CSEE

中国电机工程学会标准

T/CSEE XXXX-YYYY

|  |
| --- |
|  |

CSEE

中国电机工程学会标准

T/CSEE XXXX-YYYY

XXXX - XX - XX发布

XXXX - XX - XX实施

CSEE

XXXX - XX - XX发布

XXXX - XX - XX实施

中国电机工程学会   发布

ICS 27.180

F11

|  |
| --- |
|   |

风力发电机组最终验收技术规程

Technical code for final acceptance of wind turbines generator system

（送审稿）

目 次

[前言 II](#_Toc508961604)

[1 范围 1](#_Toc508961605)

[2 规范性引用文件 1](#_Toc508961606)

[3 术语和定义 2](#_Toc508961607)

[4 总则 2](#_Toc508961608)

[5 验收项目、方法和依据 2](#_Toc508961609)

[6 验收结论 4](#_Toc508961610)

[附录A（规范性附录）风力发电机组最终验收项目、方法及依据 6](#_Toc508961611)

[附录B（资料性附录）风力发电机组齿轮箱内窥镜检查方法 23](#_Toc508961612)

[附录C（资料性附录）风力发电机组油品取样方法 25](#_Toc508961613)

前 言

本文件按照《中国电机工程学会团体标准管理办法》的要求，依据GB/T 1.1-2020《标准化工作导则 第1部分：标准化文件的结构和起草规则》的规定起草。

本文件的某些内容可能涉及专利。本文件的发布机构不承担识别这些专利的责任。

本文件由中国电机工程学会提出。

本文件由中国电机工程学会\*\*\*\*专业委员会技术归口并解释。

本文件起草单位：\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*、\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*、\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*

本文件主要起草人：\*\*、\*\*\*、\*\*\*、\*\*、\*\*\*、\*\*\*、\*\*、\*\*\*、\*\*\*。

本文件代替T／CSEE 0074—2018《风力发电机组最终验收技术规程》，与T／CSEE 0074—2018相比，除结构调整和编辑性改动外，主要技术变化如下：

a) 更改了“范围”一章（见1，2018年版的1）。

b) 更改了“质量保质期”、“最终验收”、“机组缺陷”的定义（见3.3、3.4、3.5，2018年版的3.3、3.4、3.5）。

c) 更改了“交接情况检查”的要求（见5.1，2018年版的5.1）。

b) 更改了“考核指标检查”部分对功率曲线实测采用标准的要求（见5.2.1，2018年版的5.1.1）。

d) 增加了线状态监测系统的检查要求（见5.3.21）。

e) 更改了附录A“功率曲线考核”部分验收方法、依据的要求（见附录A 2.1，2018年版的附录A 2.1）。

f) 更改了附录A “能效分析”的验收项目名称（见附录A 2.3，2018年版的附录A 2.3）。

g) 更改了附录A “电气控制系统、塔筒、变桨系统、发电机、防雷保护系统、传动链振动测试与故障诊断”部分验收方法、评判标准、依据的要求（见附录A3.1、3.3、3.7、3.12、3.17、3.18，2018年版的附录A3.1 3.3、3.7、3.12、3.17、3.18）。

h) 增加了附录A中在线状态监测系统、海缆、箱变、海上风机桩基验收方法、评判标准、依据、检查比例的要求（见3.21、3.22、3.23、3.24）。

i) 增加了变桨轴承齿面磁粉探伤方法、风力发电机绝缘状态检测及评估方法、最终验收技术报告的要求（附录D、附录E、附录H）。

j) 删除了风力发电机组塔筒振动模态测试方法、风力发电机组出质量保证期验收专项检测报告模板（见2018年版的附录F、附录G）。

本文件在执行过程中的意见或建议反馈至中国电机工程学会标准执行办公室（地址：北京市西城区白广路二条1号，100761，网址：http://www.csee.org.cn，邮箱：cseebz@csee.org.cn）。

风力发电机组最终验收技术规程

1. 范围

本标准规定了风力发电机组最终验收的一般原则、项目、方法、依据及相关技术要求。

1. 规范性引用文件

下列文件对本标准的应用是必不可少的。凡是注日期的引用文件，仅注日期的版本适用于本标准。凡是不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本标准。

GB/T 1032 三相异步电动机试验方法

GB/T 3481 齿轮轮齿磨损和损伤术语

GB/T 18451.1风力发电机组设计要求

GB/T 18451.2 风力发电机组功率特性测试

GB/T 19071.1风力发电机组异步发电机第1部分：技术条件

GB/T 19072 风力发电机组塔架

GB/T 19073 风力发电机组齿轮箱

GB/T 20319 风力发电机组验收规范

GB/T 23479.1 风力发电机组双馈异步发电机第1部分：技术条件

GB/T 25383风力发电机组风轮叶片

GB/T 25389.1 风力发电机组永磁同步发电机第1部分：技术条件

GB/T 29717 滚动轴承风力发电机组偏航、变桨轴承

GB/T 33225 风力发电机组基于机舱风速计法的功率特性测试

GB/T 33540.3风力发电机组专用润滑剂第3部分：变速箱齿轮油

GB/T 35854风力发电机组及其组件机械振动测量与评估

GB 50135高耸结构设计标准

DL/T 694高温紧固螺栓超声波检验技术导则

DL/T 796 风力发电场安全规程

DL/T 797 风力发电场检修规程

DL/T 1461发电厂齿轮用油运行及维护管理导则

JB/T 5664 重载齿轮失效判据

JBT 10063超声探伤用1号标准试块技术条件

JB/T 10425.1风力发电机组偏航系统第1部分：技术条件

JB/T 10425.2 风力发电机组偏航系统第2部分：试验方法

JB/T 10427风力发电机组一般液压系统

NB/T 10111风力发电机组润滑剂运行检测规程

NB/T 31017双馈风力发电机组主控制系统技术规范

NB/T 31018 风力发电机组电动变桨控制系统技术规范

NB/T 31039 风力发电机组雷电防护系统技术规范

NB/T 31072 风电机组风轮系统技术监督规程

NB/T 47013.3 承压设备无损检测第三部分：超声检测

NB/T 47013.4承压设备无损检测第五部分：磁粉检测

T/CSEE 0269 风力发电机组机械振动测量与评价技术规程

1. 术语和定义

下列术语和定义适用于本标准。

验收方 inspect party

由整机采购方主导的风力发电机组最终验收主体。

被验收方 inspected party

有整机供货方和相关零部件供货方组成的风力发电机组最终验收时的被验收主体。

质量保证期 warranty period

设备采购合同约定的设备预验收合格后的某一段时间（通常以年计），在此期间内设备制造商（供方）应承担合同约定的质量保证义务（引自GB/T 20319）。

最终验收 final inspection and acceptance

质量保质期结束前对机组进行的验收，以判断机组是否达到合同要求。合同约定的质量保证期到期前，依照合同约定和相关验收标准，最终对风力发电机组进行的整体验收（引自GB/T 20319）。

机组缺陷 wind turbine failure

在设计寿命内，风力发电机组或机组的一部分不能或将不能行使合同功能，使机组安全性、可靠性、经济性降低的事件或状态（引自GB/T 35232）。

1. 总则
	1. 风力发电机组最终验收工作应遵循“公平、公正、公开”的原则，在相关法律法规、国家标准、行业标准和机组采购合同的基础上，客观评价风力发电机组状况。
	2. 风力发电机组最终验收中的相关检测、化验、评估等工作应由具备专业资质和经验的技术人员开展。
	3. 风力发电机组最终验收中使用的工器具和检测设备应功能完好，相关工器具和检测设备应具备有效的检验报告。
	4. 当机组配置与本标准验收内容不一致时，应调整验收内容以符合机组实际情况。
2. 验收项目、方法和依据
	1. 交接情况检查
		1. 检查风力发电机组运维档案的交接情况。具体方法见附录A“1.1项”。
		2. 检查文件资料的交接情况。具体方法见附录A“1.2项”。
		3. 检查物资的交接情况。具体方法见附录A“1.3项”。
		4. 检查培训情况。具体方法见附录A“1.4项”。
	2. 考核指标检查
		1. 功率曲线保证值应满足合同要求，具体检查方法见附录A“2.1.1项”。在必要时，依据GB/T 18451.2抽样开展功率曲线实测。具体方法见附录A“2.1.2项”。
		2. 计算、核查风电场单台风力发电机组年平均可利用率和风电场整体年平均可利用率，具体方法见附录A“2.2项”。
		3. 统计风力发电机组的功率曲线、可利用率、故障率、大部件更换情况、备品备件及消耗品的使用情况等数据，进行机组差异分析、历史数据差异分析和综合分析。具体方法见附录A“2.3项”。
	3. 分系统检查
		1. 检查电气控制系统。分别进行停机功能试验、启动功能试验、转速和功率控制试验、安全链控制试验、加热系统控制试验、冷却系统控制试验，并检查机组控制面板、监测功能、信号屏蔽、机组参数和保护定值、控制柜、电缆及接头、UPS、SCADA系统。检查比例和具体方法见附录A“3.1项”。
		2. 检查偏航系统，分别进行偏航试验、偏航解缆试验、扭缆保护试验，并检查偏航轴承、偏航制动系统、偏航驱动机构、偏航控制机构等。检查比例和具体方法见附录A“3.2项”。
		3. 检查塔筒外观质量、塔筒垂直度、螺栓及法兰、电缆及风机基础等。检查比例和具体方法见附录A“3.3项”。
		4. 检查机舱外观质量、底座、提升机、机舱罩、导流罩、风速计、风向标、密封性、异响和振动情况。检查比例和具体方法见附录A“3.4项”。
		5. 检查叶片外观质量、内部质量、叶片调零情况、制动性能、连接螺栓和异响。检查比例和具体方法见附录A“3.5项”。
		6. 检查轮毂外观质量、螺栓和轮毂锁紧装置。检查比例和具体方法见附录A“3.6项”。
		7. 检查变桨系统，进行手动变桨试验，检查变桨齿面、内齿圈和小齿轮啮合间隙、变桨齿形带、变桨轴承、变桨控制柜、变桨充电器、变桨电池柜、液压站、超级电容、编码器、集油情况、线缆、内部组件、变桨电机运行记录等。检查比例和具体方法见附录A“3.7项”。
		8. 检查主轴及主轴承外观质量、润滑脂、主轴承温度、密封、转速传感器及支架、螺栓紧固、润滑系统、锁紧装置、主轴后窜情况、异响等。检查比例和具体方法见附录A“3.8项”。
		9. 检查齿轮箱外观质量温度、压力、润滑油、漏油情况、轴窜情况、弹性支撑、内部组件等，并进行内窥镜检查。检查比例和具体方法见附录A“3.9项”。
		10. 检查联轴器外观质量、膜片、联轴器前后端标记线、制动盘距发电机锁紧盘距离。检查比例和具体方法见附录A“3.10项”。
		11. 检查制动器外观质量、刹车间隙、刹车片磨损情况、制动器液压系统、制动器功能等。检查比例和具体方法见附录A“3.11项”。
		12. 依检查发电机外观质量、温度、润滑系统、集电环和碳刷、轴承对地绝缘、定转子接线箱、编码器、异响和振动、绕组、发电机对中情况等。检查比例和具体方法见附录A“3.12项”。
		13. 检查液压系统测压点压力值、蓄能器氮气压力、液压泵启停点、液压泵及其电机、溢流阀、偏航余压、液压油位、电气接线、渗漏及磨损情况、液压油更换情况、器件腐蚀情况等。检查比例和具体方法见附录A“3.13项”。
		14. 检查冷却系统。检查比例和具体方法见附录A“3.14项”。
		15. 检查安保系统。检查比例和具体方法见附录A“3.15项”。
		16. 依据被验收方提供的调试和维护技术文件，检查变频器运行情况及外观质量、接线情况、并网主断路器、并网接触器等。检查比例和具体方法见附录A“3.16项”。
		17. 检查防雷保护系统。检查比例和具体方法见附录A“3.17项”。
		18. 对传动链振动测试与故障诊断。检查比例和具体方法见附录A“3.18项”。
		19. 依据附录C进行油液取样，油液化验结果参照GB/T 33540.3、NB/T 1011和DL/T 1461的技术要求。
		20. 检查风力发电机组外观与清洁情况。检查比例和具体方法见附录A“3.20项”。
		21. 检查在线状态监测系统。检查比例和具体方法见附录A“3.21项”。
3. 验收结论
	1. 验收结论应至少包括验收总体结果、各验收项目检验结果、机组存在的问题以及处理建议。
	2. 验收结论应在验收报告中明确体现。
	3. 在验收结论中，应按照设备采购合同规定，给出机组问题的处理建议。对于设备采购合同中未能明确的机组问题，宜将问题分为严重、中等、一般三类。其中，严重问题对机组运行有重大风险，无让步接收的余地，应尽快更换或修复；中等问题暂不影响机组运行，但仍存在长期风险，需在出质保前完成整改，若出质保前无法处理，可有条件让步接收或延长质保期；一般问题不影响机组运行，在出质保前完成整改。
	4. 关键性验收结论应配备必要的图片、声音、影像、数据等资料。
	5. 对于验收结论中存在争议的部分，质疑方应提出明确主张和相关依据。
	6.

# 附 录 A

（规范性附录）

风力发电机组最终验收项目、方法及依据

| 序号 | 验收项目 | 验收方法 | 评断标准 | 依据 | 检查比例 |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | 交接情况检查 |
| 1.1 | 运维档案检查 |
| 1.1.1 | 故障、消缺及备件更换记录 | 用调取监控历史数据和对照工作票的方式检查机组故障、消缺及备件更换记录情况是否真实、完整。 | 应真实、完整。统计数据应与监控系统历史数据记录、工作票记录相符。 | GB/T 18451.1；DL/T 797；机组采购合同 | 100% |
| 1.1.2 | 定检维护记录 | 根据被验收方提供的日常巡检记录、定期维护保养说明书，检查机组定检维护记录。 | 应真实、完整。 |
| 1.1.3 | 主要部件故障检修报告 | 主要部件发生故障时，被验收方应对故障表现、检查结果、原因分析、处理措施和消缺整改进行详细地记录和分析，编写并提交故障检修报告。 | 应真实、完整。 |
| 1.1.4 | 软件和程序版本 | 检查SCADA系统软件及机组主控、变桨和变频器程序版本。 | 各机组控制系统软件及主控、变桨和变频器系统程序版本应一致。 |
| 1.1.5 | 技术改造项目记录 | 检查风力发电机组质量保证期内技术改造记录和图纸。 | 应真实、完整。 |
| 1.1.6 | 检查和试验记录 | 检查质量保证期内机组检查和试验项目记录。 | 应真实、完整。 |
| 1.1.7 | 月度和年度运行维护报告 | 检查被验收方提供的月度和年度运行维护报告。 | 月度和年度运行维护报告中应包含机组当月和当年故障情况、可利用率、发电量、功率曲线等统计数据，并应进行汇总和分析。报告内容应真实、完整且风电场和制造厂双方签字认可。 |
| 1.2 | 文件资料检查 |
| 1.2.1 | 技术资料清单 | 检查风电场技术资料交接清单和预验收证书。 | 应真实、完整。 | DL/T 797；GB/T 20319；机组采购合同 | 100% |
| 1.2.2 | 技术图纸 | 检查与设计、设备变更和改造有关的图纸。 |
| 1.2.3 | 产品说明书及运维手册 | 检查由被验收方提交的有效版本的产品说明书、运行维护手册、故障处理手册、软件和系统的安装及使用手册、主要部件维护和更换作业指导书等。 |
| 1.2.4 | 质量证明文件 | 检查以被验收方名义提交的质量证书和经有关质量检验部门认可的产品合格证书和检验报告，包括风速、温度、振动、压力传感器等测试元件的检验报告。 |
| 1.2.5 | 合同约定的认证证书 | 检查合同约定的认证证书。 |
| 1.3 | 物资情况检查 |
| 1.3.1 | 物资清单 | a.检查风力发电机组实际配置清单。 | 应真实、完整。 | 机组采购合同 | 100% |
| b.检查备件替代和备件供应商清单。 |
| c.检查风电场物资交接清单。 |
| 1.3.2 | 物资完整性 | 检查合同及协议条款中要求的由被验收方提供的备品备件、工器具、易耗品、工装、软件等物资的完整性，以及物资所附带的质量保证文件、技术资料、说明书、出厂检验、试验报告等文件资料。 | 应真实、完整。 |
| 1.3.3 | 物资后续供应 | 检查主要部件及配件后续供应情况。 | 被验收方应提供各主要部件及配件的供货厂家、联系人、联系方式和参考价格。 |
| 1.4 | 培训情况检查 | 检查被验收方是否按照合同要求完成培训。 | 培训资料应真实、完整。 |
| 2 | 考核指标检查 |
| 2.1 | 功率曲线考核 |
| 2.1.1 | 基于SCADA数据的功率曲线计算 | 以年为单位从机组监控系统中合理调取考核时段内最小时间周期内数据，并计算10min平均风速和10min平均功率。参照GB/T 18451.2进行数据处理，得出各机组的功率曲线和保证值。 | 功率曲线保证值应满足合同。 | GB/T 18451.2GB/T 33225 | 100% |
| 2.1.2 | 功率曲线现场测量 | 按照GB/T 18451.2实施机组功率曲线测试。风速及气象数据的获取采用立测风塔或激光雷达的方式获取。计算功率曲线过程中的数据筛选、风速区间划分、风频分布模型建立以及发电量计算方法应采用采购合同或按照GB/T 18451.2所规定方法。 | 功率曲线保证值应满足合同。 | GB/T 18451.2机组采购合同和技术协议 | 必要时抽样开展 |
| 2.2 | 可利用率考核 | 计算、核查风电场单台风力发电机组年平均可利用率和风电场整体年平均可利用率。 | 可利用率指标应符合采购合同要求。 | 机组采购合同 | 100% |
| 2.3 | 能效分析 |
| 2.3.1 | 机组差异分析 | 对比整个风电场机组的功率曲线、可利用率、故障率、大部件更换情况、备品备件及消耗品的使用情况，分析机组之间的差异。 | 对于不符合采购合同要求的机组，应由供应商给出原因分析报告并整改。 | 机组采购合同 | 100% |
| 2.3.2 | 历史数据差异分析 | 对比单台机组质保期内各时间段的功率曲线、可利用率、故障率、大部件更换情况、备品备件及消耗品的使用情况，分析单台机组在各时间段之间的差异。 |
| 2.3.3 | 综合分析 | 综合分析导致机组运行指标产生差异的原因，根据差异结果和原因提出具有指导性的改善措施。 |
| 2.3.4 | 偏航静态误差分析 | 对比单台机组不同偏航角度下的功率曲线优劣，分析机组偏航静态误差情况 | 对于存在偏航静态误差的机组，应由供应商给出原因分析报告并整改。 | DL/T 797；机组采购合同 |
| 2.3.5 | 基于SCADA数据的部件异常分析 | 对比整个风电场机组各部件相同工况下的运行指标，分析机组部件存在的潜在隐患及故障。 | 对于存在部件异常的机组，应由供应商给出原因分析报告并整改。 |
| 3 | 分系统检查 |
| 3.1 | 电气控制系统 |
| 3.1.1 | 停机功能试验 | a.通过操作面板或中控给出正常停机指令，观察正常停机过程。 | 风力发电机组变桨系统开始顺桨，变桨速度控制满足设计要求。发电机转速降低，功率降低到设定值后变流器断开与电网连接，风轮自由旋转进入待机状态。 | NB/T 31017 | 按照100%的比例检查机组调试记录，抽1~2台机组现场试验。 |
| b.模拟风力发电机组低级别故障状态，观察机组快速停机过程。 |
| c.人为触发安全链，观察风力发电机组快速停机过程。 | 风力发电机组安全链触发后，应立即断开变流器（发电机）与电网连接，同时变桨系统开始顺桨，变桨速度控制满足设计要求。风轮转速下降到设定值时投入机械刹车，机组进入停止状态或变桨系统自动按照设计的最高级别停机策略执行停机指令。 |
| 3.1.2 | 待机功能实验 | 主控系统正常运行的状态下，复位所有故障，通过操作主控系统给出待机指令，观察机组状态。 | 机组不动作。 |
| 3.1.3 | 手动启动功能试验 | 通过操作面板或中控室启动风力发电机组，观察启机过程。 | 风力发电机组接受到启动指令后，机组应能顺利通过自检，完成并网。整个过程应平稳、无异响和异常振动。 |
| 3.1.4 | 自动启动功能试验 | 通过主控制系统模拟风电机组自动条件，满足启动条件时，风电机组自动启动，观察启机过程。 | 观察主控制系统能否自动协调控制变桨系统、变流器完成风力发电机的并网运行。 |
| 3.1.5 | 转速和功率控制 | 设定风力发电机组有功输出为某一定值（设定值不大于当前机组最大功率输出值），观察风力发电机组输出功率变化。 | 风力发电机组输出功率应保持在设定功率±10%的范围内波动。实际操作中应以被验收方设计参数为准。 |
| 3.1.6 | 最大功率追踪 | 通过主控制系统模风电机组在额定功率以下 | 观察功率曲线与最优功率曲线是否一致。 |
| 3.1.7 | 安全链控制 | a.按下控制柜上的紧急开关，观察关机过程和故障报警状态。 | 安全链触发，机组应紧急停机，制动系统动作，报警信息准确。 | 被验收方提供的调试技术文件 | 按照100%的比例检查机组调试或定检记录，抽1~2台机组现场试验。 |
| b. 模拟叶轮过速信号，使其从常闭状态断开，观察停机过程和故障状态。 | 转速超过设定限值后安全链触发，机组应紧急停机，制动系统动作，报警信息准确。 |
| c.分别触发振动开关常开、常闭触点的模拟开关，观察停机过程和故障报警状态 | 安全链触发，机组应紧急停机，制动系统动作，报警信息准确。 |
| d.分别拨动扭揽开关常开、常闭触点的模拟开关，观察停机过程和故障报警状态。 | 叶片（变桨系统）显示维护状态，安全链触发，制动系统动作，报警信息准确。 |
| 3.1.8 | 加热系统控制 | a.启动发电机加热器，用钳流表测量发电机加热器电流或查看面板温度值变化。 | 加热器应正常启动运行，钳流表有电流变化，温度有提升。 | DL/T 797；NB/T 31017；被验收方提供的调试技术文件 |
| b.启动齿轮箱油加热器，用钳流表测量加热器电源的电流值，或查看面板油温值变化。 | 加热器应正常启动运行，钳流表有电流变化，温度有提升。 |
| c.调节控制柜温度开关（如有），启动加热器。 | 加热器应正常启动运行。 |
| d. 启动风向仪风速计加热器，用电流表检测加热器电流变化情况或通过面板查看温度值变化。 | 风速仪风向标加热功能应正常，钳流表有电流变化，温度有提升。 |
| e.启动机舱加热器，查看加热器运行状况。 | 加热器应正常启动运行。 |
| 3.1.9 | 冷却系统控制 | a.检查发电机风扇运行状况。 | 发电机风扇应能正常启动运行，旋转方向正确。 | DL/T 797；NB/T 31017；被验收方提供的调试技术文件 |
| b.检查齿轮箱风扇运行状况。 | 齿轮箱风扇应能正常运行，旋转方向和风向正确。 |
| c.检查控制柜风扇运行状况。 | 控制柜风扇应能正常启动运行。 |
| d.若发电机和变频柜为水冷，则手动加载水泵，查看水压是否正常，管路接头是否存在渗漏。 | 水压应在规定范围内，管路接头无渗漏现象。 |
| 3.1.10 | 控制面板 | 检查控制面板外观以及参数设定和显示功能；通过操作面板对风力发电机组进行简单设置或控制，查看面板反应的灵敏度。 | 面板外观应完好，面板应可实现机组参数设定和显示，可通过面板对某些系统进行手动和自动控制。控制面板无反应迟缓或假死现象。 | 100% |
| 3.1.11 | 监测功能 | 检查对变桨信号、液压系统、主轴转速、齿轮箱油系统、转速、各种温度、发电机转速、碳刷磨损、电压电流、风况、刹车系统、刹车液压系统、变频器各类信号、箱变信号等等的监测情况。 | 应可以实现对变桨信号、液压系统、主轴转速、齿轮箱油系统、转速、各种温度、发电机转速、碳刷磨损、电压电流、风况、刹车系统、刹车液压系统、变频器各类信号、箱变信号的监测等。 | 按照100%的比例检查机组调试记录，抽1~2台机组现场试验。 |
| 3.1.12 | 屏蔽信号 | 通过检查SCADA系统参数设置、屏蔽程序、跳线、通讯系统线路等方式，判断机组是否存在屏蔽报警信号、跳线等情况。 | 所有报警信号应不被屏蔽，不应出现跳线问题。 | 被验收方提供的调试和维护技术文件 | 100% |
| 3.1.13 | 机组参数和保护定值检查 | 检查机组软硬件参数设定值与被验收方的设计标准值是否一致，检查机组各项保护定值是否正确合理。 | 机组所有软硬件参数值应与被验收方设计标准一致，保护定值应正确合理。被验收方应将所有机组参数和保护定制向设备运行商移交。 |
| 3.1.14 | 控制柜 | 检查柜体滤网是否清洁、柜门钥匙是否缺失、柜内是否整洁无杂物、柜内元器件是否有损坏和打火痕迹、柜内是否有异味、柜体接地是否可靠、柜内线路是否整齐合理、各类标识标志是否完整规范、柜体密封是否完好、柜体是否变形等。 | 柜体滤网应清洁、柜内应整洁无杂物、柜内元器件应无烧损发黑情况、柜内应无异味、柜体接地应牢靠、柜内走线应整齐合理、各类标识标志应规范齐全、控制柜应密封良好、柜门可正常关闭、柜体无变形。 |
| 3.1.15 | 电缆 | 检查电缆接线是否牢固、正确，布线是否合理，标志是否完整规范；检查电缆连接部位是否有放电痕迹；检查电缆绝缘层是否有破损酥化现象；检查马鞍桥U型孔处电缆防护胶皮是否松动。 | 电缆位置应符合要求，连接应紧固，布局应合理，标志应完整规范，绝缘层应无破损和酥化现象，马鞍桥处 U型孔处防护到位。 | DL/T 797 |
| 3.1.16 | UPS | 断开主控系统供电查看主控系统备用电源独立供电时间。 | 实际操作中应以被验收方设计参数为准。 | NB/T 31017；被验收方提供的调试技术文件 | 按照100%的比例检查机组调试记录，抽1~2台机组现场试验。 |
| 3.1.17 | SCADA系统 | 检查合同中约定的SCADA系统应实现的功能可否实现。 | 合同中约定的功能应均可实现。 | 机组采购合同 | 100% |
| 3.2 | 偏航系统 |
| 3.2.1 | 偏航试验 | a.启动机组后，使其处于正常停机状态，然后手动操作使偏航系统向顺时针方向偏航，偏航半周后，使偏航系统停止运转。这一操作至少重复三次。观察顺时针偏航过程中偏航是否平稳、有无异常情况发生（如冲击、振动和惯性等），记录顺时针偏航结果。 | 偏航系统在偏航过程中应动作平稳，无异常冲击、振动和惯性等。 | JB/T 10425.1；JB/T 10425.2；DL/T 797 | 按照100%的比例检查机组调试或定检记录，抽1~2台机组现场试验。 |
| b. 启动机组后，使其处于正常停机状态，然后手动操作使偏航系统向逆时针方向偏航，偏航半周后，使偏航系统停止运转。这一操作至少重复三次。观察逆时针偏航过程中偏航是否平稳、有无异常情况发生（如冲击、振动和惯性等），记录逆时针偏航结果。 |
| 3.2.2 | 偏航解缆试验 | 启动机组后，使其处于正常停机状态，然后手动操作使偏航系统偏航到满足解缆的触发条件。确认后，观察被试验机组是否自动进行解缆并最终复位，记录结果。 | 偏航刹车、偏航电机、回路开关、凸轮开关应能正常工作，偏航系统应能够正常解缆，能够从过度缠绕状态下恢复正常。 |
| 3.2.3 | 扭缆保护试验 | 启动机组后，使其处于正常停机状态并屏蔽解缆触发条件。手动操作使偏航系统偏航到满足扭缆保护的触发条件，观察被试验机组是否紧急停机，记录结果。 | 扭缆保护触发后，机组应能紧急停机。 |
| 3.2.4 | 偏航轴承 | a.检查自动润滑装置是否正常运行。 | 偏航轴承润滑良好，无污染。 | GB/T 29717DL/T 797 | 100% |
| b.检查防雷碳刷外观、长度、气隙、接触面和弹簧弹力、安装情况、接触面清洁情况。 | 碳刷最小长度应大于制造厂家规定值，接触面和弹簧弹力正常、安装牢靠，接触面清洁。 |
| 3.2.5 | 偏航制动系统 | a.检查偏航刹车盘表面是否有裂纹、擦伤、碎片和油污。 | 刹车盘表面无油污、无裂纹、无擦伤和碎片等。 |
| b. 检查集油瓶或集油袋。 | 集油瓶或集油袋无渗漏，无大量积油。 |
| c.检查偏航制动系统管道和壳体是否有渗漏油情况。 | 偏航制动系统管道和壳体无渗漏现象。 |
| d.检查偏航刹车片是否存在异常磨损，是否定期检查并更换。 | 偏航刹车片应无异常磨损并定期检查和更换。 |
| e.检查偏航铜套片是否存在异常磨损，是否定期检查并更换。查看偏航阻尼量，是否满足设计要求。 | 偏航铜套片应无异常磨损并定期检查和更换。使用钳流表测量偏航过程中偏航电机电流。 |
| 3.2.6 | 偏航驱动机构 | a. 检查偏航驱动装置表面的防腐涂层是否有脱落现象，壳体有无裂纹。 | 防腐涂层无脱落，壳体无裂纹。 |
| b. 检查偏航齿轮箱油位和密封情况。 | 油位正确，无漏油现象。 |
| c. 检查偏航驱动小齿和大齿圈表面润滑是否良好，齿面是否有裂纹、断裂、锈蚀和过度磨损等现象。 | 齿轮表面润滑良好，齿面无裂纹、无断裂、无锈蚀、无过度磨损等现象。 |
| 3.2.7 | 齿轮啮合间隙测量 | 使用压铅丝法测量标准齿的啮合间隙，在齿面延迟宽度的两端平行放置铅丝。铅丝直径不大于较小间隙的4倍。旋转齿轮用千分尺测量的铅丝较薄的部分的厚度。 | 实际操作中应以被验收方设计参数为准。 |
| 3.2.8 | 偏航控制机构 | 检查偏航传感器安装是否牢固，电气插头是否紧固。 | 传感器安装牢固，电气插头紧固。 |
| 3.2.9 | 其他偏航系统检查 | a. 检查偏航电机和偏航计数器（限位开关）接线是否牢固。 | 接线应牢固。 |
| b.测量滑动衬垫的厚度。 | 应大于被验收方提供设计参数。 |
| c.检查偏航系统防腐层是否完好，是否存有腐蚀。 | 防腐层应完好，无腐蚀。 |
| d.检查偏航系统固定螺栓是否紧固，力矩标示线是否规范。 | 固定螺栓应处于紧固状态，力矩标识线规范。 |
| 3.3 | 塔筒及附属配件 |
| 3.3.1 | 外观质量 | 用望远镜或照相机检查塔筒外表面质量，目视检查塔筒内表面质量。 | 塔筒内、外表面应无裂纹、油漆脱落、大面积油污和腐蚀。若发生塔筒腐蚀，责任方应按照NB/T31001、塔筒生产厂家规范、或国外相关标准规范要求进行修复。塔筒防腐处理方案应经过验收方审核。 | DL/T 797；机组采购合同 | 100% |
| 3.3.2 | 螺栓及法兰 | 目视检查螺栓防松标识和表面质量，同时检查法兰表面。 | 螺栓应无缺失，防松标识应无移动。螺栓及法兰表面无损伤、裂纹、生锈和污浊，接触面良好。 |
| 3.3.3 | 电缆及导电轨 | 检查塔筒内电缆或导电轨外观质量、防护措施和悬垂长度。 | 电缆和导电轨应无损伤、老化及松动，电缆与桥架接触位置应有完好的防护胶皮，动力、控制电缆、定转子电缆U型孔处悬垂长度应符被验收方调试指导书要求。 |
| 3.3.4 | 基础（仅陆上机组） | a.塔筒基础、防水层、承台混凝土外观质量。b.测量基础水平度。c.测量基础抬高值。 | a.基础完整无隆起和压溃、防水层无开裂、防水档环无裸漏、承台混凝土无裂纹。b.水平度偏差应小于6mm。c.抬高值小于1mm. | GB 50135；机组采购合同 |
| 3.3.5 | 塔筒垂直度测量（仅陆上机组） | 风速小于5m/s情况下机组停机后。在距风机塔架高度1.5倍相隔90°的两个位置测量塔底和塔顶四个标记点的水平距离，计算塔筒的倾斜度。 | 塔筒垂直度满足GB/T 20319和GB 50135要求。 | GB/T 20319；GB 50135 | 30% |
| 3.3.6 | 其他 | 检查爬梯、助爬器、免爬器、安全导轨、基础、平台、法兰、盖板、支架、照明灯具等的外观、安装质量、清洁情况及功能。 | 应无损伤、安装不当、污浊及杂物，功能应正常。 | DL/T 797；机组采购合同 | 100% |
| 3.4 | 机舱检查 |
| 3.4.1 | 外观质量 | 用望远镜或照相机检查机舱外表面质量，目视检查机舱内表面质量。 | 机舱外表面应无裂纹、油漆脱落及大面积油污，内表面密封完整、无损伤，天窗密封良好、不漏雨。 | DL/T 797 | 100% |
| 3.4.2 | 机舱底座 | 目视检查机舱底座外观质量。 | 机舱底座应无裂纹、缩松、缩孔、冷隔、夹渣等铸造缺陷。 |
| 3.4.3 | 提升机 | 检查提升机外观质量。 | 提升机包括吊钩、链条等应无裂纹和损伤。 |
| 检查提升机功能是否正常。 | 提升机应功能正常、相序正确。 |
| 检查提升机及配套设施安装质量。 | 提升机、护栏及电缆应安装正确、牢靠，吊物孔和天窗开关灵活、不漏水。 |
| 3.4.4 | 机舱罩及导流罩 | 检查外观质量，并检查螺栓紧固是否良好，机舱盖板、逃生盖板完好。 | 机舱罩和导流罩表面应无裂纹，胶衣完好，螺栓紧固情况良好，机舱盖板和逃生盖板完好。 |
| 检查密封毛刷。 | 密封毛刷安装牢固无脱落。 |
| 3.4.5 | 测风装置 | 检查测风装置能否正常运转、信号是否正常、标定记录是否有效。 | 测风装置应能正常运转，信号应正常，标定记录应真实、有效。 |
| 3.4.6 | 异响及振动 | 分别在机组处于停机自由转动状态和正常运转状态下，听测机舱内有无异响。 | 应无异响及异常振动。 |
| 3.4.7 | 密封性 | 在机舱内检查防雨、防尘、防柳絮等情况。 | 不应出现雨水、尘土、柳絮等。 |
| 3.4.8 | 自动消防系统 | 检查自动消防系统的外观、安装质量及功能。 | 应无损伤、安装不当，功能应正常。 | 机组采购合同 | 100% |
| 3.4.9 | 视频监控系统 | 检查视频监控系统的外观、安装质量及功能。 | 应无损伤、安装不当，功能应正常。 |
| 3.5 | 叶片 |
| 3.5.1 | 外部质量 | 采用高空吊篮的方式检查叶片外表面质量，并拍照记录。检查时应重点关注叶片PS面、SS面、最大弦长处、前缘、后缘、叶尖、梁帽、防雨罩等位置的表面质量。必要时，可采用无人机的检查方式。 | 应无裂纹、鼓包、破损、凹坑、气泡、砂眼、污浊、结晶、雷击痕迹、密封不良等。 | DL/T 797 | 30% |
| 3.5.2 | 内部质量 | 在轮毂内打开叶片观察孔，目视检查叶片内部腹板粘合面、前后缘补强和粘接区域、玻璃钢表面质量。同时，检查叶片盖板和内部清洁情况。必要时，可采用叶片内部机器人检查的方式。 | 腹板粘合面、前后缘补强和粘接区域等应无胶开裂，玻璃钢表面应无发白、分层、鼓包、透光等情况。同时，叶片盖板完好、无螺栓松动和缺失，叶片内部应保持清洁、无垃圾。 |
| 3.5.3 | 叶片调零 | 将三只叶片分别手动变桨到零位，用叶片对中工装检查叶片零位与轮毂零位的对齐情况。 | 叶片零位与轮毂零位角度差应在0.5o以内。实际操作中应以被验收方提供的设计参数为准。 | 30% |
| 3.5.4 | 制动性能 | a.对于定桨距叶片，检查液压缸、钢丝绳及叶尖扰流器外观，并手动刹车，检验机组能否正常制动。 | 液压缸、钢丝绳及叶尖扰流器应外观完好，机组应能够正常制动。 | 100% |
| b.对于变桨距叶片，手动刹车，检验机组能否正常制动。 | 三支叶片应能正常地完成急停顺桨动作。 |
| 3.5.5 | 连接螺栓 | 在轮毂内检查叶片与轮毂的连接螺栓情况。 | 连接螺栓防松标示线应无移动，螺栓表面无可见损伤。 | 30% |
| 3.5.6 | 异响 | 机组运转时，分别于塔下和机舱处听测叶片运转情况。 | 应无异响和周期性的冲击声。 | 100% |
| 3.5.7 | 叶片及变桨轴承在役高强螺栓无损探伤 | 见附录F。 | 见附录F。 | DL/T 694；JB/T 10063 | 根据实际情况确定。 |
| 3.5.8 | 叶片净空距离符合度验证 | 根据叶片净空监测系统的数据检查叶片净空距离，对监控系统的符合度进行比达和验证。 | 叶片净空距离应符合设计要求。 | 被验收方提供的合同、调试和维护技术文件 | 100% |
| 3.5.9 | 风力发电机组叶片现场动平衡测试方法 | 见附录G。 | 见附录G。 | 被验收方提供的调试技术文件 | 根据实际情况确定。 |
| 3.6 | 轮毂 |
| 3.6.1 | 外观质量 | a.用望远镜检查导流罩外表面质量。 | 应无裂纹、脱落、腐蚀及油污现象。 | DL/T 797 | 100% |
| b.目视检查机舱内表面可见部位表面质量。 | 应无裂纹、缩松、缩孔、冷隔、夹渣等铸造缺陷，轮毂表面应干净、无污物。 |
| 3.6.2 | 螺栓 | 目视检查轮毂与主轴连接螺栓是否松动。 | 螺栓防松标识应未移动。 |
| 3.6.3 | 轮毂锁紧装置 | 检查轮毂锁紧装置有无损伤，能否正常动作。 | 应无损伤，应能够正常动作。 |
| 3.7 | 变桨系统 |
| 3.7.1 | 手动变桨试验 | 依次对三支叶片手动变桨，过程中检查变桨电机、变桨齿轮箱、变桨轴承和限位开关的工作情况。同时检查变桨齿轮箱油位和电机制动装置。 | 变桨电机、变桨齿轮箱、变桨轴承应能正常运行，无明显噪声和异常振动，润滑正常不漏油。限位开关应能正常动作，限位位置正确，回桨正常。变桨齿轮箱油位应符合设计要求，电机制动装置正常。 | 被验收方提供的调试和维护技术文件 | 30% |
| 3.7.2 | 变桨齿面 | 在手动变桨过程中，目视检查变桨齿面润滑情况和表面质量。 | 变桨齿面应有油脂覆盖，无异常磨、腐蚀损、明显裂纹及断齿。 |
| 3.7.3 | 内齿圈和小齿轮啮合间隙 | 使用压铅丝法测量测量内齿圈和小齿轮啮合间隙，在齿面延迟宽度的两端平行放置铅丝。铅丝直径不大于较小间隙的4倍。旋转齿轮用千分尺测量的铅丝较薄的部分的厚度。 | 啮合间隙应符合制造厂设计要求。 | 按照100%的比例检查机组定检记录，抽1~2台机组现场测量。若1年内未测量该项，应在验收中以100%的比例进行测量。 |
| 3.7.4 | 变桨齿形带 | 对于使用皮带传动的变桨系统，检查皮带是否存在老化、损伤、安装不当等问题并使用频率测试仪对变桨齿形带的长边和短边进行测量。 | 应无老化、损伤和安装不当的问题，张紧度满足设计要求。 | 100% |
| 3.7.5 | 变桨轴承 | 检查变桨轴承表面质量和密封情况。 | 变桨轴承表面应无严重裂纹、腐蚀、磨损，密封应完好，无气孔和泄漏。 |
| 3.7.6 | 变桨控制柜 | a.检查柜内所有线路、线缆的连接情况，尤其应关注屏蔽线与接地线的连接。 | 柜内所有线路和线缆应连接良好、安装牢固、无磨损。 | NB/T 31018；被验收方提供的调试和维护技术文件 | 100% |
| b.电气元件的外观和安装质量。 | 电气元件应外观完好、安装牢固。 |
| c.检查浪涌保护器是否正常。 | 浪涌保护器外观良好，指示信号正常。 |
| d.检查加热装置是否完好。 | 加热装置应完好。 |
| 3.7.7 | 变桨充电器 | a.外观检查：检查机身是否损坏、变形、生锈，检查风扇口及散热孔是否有堵塞现象。 | 机身无损坏、变形、生锈，风扇口及散热孔无堵塞。 |
| b.连接检查：在充电器断电的情况下，检查充电器各接线端子是否有松动、接触不良、电缆破损的现象；脱开充电器直流输出端子，给充电器通电后测量，充电器电压输出是否正常。 | 在充电器断电的情况下，充电器各接线端子无松动、无接触不良、无电缆破损；脱开充电器直流输出端子，充电器电压输出正常。 |
| 3.7.8 | 变桨电池柜 | a.外观检查：检查蓄电池是否有鼓包、漏液等现象。 | 蓄电池无鼓包、漏液等现象，若有则整组更换电池。 |
| b.记录蓄电池出厂日期，检查蓄电池是否到达更换寿命。 | 蓄电池应在使用寿命内。 |
| c.检查蓄电池组的紧固情况，检查电池组间短接线的紧固情况，检查蓄电池柜排气孔盖是否打开。 | 蓄电池组紧固，蓄电池柜排气孔盖处于打开状态。 |
| d. 测试端电压和电池内阻。 | 蓄电池的端电压和电池内阻应符合制造厂或相关标准。该项应由被验收方配合。 |
| e.加热器检查。 | 加热器应能正常工作。 |
| 3.7.9 | 液压站 | 对于液压变桨系统，对液压站进行保压试验，检查溢流阀外观和最大压力控制情况。 | 保压试验符合设计要求，溢流阀外观完好，最大压力控制情况正常。 |
| 3.7.10 | 超级电容 | a.用电压表测量超级电容的电压。 | 电压应符合设计要求。 |
| b.按照制造厂的顺桨测试方案进行测试。 | 顺桨测试符合设计要求。 |
| 3.7.11 | 变桨油路检查 | 检查变桨油泵能够正常运行，检查油管是否存在表面损伤、老化和堵塞等问题。 | 变桨油泵应能正常运行，油管应无异常。 |
| 3.7.12 | 编码器 | 检查变桨编码器安装是否牢固，能否正常工作。 | 编码器插头及编码器齿轮盘应安装牢固。编码器应能正常工作，三支叶片零位校验角度一致。 |
| 3.7.13 | 集油情况 | 检查变桨轴承集油袋与防尘圈。 | 集油袋应安装正常，防尘圈无油脂渗出。 |
| 3.7.14 | 线缆 | 检查变桨系统线缆外观。 | 线缆应接线正确、接触良好、无破损和老化。 |
| 3.7.15 | 内部组件 | 检查编码器、通讯滑环、限位开关、电缆接头、照明设施及各类外露线缆表面质量和安装情况。 | 应无损伤和安装不当。 |
| 3.7.16 | 变桨电机运行记录检查 | 调取质量保证期内变浆电机温度、电流数据，记录超标和报警数据。 | 根据超标和报警情况，判断变浆驱动是否顺畅，变浆控制系统是否稳定。 |
| 3.7.17 | 手动变桨自锁 | 锁上叶轮锁，通过手操盒展开一支桨叶，再通过手操盒尝试展开其他两支桨叶，查看其他桨叶的开桨功能。 | 一支桨叶展开后，其他桨叶无法进行手动操作。 |
| 3.7.18 | 手动变桨互锁 | 锁上叶轮锁，通过手操盒展开一支桨叶，依次出发其他两支桨叶的限位开关，查看已展开桨和收桨功能。 | 一支桨叶展开后，触发其他桨叶限位开关，展开的桨叶能够自动收桨。 |
| 3.7.19 | 磁粉探伤 | 对变桨齿面开展磁粉探伤检测，验收方法参考附录D。 | 参考附录D。 | GB/T 29717NB/T 47013.4JB/T 10705 | 100% |
| 3.8 | 主轴及主轴承 |
| 3.8.1 | 外观质量 | 检查主轴及主轴承外观质量。必要时应进行无损检测。 | 主轴及主轴承外观应完好、清洁，应无油漆脱落、腐蚀、油污、生锈、裂纹、缩松、缩孔、冷隔、夹渣等缺陷。 | DL/T 797 | 100% |
| 3.8.2 | 轴承检查 | 目视检查轴承滚动体、滚道状况及润滑脂状态。 | 打开轴承端盖，轴承滚动体、滚道外观应完好，润滑脂无变质、板结。 |
| 3.8.3 | 润滑脂 | 检查是否存在金属颗粒，并检查主轴承座端盖废油脂泄油口是否堵塞。 | 油脂应无铁屑，泄油口应无堵塞。 |
| 3.8.4 | 主轴承温度 | 调取质保期内主轴承温度历史数据，记录超标和报警数据。 | 一般情况下低于50。实际操作中应以被验收方设计参数为准。 |
| 3.8.5 | 主轴承密封 | 检查轴承的密封是否完好，表面有没有渗油，有无开裂、缺损及过度磨损的情况出现。 | 密封无开裂、无缺损，无过度磨损等，若出现较大裂纹或磨损则需更换V型密封圈。 |
| 3.8.6 | 转速传感器及支架 | a.检查主轴转速测量装置及支架的安装情况。 | 传感器及支架安装应牢靠。 |
| b.转动主轴，检查转速测量装置能否够正常工作。 | 转速测量装置应正常。 |
| 3.8.7 | 螺栓紧固 | 目视检查主轴锁紧螺母、轴承端盖及轴承座螺栓紧固情况。 | 螺母和螺栓的防松标记应无移位。 |
| 3.8.8 | 润滑系统检查 | a.检查润滑油泵并手动触发，检查油泵是否正常工作。 | 润滑油泵应能正常工作。 |
| b.检查润滑管路是否堵塞、泄漏。 | 应无堵塞，无泄漏。 |
| c.检查润滑系统润滑时间设置是否正确。 | 时间设置应正确，否则应由被验收方重新设置正确的润滑油润滑时间。 |
| d.检查润滑油泵内油脂油位。 | 油位应正确，否则应由被验收方加注润滑油脂至上限位置。 |
| e.检查油脂消耗量。 | 油脂消耗量不应过少，否则应由被验收方检查整个系统，查明原因并进行处理。 |
| 3.8.9 | 锁紧装置 | 检查锁紧装置工作是否正常。 | 锁紧装置应能正常工作。 |
| 3.8.10 | 异响 | 在主轴转动过程中，耳听主轴和主轴承是否有异响，并大致记录异响的规律性。 | 应无异响。 |
| 3.9 | 主齿轮箱 |
| 3.9.1 | 外观质量 | 目视检查齿轮箱箱体以及各类管路、密封、球阀、传感器的表面情况和安装质量。其中，传感器包括转速、压力、温度及振动四类传感器。 | 齿轮箱外观应完好、清洁、无油漆脱落或腐蚀，各类管路、密封、球阀及传感器无磨损、干涉、裂纹、破损、变形等问题。 | DL/T 797 | 100% |
| 3.9.2 | 温度 | 调取质保期内齿轮箱温度数据，包括油池温度和高速级内外侧轴承温度，记录超标和报警数据。 | 一般情况下，油池温度应<75，高速级内外侧轴承温度均<90。实际操作中应以被验收方设计参数为准。 |
| 3.9.3 | 压力 | 调取质保期内齿轮箱进油压力数据，记录超标和报警数据。 | 一般情况下，在油温50时，进油压力1bar~3bar（1bar=100000Pa）。实际操作中应以被验收方设计参数为准。 |
| 3.9.4 | 润滑油 | a.在运行过程中检查润滑油泵和油散热器能否正常启动和运行。 | 油泵和散热器应外观完好，功能正常。 |
| b.在停机时，关闭齿轮箱润滑油泵，等待约 30min后，通过油位计，目视检查油位实际高度、浮块和润滑油颜色，并拍照记录。同时检查油位报警器有无报警信号。 | 油位传感器应无报警信号，油位高度应符合被验收方维持手册要求，浮块应无可见异常，润滑油未变色。 | 被验收方提供的调试和维护技术文件 |
| c.润滑油使用年限检查。 | 依据化验结果进行更换。 |
| 3.9.5 | 漏油情况 | 目视检查齿轮箱各级透盖，软硬管管路和接头，箱体结合面，各堵头、压力表、传感器、螺杆、销等处漏油及老化情况。掌握漏油和老化严重程度，并拍照记录。 | 各检查部件和位置应外观完好，无漏油、老化现象。 | DL/T 797 |
| 3.9.6 | 轴窜情况 | 在风力发电机组停机状态下或刹车时观察齿轮箱高速轴是否有轴向窜动或径向跳动。 | 应无窜动或跳动。若有轴窜或跳动，应录像记录。 |
| 3.9.7 | 弹性支撑 | 使用手电筒等照明设备检查弹性支撑橡胶部分及橡胶间隙部分表面质量，并用塞尺测量弹性支承前后间隙距离。 | 弹性支撑橡胶部分及橡胶间隙部分应无严重的裂纹、剥离、变形、掉落橡胶粉末、弹性支撑瓦块外移严重等现象；弹支前后间隙距离应一致。 |
| 3.9.8 | 内窥镜检查 | 参考附录B。 | 参考附录B。 | GB/T 3481JB/T 5664 |
| 3.9.9 | 内部组件 | a.取下空气滤过器上盖，检查齿轮箱空气滤清器油纸过滤式滤芯有无污秽或硅胶式干燥剂有无变色。 | 滤芯无污秽，干燥剂无变色。 | DL/T 797 |
| b.检查滤芯更换记录。 | 滤芯更换周期应符合制造厂维护手册要求。 |
| c.检查齿轮箱集油盒。 | 集油盒无溢出，无渗漏。 |
| d.目视检查润滑油泵表面质量，耳听润滑油泵运行中是否有异响。 | 机械泵表面应无损伤，运行中无异响。 |
| e.检查散热器。 | 散热器应无渗漏、污染等。 |
| 3.10 | 联轴器 |
| 3.10.1 | 外观质量 | 目视检查联轴器外观质量。 | 联轴器外观应完好、无明显弯曲、无腐蚀。 | 被验收方提供的调试和维护技术文件 | 100% |
| 3.10.2 | 膜片 | 联轴器上若有膜片，应目视检查膜片外观质量。 | 膜片应无变形、裂纹等缺陷。 |
| 3.10.3 | 联轴器前后端标记线 | 检查联轴器前后端标记线是否有错位现象。 | 应符合被验收方提供的维护手册规定值。 |
| 3.10.4 | 制动盘距发电机锁紧盘距离 | 检查测量高速制动盘距发电机锁紧盘距离是否在规定范围内。 | 应符合被验收方提供的维护手册规定值。 | 按照100%的比例检查机组定检记录，抽1~2台机组现场测量和试验。 |
| 3.10.5 | 对中校正 | 用激光对中仪，测量发电机对中情况。 | 应符合被验收方提供的维护手册规定值。 |
| 3.11 | 制动器 |
| 3.11.1 | 外观质量 | 目视检查制动盘外观质量。 | 制动盘外观应无严重磨损、生锈、腐蚀和污浊等。 | 被验收方提供的调试和维护技术文件 | 100% |
| 3.11.2 | 刹车间隙 | 用塞尺测量刹车片与制动盘间隙。 | 刹车片与制动盘间隙应符合制造厂设计要求。 | 按照100%的比例检查机组定检记录，抽1~2台机组现场测量。 |
| 3.11.3 | 刹车片磨损情况 | 测量刹车片厚度，并目视检查刹车片表面状况。 | 刹车片厚度应符合制造厂设计要求，刹车片表面应无严重磨损、裂纹、锈蚀等。 | 100% |
| 3.11.4 | 制动器液压系统 | 目视检查高速轴刹车液压压力是否正常，检查制动器本体是否渗漏，检查制动器液压管路并紧固。 | 高速轴刹车液压压力应符合制造厂家维护手册规定值，制动器无渗漏油，制动器液压管路正常且紧固。 | 100% |
| 3.11.5 | 制动器功能 | a.在机组停机状态下，手动触发刹车，检查制动器能否正常动作并使得机组转速为零。 | 制动器应能正常动作，且对应机组转速为零。 | 按照100%的比例检查机组定检记录，抽1~2台机组现场试验。 |
| b.检查制动器动作是否正常。 | 制动器动作应正常。 |
| 3.12 | 发电机 |
| 3.12.1 | 外观质量 | 目视检查发电机表面、弹性减振器等处有无损伤、腐蚀、污浊或安装不当等问题。 | 应无损伤、腐蚀、污浊或安装不当等问题。 | DL/T 797 | 100% |
| 3.12.2 | 温度 | 调取质保期发电机温度数据，包括发电机前、后轴承温度，绕组温度以及机舱内温度，记录超标和报警数据。 | 应小于被验收方设计参数。 | 被验收方提供的调试和维护技术文件 |
| 3.12.3 | 润滑系统 | a.检查发电机润滑泵外观质量。 | 应无开盖、漏油等情况。 |
| b.目视检查润滑管路质量，并手动启动润滑泵观察前后轴承注脂口情况。 | 润滑管路应无破损、老化等现象，注脂口应能正常出油。 |
| c.检查润滑油泵润滑时间设置是否正确。 | 时间设置应符合各发电机厂家维护手册。 |
| d.检查润滑油泵内油脂油位。 | 油位在正常位置。若油脂消耗量太少，被验收方应检查润滑系统，查明原因并进行处理。 |
| e.目视检查集油盒内废油脂情况。 | 集油盒内废油脂无硬化、板结等情况，油脂不含金属杂质。 |
| 3.12.4 | 集电环和碳刷 | a.目视检查集电环表面质量。 | 集电环应表面光洁，氧化膜良好，颜色均匀呈浅色或深色。无条痕、擦伤、凹坑、斑点、打火腐蚀点等情况。 | DL/T 797 | 按照100%的比例检查机组定检记录，抽1~2台机组现场检查。 |
| b.测量发电机碳刷和接地碳刷长度，并目视检查碳刷、刷架和压簧表面质量，对碳刷摩擦面和其他异常位置拍照记录。 | 碳刷长度应大于发电机设计要求，碳刷接触面、刷架和压簧表面均匀光洁，碳刷无裂纹、条痕、擦伤、凹坑、斑点、打火腐蚀点及卡滞现象。 |
| c.检查碳刷磨损保护能否正常动作。 | 应能正常动作。 |
| d.检查发电机滤网、集电环室以及后轴承端盖的集碳情况。 | 集碳量应少于制造厂设计要求。 |
| 3.12.5 | 发电机转轴对地绝缘 | 去掉接地碳刷后，用绝缘电阻测试仪测量发电机轴与机座之间的绝缘电阻值。 | 一般情况下，测试电压1000V时绝缘应大于0.5MΩ，操作中应参考被验收方设计要求。 | GB/T 19071.1被验收方提供的调试和维护技术文件 | 100% |
| 3.12.6 | 定转子接线箱 | a.目视检查定转子电缆固定螺栓力矩标识线位移情况，同时检查螺栓有无损伤和雷击。 | 螺栓力矩标识线应无位移，螺栓无损伤、无雷击痕迹。 |
| b.检查电缆外观质量和接线情况。 | 电缆线路应连接正确、布线合理、安装牢固。电缆无开裂、老化现象。 |
| c.检查发电机定转子雷电保护触发情况。 | 应无触发，否则应更换雷电保护。 |
| d.检查接线箱电缆孔洞封堵是否完好，是否污染严重。 | 应完好，无严重污染。 |
| 3.12.7 | 编码器 | 用百分表检查编码器径向跳动。 | 一般情况下，径向跳动≤0.05mm。实际操作中应以被验收方设计参数为准。 |
| 3.12.8 | 异响和振动 | 在机组运行时，耳听发电机有无明显冲击声，感受有无异常的振动和噪声。 | 应无异响和噪声。 |
| 3.12.9 | 绕组 | 使用绝缘电阻测试仪对定、转子绕组施1000V直流电压，读取施加1min后的绝缘数值。 | 定、转子绕组对地绝缘应以被验收方设计参数为准。 | DL/T 797GB/T 1032GB/T 19071.1GB/T 23479.1GB/T 25389.1 | 按照100%的比例检查机组定检记录，抽1~2台机组现场测量。 |
| 检查机组绕组测试记录，根据记录抽检测量定、转子绕组直流电阻。测试仪器用双臂电桥或数字式微欧计测量，准确度等级应不低于0.2级。测量绕组出线端之间的直流电阻，每一电阻应测量3次，每次读数与3次读数的算术平均值之差应不大于平均值的±0.5%，取其平均值作为电阻的实际值即端电阻。测量时发电机转子静止不动，定子绕组端电阻应在电机的出线端上测量，转子绕组端电阻应尽可能在绕组与集电环连接的连接片上测量。 | 定、转子绕组直流电阻应以被验收方设计参数为准。 |
| 3.12.10 | 绝缘状态 | 参考附录E。 | 参考附录E。 | 抽1~2台机组现场测量。 |
| 3.13 | 液压系统 |
| 3.13.1 | 测压点压力值 | 启动液压系统，检查液压系统各测压点的压力是否在规定范围内，是否稳定。 | 测压点的压力在规定范围内并稳定。 | JB/T 10427被验收方提供的调试和维护技术文件 | 100% |
| 3.13.2 | 蓄能器氮气压力 | 检查储能器外部是否有损坏，并检查储能器压力。可通过手动阀调节降低压力，读压力表的油压力，当压力暂停突然下降时，此时读出的压力即为蓄能器的压力。 | 蓄能器的压力设定值根据被验收方设计要求，一般为120bar（1bar=100000Pa）左右。 |
| 3.13.3 | 液压泵启、停点 | 测试并记录液压站油泵启、停点，检查液压站安装螺栓是否松动。 | 液压泵启、停点正确，安装螺栓牢固。保压时间应满足厂家规定要求。 |
| 3.13.4 | 液压泵及其电机 | 启动液压系统，检查液压泵和电机运行是否有异响。 | 无异响。 |
| 3.13.5 | 溢流阀 | 检查溢流阀外观质量，检查最大压力控制情况。 | 溢流阀应无损坏或污浊，最大压力控制功能正常。 |
| 3.13.6 | 偏航余压 | 检查偏航余压。 | 偏航余压应符合设计要求。 |
| 3.13.7 | 液压油位 | 目视检查液压油位，同时检查油位传感器读数是否正确。 | 液压油位应符合设计要求，油位传感器读数与实际油位相符。 |
| 3.13.8 | 电气接线 | 目视检查接线情况。 | 电气接线不应松动、断裂、老化等。 |
| 3.13.9 | 渗漏及磨损情况 | 检查液压管路、接头和和液压缸的外观质量、渗漏和磨损情况。 | 液压连接管路、接头和液压缸应无渗漏及磨损，管路无开裂、老化等现象。 |
| 3.13.10 | 液压油更换情况 | 检查液压油更换周期和更换时间。 | 液压油更换周期应符合设计要求。 |
| 3.13.11 | 滤网更换情况 | 检查滤网更换情况是否符合要求。 | 应符合设计要求。 |
| 3.13.12 | 器件腐蚀情况 | 检查电子阀、分油阀块、管接头等腐蚀情况。 | 应无腐蚀。 |
| 3.14 | 冷却系统 |
| 3.14.1 | 电气接线 | 检查电气接线外观质量，包括齿轮箱、发电机及变频器冷却系统的电气接线情况。 | 电气接线应接线正确，布线合理，安装牢靠，无裂纹、磨损和老化现象。 | 被验收方提供的调试和维护技术文件 | 100% |
| 3.14.2 | 波纹管 | 检查齿轮箱、发电机及变频器冷却系统波纹管的表面质量。 | 应无破损、老化、堵塞等问题。 |
| 3.14.3 | 水冷系统专有检查 | a.检查参数。 | 参数定值、压力和温度应符合设计要求。 |
| b.检查水冷管路。 | 水冷管路应无磨损、渗漏和堵塞。 |
| 3.14.4 | 风冷系统专有检查 | a.检查轴流风扇及其辅件外观和功能。 | 轴流风扇及支架、风道、防护网外观完好、功能正常。 |
| b.检查风冷散热风扇外观和功能 | 散热风扇应外观完好、功能正常。 |
| 3.15 | 安保系统 | a.检查安全设施情况。 | 安全设施应具备：安全防护隔离装置、塔筒爬梯防坠落装置、通道和平台、扶手和固定点、照明灯具以及电气系统防触电措施。安全设施应完备，无损坏、失效等问题。 | DL/T 797 |
| b.检查安全工具情况。 | 消防工具、逃生装置、急救包等应完备，无损坏、失效等问题。 |
| c.检查安全标识情况。 | 防滑、防坠落、防撞击、系安全装备等安全提示以及高压标识、关键操作提示等外观标识应清晰、完备。 |
| 3.16 | 变频器 |
| 3.16.1 | 运行情况及外观质量 | 以目视、听测、嗅测的方式检查变频器运行情况及外观质量。 | 变频器应无损伤、异响和异味，柜门密封良好，控制电路板、IGBT模块和电容运行情况良好，无放电痕迹。 | 被验收方提供的调试和维护技术文件 | 100% |
| 3.16.2 | 冷却系统检查 | a.检查变频器运行温度和历史记录是否正常。对于风冷系统，听测风扇运转时是否有异响，转向是否正确；对于水冷系统，听测水泵电机运转时是否有异响，检查水压是否正常。b. | 冷却风扇和水泵电机应无异响，变频器运行温度和历史记录应正常。对于水冷系统，水压应正常。 |
| 3.16.3 | 接线情况 | 检查变频柜内接线情况。 | 线缆应接线正确、布线合理，线缆无断裂、老化、胶皮脱落、线头裸露等现象。 |
| 3.16.4 | 并网主断路器 | a.检查断路器保护定值设置是否正确。 | 断路器保护定值应正确。 |
| b.启、停机时检查断路器分合闸是否正常。 | 启、停机时断路器分合闸无异响，无明显迟滞。 |
| 3.16.5 | 并网接触器 | 检查并网接触器（如有）动作是否灵敏、可靠，有无卡顿。 | 并网接触器动作应灵敏、可靠、无卡顿。 |
| 3.16.6 | 变频器故障、更换及运行工况 | 检查和统计变频器质保期内的故障、更换及运行工况记录。 | 变频器质保期内的故障和更换频次应符合设计要求，并且已在各种设计工况中运行。 | DL/T 797 |
| 3.16.7 | 预充电测试 | 对变频器进行预充电，记录测试时间并查看直流母线。 | 预充电所需时间和直流母线电压应符合被验收方设计要求。 | 被验收方提供的调试和维护技术文件 |
| 3.16.8 | IGBT检查 | 检查IGBT是否存在放电痕迹、各模块外观是否无异常，打开柜子后是使用红外线热成像仪观察其各接触点是否存在过热现象。 | IGBT各模块无异常、无放电搭伙迹象。各接触点温度应符合设计要求。 |
| 3.16.9 | UPS | 断开主控系统供电查看主控系统备用电源独立供电时间。 | 应符合设计要求。 |
| 3.16.10 | 防雷模块 | 检查防雷模块是否被击穿。 | 防雷模块无击穿现象 |
| 3.17 | 防雷保护系统 |
| 3.17.1 | 防雷模块外观检查 | 整体检查防雷模块是否完好、有无破损、缺失。 | 防雷模块完好、无破损、缺失。 | 被验收方提供的调试和维护技术文件 | 100% |
| 3.17.2 | 爪式防雷装置 | 检查爪式防雷装置是否有破损、脱落，间隙是否满足规定。 | 爪式防雷装置完好，间隙合适。 |
| 3.17.3 | 塔基接地引下线、接地汇流排导通检查 | 检查塔基接地引下线、汇流排是否完好。必要时进行导通试验。 | 接地引下线、汇流排导通良好。 |
| 3.17.4 | 塔筒及轮毂接地连接 | 检查塔筒各级之间、塔筒与基础环间、轮毂等处接地连接情况。 | 接地镀锡铜编织带、接线鼻、接地极、接地柱及螺栓应安装牢靠，无损伤和污染。 |
| 3.17.5 | 叶片防雷系统 | a.用高空平台近距离检查叶片尖部、中部接闪器外观。 | 接闪器应外观完好，无变形、变黑、破裂、脱粘、腐蚀及雷击痕迹。 |
| b.检查叶片引雷线外观、材质和安装质量。 | 引雷线外观完好，无断裂、老化现象；连线正确，安装牢固，无松动和悬空现象；材质应符合采购合同要求。 |
| c.检查叶根引雷线和雷电记录卡的连接和安装情况。 | 连接应无松动、断裂、老化等缺陷，雷电记录卡无缺失。 |
| 3.17.6 | 主轴承防雷装置 | 使用钢尺和塞尺测量主轴承碳刷长度和气隙间距。 | 一般情况下碳刷最小长度20mm。实际操作中应以被验收方设计参数为准。 |
| 3.17.7 | 发电机定、转子雷电保护系统 | 检查浪涌保护器等雷电保护装置的外观、标志、撞击杆、开关、接线等是否正常，检查保护记录是否真实、有效。 | 雷电保护装置外观无异常，标志、撞击杆、开关在正常位置，端子接线紧固。保护记录应真实、有效。 |
| 3.17.8 | 叶尖至叶根直流电阻测量 | 测量叶片接闪器到叶根之间的直流电阻值。 | 一般情况下，应不大于0.05Ω，操作中应参考被验收方设计要求。 | NB/T 31072 |
| 3.17.9 | 轮毂至塔架底部直流电阻测量 | 测量轮毂到塔架底部的直流电阻值。 | 电阻值不应大于0.5Ω。 | DL/T 796 |
| 3.17.10 | 机组接地电阻测量（仅陆上机组） | 测量机组接地电阻值。 | 应不大于4Ω。 | NB/T 31039 | 100%，若一年内测量过该项，转变为检查记录文件。 |
| 3.18 | 传动链振动测试与故障诊断 | 见GB/T 35854和T/CSEE 0269。 | 检查方法见GB/T 35854和T/CSEE 0269。 | GB/T 35854；T/CSEE 0269 | 100% |
| 3.19 | 油液及润滑脂化验 | 取样方法参考附录C。 | 油液化验方法及质量满足参照GB/T 33540.3、NB/T 1011和DL/T 1461的技术要求，检验周期满足DLT 1461要求。 | GB/T 33540.3NB/T 1011DL/T 1461 | 按照100%的比例检查机组定检记录。若未按定检维护要求实施该项，则按照100%比例化验。 |
| 3.20 | 外观与清洁检查 |
| 3.20.1 | 外观标识 | 检查风力发电机组内、外部标识。 | 风力发电机组外部企业标识、型号、编号等，内部各部件标识应完备、清晰。 | 被验收方提供的调试和维护技术文件 | 100% |
| 3.20.2 | 清洁情况 | 检查风力发电机组内、外部清洁情况。 | 风力发电机组内、外部应清洁、美观，没有纸屑、油污、灰尘、散落部件等。 |
| 3.20.3 | 油漆及防腐情况 | 检查风力发电机组各部件油漆及防腐情况。 | 应无油漆脱落及生锈现象。 |
| 3.21 | 在线状态监测系统 |
| 3.21.1 | 状态监测系统和数据传输软件 | a.软件运行情况。 | 状态监测软件各模块运行正常，覆盖风场全部机组的测点数据传输正常，无信号中断、数据失真等情况。数据转化软件运行正常。 | 被验收方提供的合同、调试和维护技术文件 | 100% |
| b.系统组网 | 应符合设计要求。 |
| 3.21.2 | 服务器、隔离装置 | 服务器、隔离装置数量及运行情况。 | 应符合设计要求。 | 被验收方提供的合同、调试和维护技术文件 |
| 3.21.3 | 数据采集器 | a.检查数据采集器运行情况。 | 应符合设计要求。 | 被验收方提供的合同、调试和维护技术文件 |
| b.防护箱。 | 防护箱内部元器件无烧损发黑情况、柜内无异味、柜体接地牢靠、柜内走线接线整齐、美观、合理、各传感器标识标志规范齐全，采集器电源和信号灯应常亮无故障。防护箱外观完好无变形，柜门开关正常，柜门钥匙齐全。 |
| 3.21.4 | 传感器 | a.传感器外观检查。 | 外观清洁、传感器标识信息清晰，安装牢固，无松动和掉落现象。 | 被验收方提供的合同、调试和维护技术文件 |
| b.检查各传感器灵敏度。 | 应符合设计要求。 |
| c.检查信号线外观检查。 | 信号线连接良好，部署整齐、规范，无磨损、断裂、老化现象。 |
| 3.21.5 | 资料完整性 | 检查质量保证文件、技术资料、说明书、出厂检验、试验报告、安装方案以及软件登陆账户、密码、超级管理员账户名称和密码等文件资料。 | 资料完整、齐全。 | 被验收方提供的合同、调试和维护技术文件 |
| 3.22 | 海缆 |
| 3.22.1 | 海缆检查 | 采用水下机器人通过高清摄像头、照明装置以及声呐对水下海缆的外表情况，覆盖物，海缆悬跨，海缆支撑以及海缆接头进行检查。 | 无断裂、老化、胶皮脱落、线头裸露等现象。 | GB/T32346-2015Q/GDW11316-2014被验收方提供的合同、调试和维护技术文件 | 100% |
| 3.23 | 箱变（风电机组内部） |
| 3.23.1 | 电缆及铜排 | a.断开中压开关柜开关，检查连接电缆老化及破损情况。b.观察变压器内控制电缆和供电电缆外观状况。 | a.电缆及铜排可靠且表面无老化破损。b.控制电缆和供电电缆应无磨损现象。 | 被验收方提供的合同、调试和维护技术文件 | 100% |
| 3.23.2 | 变压器 | a.断开中压开关柜开关，检查变压器表面、线圈、引线和温度控制箱进行全面的外观检查。b.检查风扇运转是否有异响，c.检查风扇接线端子是否牢固。 | a．变压器表面、线圈、引线和温度控制箱无损伤、老化及污染。b.风扇运转无异响。c.风扇接线端子应牢固、无松动。 |
| 3.23.3 | 油位指示仪 | 检验位于储油柜一侧的油位指示仪. | 油位应符合设计要求。 |
| 3.23.4 | 维护记录 | 检查箱变运行温度和历史记录、送品化验记录及绝缘电阻的测试记录。 | 各项检测及是要记录严格按照维护要求的项目和时间进行且各项记录无异常。 |
| 3.24 | 海上风机桩基 |
| 3.24.1 | 外观质量 | 机检查桩基表面质量，是否完好、有无破损、缺失。 | 桩基应完好、无破损、缺失。 | 被验收方提供的合同、调试和维护技术文件 | 100% |
| 3.24.2 | 防船舶碰撞装置 | 检查防船舶碰撞装置的外观、安装质量及功能。 | 应无损伤、安装不当，功能应正常。 |
| 注1：表中所有项目在执行时都应遵守相关安全管理规章制度。注2：对于表中所有在定检维护工作中已实施的项目，应按照100%的比例检查定检维护报告，根据情况抽1~2台机组现场检查。注3：表中所有需操作控制面板、修改控制参数和控制机组动作的项目应由风力发电机组厂家人员实际操作，验收方现场见证。注4：对于在验收过程中发现问题的项目，可在原检查比例的基础上适当扩大抽检比例。注5：出具超声波无损检测报告的人员应具备国家质量监督检验检疫总局颁发的特种设备检验检测人员证UT Ⅱ级或Ⅲ级。注6：若主机合同中包括海缆、内置箱变、海上风机桩基、防船舶碰撞装置检测则依据本规范开展验收工作。 |

# 附 录 B

（资料性附录）

风力发电机组齿轮箱内窥镜检查方法

1. 检查对象和目的

检查齿轮箱内部齿轮和轴承表面质量及油液情况。齿轮箱内能够通过内窥镜观察到的所有部件，一般包括：齿轮箱行星轮、内齿圈、低速轴、低速轴后齿轮、低速轴后轴承、中速轴、中速轴前齿轮和前轴承、中速轴后齿轮和后轴承、高速轴、高速轴齿轮、高速轴前后轴承等。

1. 人员要求
2. 操作人员应无色弱、色盲等影响正常观察的病症，熟悉齿轮箱结构，能够正确操作内窥镜；
3. 检查时以2~3人一组为宜，一人操作内窥镜控制面板观察和截图，另一人操作探头。
4. 安全要求
5. 在打开齿轮箱观察窗时，应保证操作者身体（尤其是脸部）远离观察窗，并避免在油温高于40℃时操作，以免高温油汽引起的烫伤；
6. 在调整好叶轮位置后，必须锁定叶轮锁紧销和制动盘。锁定后方能将内窥镜探头伸入箱体内；
7. 操作者应提前卸掉随身穿着和携带的手表、戒指、手链、钥匙、指甲刀等，以免上述小型物件落入齿轮箱；
8. 操作时应佩戴具有过滤功能的口罩。
9. 检查内容
10. 行星齿轮副的检查
11. 检查齿轮箱行星轮及内齿圈时，应使用硬质细管套在内窥镜探头前的线缆上，以增加线缆支撑能力，使探头进入人手无法到达的狭窄空间；
12. 一般情况下，对行星轮齿面进行抽检。每个齿轮抽取2~3个齿面进行全面检查。因为行星轮个数较多且每个齿面的工况基本相同，宜进行抽检，而一条齿面的每个位置与内齿圈的间隙及负载各不相同，所以应全面检查整条齿面的工况；
13. 查行星架是否与箱体结构件、润滑油管、喷油嘴等部位有干涉，检查行星架是否有擦伤痕迹；
14. 通常应先将叶轮调整到能够同时可观察两个行星轮的位置，检查后应将内窥镜取出并松开制动器，转动叶轮使另一个未检查的行星轮转动到观察口位置再进行检查。
15. 平行齿轮副的检查
16. 检查时应以目视为主、内窥镜为辅；
17. 平行齿的齿面较为光滑，表面轻微损伤难以通过目视发现。应用手触摸损伤表面，若触感较涩，则应进行重点检查和记录；
18. 查检完一个区域后，应低速转动平行齿轮，浏览其它未检齿面的情况。
19. 轴承检查

检查轴承滚珠及内外滚道时，一般使用弯探头，将探头深入轴承内部，通过调整角度和长度对滚珠及内外滚道进行检查。

1. 喷油位置检查

检查喷油管位置。一般情况下，齿轮箱中间级和高速级啮合区喷油管位置可见，应进行检查。喷油点位置应延齿长方向均布。同时，强制启动润滑油泵，检查主齿轮箱各个轴承及行星轮润滑出油孔出油情况。

1. 油液检查

检查齿轮箱润滑油液，不应存在变色、大量泡沫、杂质等异常现象。同时，检查齿轮箱油位，使齿轮箱停止转动，润滑系统退出，静置一段时间后检查齿轮箱油位是否在正常位置。

1. 缺陷判断和记录
2. 现场人员在发现疑似缺陷后应进行适当的对比和触摸，不宜仅依据内窥镜拍摄的图像判断；
3. 刚刚停止运行的齿轮箱存在较多的油气泡，会影响检查人员对缺陷（尤其是凹坑）的判断。凹坑颜色较暗，气泡多会反光；
4. 在对轴承的检查中，应对滚珠及内外滚道表面的磨损痕迹行进记录，记录中应明确磨损痕迹的数量及程度；
5. 轴承跑圈作为齿轮箱较为常见的问题，一般表现为轴承外圈侧壁出现的明显刮痕。跑圈一般出现在高速部分，轴承的外圈颜色会因高温出现分层现象。
6. 检查报告

报告应至少包含机组基本信息、检查人员信息、各检查位置照片及情况描述、检查结论、建议等。

1. 结果判断
2. 对于发现的裂纹、剥落、点蚀、外环跑圈、轴承损伤、油液劣化等现象，应进行整改或更换；
3. 结合振动分析结果，对既引起振动异常或超标，又存在表面损伤的问题，应进行整改或更换。

# 附 录 C

（资料性附录）

风力发电机组油品取样方法

1. 对象和目的

明确和规范风力发电机组油品取样方法。

1. 清洁要求
2. 应在取样前拆卸盖板和其他零件，并将其擦拭干净，避免污染油脂；
3. 应充分判断周围环境对油脂的影响，如雨水、风沙、油漆及化学品等；
4. 应确保取样装置、样品袋（瓶）等与样品直接接触物的清洁；
5. 取样装置应为一次性使用，不得重复使用。
6. 取样时机
7. 应尽量选取心部、颜色相对较深的润滑脂，挤压取样时刚开始流出的样品不应取留；
8. 应在机组运行至少30分钟后立即停机取样，不应对已停机一段时间的机组取样。新油加注后应在运行10小时后取样；
9. 尽量在油品处于紊流情况下取样。
10. 取样位置
11. 应在系统合适的位置取样，该位置样品能真实代表整个系统油脂。确定取样位置后，每次应尽量在同一位置取样；
12. 油品取样位置应尽量选择在滤前，如有可能，安装取样阀；
13. 相同设备的取样位置应固定，取样软管插入深度也应固定；
14. 取样软管深入取样位置时，应避免软管与箱壁和管壁的接触。
15. 取样温度

取样时应尽量保证取样温度接近系统正常运行时的温度。

1. 取样量
2. 油品取样不应少于90ml，油品装在专用的油样瓶中，样品量不应大于油样瓶体积的90%；
3. 脂类取样应不少于50g，放在封口塑料袋（瓶）中；
4. 取好的样品应立即密封保存，保证不漏油，建议油样密封后再用透明胶布固定。
5. 标签要求
6. 每取一个样品后应立即在标签上填写采集信息，防止混淆；
7. 应保证先将样品装瓶，再贴标签。以免标签上的字迹遇油溶解，影响识别；
8. 粘贴标签时应保证塑料袋（瓶）外壁的清洁和干燥，保证标签粘贴牢靠。

# 附 录 D

（资料性附录）

变桨轴承齿面磁粉探伤方法

D.1 检查对象和目的

检查变桨轴承内齿圈齿面质量情况。

D.2 检测条件及工艺参数

磁粉种类：黑磁粉

磁悬液浓度：10～25g/L

标准试片：A1-30/100

D.3 检测方法

打磨测表面，被检件表面不得有油脂、铁锈、氧化皮或其他粘附磁粉的物质。表面的不规则状态不得影响检测结果的正确性和完整性。为增强对比度，可在工件表面喷涂反差增强剂，将灵敏度试片贴在被检件上，检测前将工件润湿。

采用喷淋的方法对磁化工件施加黑磁粉磁悬液，磁悬液流速不应太快，同时磁悬液应在磁化结束前停止。采用交连续磁轭法对工件进行磁化，磁间距为75~200mm磁化电流选用交流电，磁化提升力≥45N。磁化时间应保持在1～3s。

先对灵敏度试片进行检测，当灵敏度试片上显示清晰磁痕时，在可见光照度≥1000lx下进行观察可对工件进行检测。

D.4 验收标准及记录要求

所有的线性显示均应进行记录，其中不允许存在裂纹类的线性显示。

依据制造厂提供的轴承简图，按机位、轴承编号，每处缺陷均应进行编号并准确记录其位置及长度（含齿根长度及缺陷延伸至端面的长度），缺陷照片需要保留并与缺陷记录一一对应。

附表D.1 质量分级

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 等级 | 线性缺陷磁痕 | 圆形缺陷磁痕（评定框尺寸35mm×100mm） |
| Ⅰ | 不允许 | d≤1.5，且在评定框内少于或等于1个 |
| Ⅱ | 不允许 | d≤4.5，且在评定框内少于或等于4个 |
| Ⅲ | L≤4 | d≤8，且在评定框内少于或等于5个 |
| Ⅳ | 大于Ⅲ级者 |
| 注：L为线性缺陷长度，mm；d为圆形缺陷在任何方向上的最大尺寸，mm。 |

# 附 录 E

（资料性附录）

风力发电机绝缘状态检测及评估方法

E.1 检查对象和目的

对风力发电机绝缘状态进行绝缘状态检测和评估

E.2 检测条件

应先对发电机绝缘电阻进行检测、评估，以判定是否能够进行其他试验。

E.3 绝缘电阻

E.3.1 使用仪器

采用绝缘电阻测试仪进行测量，其技术参数应符合DL/T 474.1的规定并按照GB/T 20833.4的相关规定选用适当的输出电压。

E.3.2 检测方法

E.3.2.1被测电机绕组温度不应低于5℃，且机舱内空气相对湿度宜不高于80%，露点温度应高于环境温度3K。

E.3.2.2不参与试验的其它绕组和埋置检温计等元件应与铁芯或机壳作电气连接，机壳应接地。

E.3.2.3当发电机绕组采用相接法时应分别测量各绕组对地及绕组相间的绝缘电阻；当发电机绕组采用星形接法或三角形接法时测量所有绕组对地的绝缘电阻。

E.3.2.4测量时，分别读取15s、1min和10min时的绝缘电阻值。

E.3.3 评估方法

E.3.3.1绝缘电阻测量结果应按照GB/T 20833.4的规定校正至40℃，并不低于5MΩ。

E.3.3.2发电机绕组的吸收比KI值应不小于1.3，极化指数PI值应不小于2.0。

注：当绝缘电阻值达到5000MΩ及以上时，极化指数不作为评估绝缘状态的依据，详见GB/T 20833.4规定。

E.3.3.3将测量结果与历史试验数据进行对比。对于在不同的绕组温度下的试验结果进行比较，应将结果校正到相同的温度。

E.3.3.4如果绝缘电阻、吸收比或极化指数与历史数据相比显著下降，说明被试品表面污染、受潮或严重绝缘开裂等。

E.4 介质损耗因数及电容

E.4.1 使用仪器

采用便携式介质损耗因数测试仪进行测量，其技术参数应符合DL/T 962的规定。

注：数字化介质损耗因数测试仪的使用方法按各仪器的使用说明书进行。

E.4.2 检测方法

E.4.2.1进行该项试验前，应先测量被测发电机定/转子绕组的绝缘电阻，绝缘电阻阻值应符合本文件E.3.3.1的相关规定。

E.4.2.2被测电机绕组温度不应低于5℃，且机舱内空气相对湿度宜不高于80%，露点温度应高于环境温度3K。

E.4.2.3当发电机绕组采用相接法时，则应分别测量各绕组；当发电机绕组采用星形接法或三角形接法时，测量所有绕组。不参与试验的其它绕组和埋置检温计等元件应与铁芯或机壳作电气连接，机壳应接地。

E.4.2.4定子绕组最大试验电压U应为发电机额定电压值，应不低于1000V；转子绕组最大试验电压U应为转子开路电压值。

E.4.2.5在室温条件下，分别测取试验电压为0.2U、0.4U、0.6U、0.8U、1.0U时发电机绕组的介质损耗因数tanδ和电容C。

E.4.3 评估方法

将同一台发电机绕组介质损耗因数及电容测量结果与其历史试验数据进行对比。对比时，每次测量试验应具备相似的试验条件，即机舱环境温度、相对湿度、停止运行的时间间隔、绕组温度及测试仪器。如果测量结果随着时间逐渐增大，表明绕组存在绝缘老化、受潮或部分绝缘被导电污染物所污染；电容增量越大，绝缘的劣化程度越严重。

E.5 局部放电

E.5.1 使用仪器

采用数字式局部放电测试仪进行测量，技术参数应符合GB/T 7354的规定。

注：数字化局部放电测试仪的使用方法按各仪器的使用说明书进行。

E.5.2 检测方法

E.5.2.1进行该项试验前，应先测量被测发电机定/转子绕组的绝缘电阻，绝缘电阻阻值应符合本文件E.3.3.1的相关规定。

E.5.2.2当发电机绕组采用相接法时，则应分别测量各绕组；当发电机绕组采用星形接法或三角形接法时，则测量所有连在一起的绕组。不参与试验的其它绕组和埋置检温计等元件应与铁芯或机壳作电气连接，机壳应接地。

E.5.2.3采用并联测量回路的脉冲电流法，交流电源高压出线端经低通滤波器和数字局部放电测量高压接线端同时与被测风力发电机定子或转子任意一相出线端相连，电源与数字局部放电测量接地端与被测风力发电机接地端相连。经滤波后的工频电压施加于双馈型风力发电机定子或转子绕组绝缘系统上，耦合电容将被试品上产生的局部放电信号耦合到检测阻抗，再送至数字局部放电测量。

E.5.2.4测量前，局部放电测量系统应按GB/T 7354规定进行校准。

E.5.2.5当校正完成后，通过交流电源将已明显低于起始电压预期值的电压（一般为零伏）加在发电机绕组上，逐步增加电压直到重复性放电发生，电压上升速率应不超过100V/s且不得高于规定的最大试验电压，此时的试验电压就是局部放电起始电压Ui，记录当前所加载试验电压值、局部放电脉冲峰值Qm和局部放电脉冲的相角φi等信息；之后逐渐降低电压，到无法观察到局部放电现象，此时的试验电压即局部放电熄灭电压Ue，记录当前所加载电压；然后将电压降为零，关闭交流电源。当试验电压达到最大试验电压U时仍未检测到明显的局部放电现象，则应停止加载电压，此时认为发电机绕组局部放电起始电压超过最大试验电压值，此时局部放电起始电压不应作为绝缘状态评估参量。

E.5.2.6定子绕组最大试验电压U应为发电机额定电压值，不低于1000V；转子绕组最大试验电压U应为转子开路电压值。

E.5.2.7局部放电测量试验的外界干扰或背景噪声应符合GB/T 7354规定。

E.5.3 评估方法

E.5.3.1将同一台发电机绕组的局部放电起始电压（Ui）和局部放电熄灭电压（Ue）的测量结果与其历史试验数据进行对比。如果测量结果随着时间逐渐降低，表明绕组正在经历绝缘老化。

E.5.3.2将同一台发电机绕组在相同测试电压下的局部放电脉冲峰值（Qm）的测量结果与其历史试验数据进行对比。

E.5.3.3通过局部放电脉冲的相角φi绘制PRPD图（相位图谱），确定是哪一种故障进程导致了局部放电的发生。局部放电模式识别参照GB/T 20833.1规定。

E.6 冲击波形比较

E.6.1 使用仪器

采用匝间短路测试仪进行测量，技术参数应符合GB/T 22714的规定。

E.6.2 检测方法

E.6.2.1进行该项试验前，应先测量被测发电机定/转子绕组的绝缘电阻，绝缘电阻阻值应符合本文件E.3.3.1的相关规定。

E.6.2.2冲击试验电压峰值应不低于用式（2）进行计算，并按照GB/T 8170的规定修约到百位数（百伏）的数值。

UˊP=K1×K2×UG ……………………………………..（2）

式中：

UˊP—电机绕组或线圈匝间绝缘冲击试验电压峰值，单位为伏（V）；

K1—电压系数，取√2；

K2—运行系数，取1.2；

UG—定子或转子绕组对地绝缘工频耐电压试验值（有效值），单位为伏（V）。UG按GB/T 755标准规定值选取。

E.6.2.3任选两相绕组（例如U和V），施加符合规定的冲击电压获取衰减振荡波形。依次轮换，分别在三相绕组端子间正向（U-V、V-W、W-U）和反向（V-U、W-V、U-W）上施加符合本文件E.6.2.2规定的冲击电压。比较六次试验的衰减振荡波形的重合度。

E.6.3 评估方法

E.6.3.1主要比较参数为试验波形的幅值、振荡周期、波形面积差和波形差的面积。

E.6.3.2若所显示的波形基本重合无显著差异，则该波形为无故障波形；若三组波形存在10%以上的不重合度，则三相绕组中存在故障绕组。

E.6.3.3故障判别方式参考GB/T 22714的规定。

附录F

（资料性附录）

在役风力发电机组高强度螺栓无损探伤方法

F.1 检测对象和目的

检查在役风力发电机组叶片、变桨轴承、塔筒在役高强度螺栓内部质量情况。

F.2 检测位置

叶片和变桨轴承在役高强度螺栓抽检比例不低于30%，重点检查叶片0°和90°位置螺栓。

塔筒在役高强度螺栓抽检比例不低于10%，重点检查塔筒迎风面及背风面位置螺栓。

F.3 检测方法

F.3.1 探伤仪及探头

F.3.1.1 宜采用A型脉冲反射式超声波探伤仪。仪器和探头的组合灵敏度在达到所检工件最大声程时，其余量应≥10dB。

F.3.1.2 采用直探头及小角度纵波斜探头分别从螺栓端部进行检测。

F.3.1.3 小角度纵波探头宜选用晶片频率为5MHz，根据所检螺栓规格尺寸，晶片尺寸宜选择7mm×12mm或9 mm×12mm，折射角βL取4-8.5°。直探头应选用晶片频率为5MHz，尺寸根据螺栓规格选取Φ6mm、Φ10mm、Φ14mm探头。（根据现场检测经验，采用4°小角度纵波直探头效果也很好，明显好于直探头。）

F.3.2 试块

F.3.2.1 试块的形状和尺寸应依据DL/T 694《高温紧固螺栓超声波检验技术导则》中的附录A和附录B确定。 DL/T 694-2012标准中附录A为螺栓探伤专用试块（LS-Ⅰ）；附录B为螺栓探伤便携式对比试块（LS-Ⅱ）。螺栓超声波检验试块的制造应符合JB/T 10063《超声探伤用1号标准试块技术条件》的规定。

F.3.2.2 LS-Ⅰ螺栓探伤专用试块，主要用于对探伤仪、探头性能及组合性能的测定并根据螺栓规格在试块上调整扫描速度和校准探伤灵敏度。

F.3.2.3 LS-Ⅱ螺栓探伤便携式对比试块，主要用于现场探伤时测定探头参数，调整扫描速度，校准探伤灵敏度等。

F.3.3 仪器灵敏度调节

F.3.3.1 采用人工裂纹调节灵敏度

利用结构尺寸与被探螺栓相同的无缺陷螺栓，在底部第一、二道螺纹根部制作深1mm左右人工裂纹（缺陷宽度约0.5mm）。调节灵敏度时，人工裂纹最大波高为满刻度的60%。

F.3.3.2 按螺栓端面的底波波高调灵敏度

试验得出1mm人工裂纹的反射波高与端面底波波高的分贝差，探伤时用端面底波作为参考信号调节灵敏度。

F.3.3.3 使用螺纹波调节灵敏度

探头置于螺栓端面上，调节仪器使荧光屏上相应于螺栓被探测端的位置的丝扣反射波幅调到60%基准高度作为探伤灵敏度。

F.3.4 耦合剂

甘油或黄油，最好采用超声波探伤专用耦合剂，不污染螺栓或影响螺栓预紧力。

F.3.5 探伤准备

探伤前应对螺栓端面进行打磨、除锈、除污，确保表面光滑平整。探伤前应了解螺栓结构，掌握一、二道螺纹处的位置，及螺栓种类（柔性、刚性），螺栓形状特点，避免发生误判。

F.3.6 探伤位置及扫查方式

沿被检螺栓端面锯齿形扫查一周。

F.4 结果判断

F.4.1 凡判定为裂纹的螺栓应判废。

F.4.2 采用人工裂纹调节灵敏度时，凡缺陷反射波幅高达满幅 80%时，应判定为缺陷记录。

F.4.3 凡缺陷反射波幅大于或等于丝扣波幅6dB且指示长度≥10mm，应判定为缺陷记录。

F.4.4 如能确定为螺栓结构性反射波，不应作为缺陷波记录。

F.4.5 对不足以判定的较小信号应作好记录，便于复查。

附录G

（资料性附录）

风力发电机组叶片现场动平衡测试方法

G.1 测试对象和目的

检查机组叶片可能存在的质量不平衡问题。

G.2 测试准备工作

在测试前，填写被测风力机的基本参数，如下表：

表D.1风机的基本技术参数

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 描述 | 单位 | 规格 |
| 1 | 厂家/规格 |  |  |
| 2 | 额定功率 | kW |  |
| 3 | 叶轮半径 | m |  |
| 4 | 轮毂中心高度 | m |  |
| 5 | 功率调节方式 |  |  |
| 6 | 切入风速 | m/s |  |
| 7 | 额定转速 | 转/分 |  |
| 8 | 叶轮转速范围 | 转/分 |  |
| 9 | 叶片根部直径 | mm |  |
| 10 | 叶片质量 | kg |  |
| 11 | 叶片根据加试重位置距离圆心半径 | mm |  |
| 12 | 风力机的共振转速 | 转/分 |  |

测试前应提前告知现场平衡测试过程中是否允许人员在运行状态下的风力机机舱中工作。

G.3 测试过程

G.3.1 传感器及安装

2个超低频振动加速度传感器应分别安装在主轴承径向和轴向，用于测量风机径向和轴向的振动；转速传感器应安装在轮毂水平位置，用于测量轮毂转速和键相位。

G.3.2 测试步骤

G.3.2.1 风机原始振动测量：首先，风力机组停机，搭建测试系统。然后，启动风力机组，并调至乙方要求转速。当风力机组达到稳定状态，应打开动平衡系统数据记录系统采集数据，采集时间约为30.4分钟，用于测量风机当前的振动状态和作为动平衡的初始运行状态；

G.3.2.2 加试重：根据第一步的测试情况，确定安装试重的位置；

G.3.2.3 试重运行：安装好试重带后，启动风力机组，在风力机组运行稳定后调速至初始运行的转速，并打开风力机动平衡数据记录系统进行数据采集，采集时间约为30分钟，用于试重运行状态计算；

G3.2.4 配重计算：根据前三步中的数据，可计算应施加配重的大小和位置；

G3.2.5 按照计算出的配重进行施加配重，并开机进行检验运行；

G3.2.6 如果成功，结束平衡过程，否则分析不成功原因，并重复上述步骤；

G3.2.7 撰写平衡报告和分析报告，给出叶轮是否存在质量不平衡的结论，并明确需要改变质量的叶片编号。

G.4 结果判断

目前，国内外尚没有对风力发电机叶片动平衡精度的规范和要求。鉴于风力发电机组叶片质量大、转速低、支撑条件特殊、工况复杂的特点，难以通过地面机械的动平衡精度进行推算。在这种情况下，需要宜应以动平衡前后机组低频振动幅值以及叶轮转频的1倍频前后变化情况为风力发电机叶片动平衡判定参考，判定条件为：

* 1. 通过振动测试在机舱位置测得的机舱低频振动已超标；
	2. 振动幅值和1倍频幅值在动平衡之后降低到原值的1/5以下；
	3. 若同时满足上述两条件，则可认为叶轮存在质量不平衡，责任方应重新进行静平衡测试。

# 附 录 H

（资料性附录）

最终验收技术报告

1 封1与封2

1.1 封1

封1应包括预验收报告名称、编写报告单位和日期等。

1.2 封2

封2应包括下列内容：报告名称、报告编号、项目负责单位及部门、项目负责人、项目起讫日期、主要工作人员、报告编写人、报告校阅人、审核人、批准人等。

2 报告内容

2.1 摘要

内容一般包括：工作依据；完成的工作内容；获得的主要结论。

2.2设备及工程概况

主要描述风电场主要设备的性能、指标和技术参数，风电场工程概况。

2.3工作依据及引用标准

开展风电机组最终验收的工作依据和引用标准。

2.4工作内容及过程

风电机组最终验收的主要内容以及所使用的仪器设备及检测方法。

2.5检测结果

列出各风电机组的检测结果，对问题进行分类汇总给出必要的分析，并说明问题的处理情况。

2.6结论

对风电机组最终验收进行总结评价，并得出结论，结论要科学、真实、可靠。