールの部分に異常がないかを確認する。		10
	基礎杭	74　鋼材	水中部	潜水目視	鋼材の腐食、亀裂、損傷等の変状を確認する。		10
	海底地盤洗掘対策工	75　支持構造物周辺地盤	水中部	潜水目視又は測定	洗掘、土砂の堆積等の変状及び袋型根固材の安定性を確認する。		安定前密、安定後 5
下部構造（下部構	接合部	76　ボルト・ナット（タワー基部）	気中部	目視及び打音又は触手	合マークのズレや塗装割れ、ボルトの緩みがないか確認する。		1

造＋基礎（ケーソン構造））				測定	測定機器で軸力又は締付トルク等を確認する。 風車設置後、ボルトの緩みや破断が生じていない場合には、１年間で１０％以上又は８方位以上のいずれか多い本数のボルトについて締め付け確認を行う。		1
	ケーソン	77　コンクリート	気中部	目視	コンクリートの劣化、損傷等の変状を確認する。		3
		78　コンクリート	水中部	潜水目視	コンクリートの劣化、損傷等の変状を確認する。		10
		79　構造物全体	気中部	目視	構造全体の傾斜、沈下、移動を確認する。		(3)
				測定	構造全体の傾斜、沈下、移動を、プラットフォームの上部天端の 4 隅の標高を測定するあるいはそれに類する方法で求める。		10
	底板コンクリート	80　コンクリート	水中部	潜水目視	コンクリートの劣化、損傷等の変状を確認する。		10
	海底地盤洗堀対策工	81　支持構造物周辺地盤	水中部	潜水目視又は測定	洗掘、土砂の堆積等の変状及び袋型根固材の安定性を確認する。		安定前密、 安定後 5

【検査実施上の前提等】
※１．検査の方法及び検査の結果の判定基準は、メーカーの技術資料、一般社団法人日本風力発電協会発行「風力発電設備 ブレード点検および補修ガイドライン（JWPA G0001）」（ただし、表の項目１～５に限る。）、洋上風力発電施設検討委員会発行「洋上風力発電設備の維持管理に関する統一的解説」（ただし、表の項目 43～81 に限る。）等に基づいて、電気工作物設置者（以下、設置者という）が設定する。
※２．各設備において該当する項目が無い場合には、検査は省略してよい。
※３．電気事業法以外の法令やガイドラインによって設置される項目については、検査の対象外とする。
※４．目視及び潜水目視並びに分解が不可能な項目については、検査の対象外とする。（ただし、代替の検査方法を検討すること。）
※５．検査の対象となる設備が、記載のない下部構造の場合、設置者が項目を組み合わせる等、適切に設定しなければならない。
※６．検査を実施する場所は、それぞれ気中部で実施する検査、水中部で実施する検査を表す。
※７．検査方法が潜水目視とある項目については、検査内容の確認が行えることを要件に、潜水士若しくは機器を使用し、又はこれらを組み合わせて検査を実施する。
※８．点検周期（年）は一例であり、示された周期以上の頻度で点検を行うことが望ましい。
※９．点検周期（年）が「２又は３」の項目については、「発電用風力設備の技術基準の解釈」に定められている、「A 線で囲まれた地域」は２年とすることが望ましい。洋上風力発電設備の地域区分は、隣接する行政区域に拡張し推定する。
※１０．点検周期（年）が丸かっこで示された項目については、日常的に点検を実施する場合、定期事業者検査は必ずしも行う必要はないことを示す。
※１１．点検周期（年）が「安定前密、安定後 5」の項目については、洗掘の進行が安定するまで頻度を密に実施（少なくとも１年１回）、安定後は 5 年とすることが望ましい。