



江苏省可再生能源行业协会
Jiangsu Province Renewable Energy Industry Association

团 体 标 准

T/JPREIA 02-2022

风力发电机组延长服役寿命评估 方法细则

Evaluation guideline for extended service life of wind turbines

(待审稿)

2022-XX-XX 发布

2022-XX-XX 实施

江苏省可再生能源行业协会 发布

目 次

前 言	IV
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 延寿与状态评估的条件	2
4 寿命与状态评估方法	2
5 寿命与状态评估的信息	2
5.1 评估资料	2
5.2 风电机组主要部件的评估内容	3
5.3 风电机组一般组件系统功能的评估内容	4
5.4 机组运行可靠性状态的评估	4
5.5 机组主要部件寿命评估	5
5.6 机组一般组件可靠性及消耗评估	5
5.7 机组安全状态的评估	5
5.8 机组运行效能的评估	6
5.9 后续运行运营状态评估	7
6 状态评估报告内容	7
6.1 风电机组概况	7
6.2 关键部件状态评估结果	8
6.3 一般部件及分系统状态评估结果	8
6.4 风电机组健康状态评估结论	8
6.5 对机组继续使用的建议与监督措施	8

7 关键部件的健康状态评估	8
7.1 基础状态评估	8
7.2 塔架状态评估	10
7.3 主机架状态评估	15
7.4 主传动轴系状态评估	16
7.5 轮毂状态评估	18
7.6 齿轮箱状态评估	19
7.7 叶片状态评估	19
8 一般部件及分系统的状态评估	22
8.1 高强度螺栓的状态评估	22
8.2 变桨支撑轴承状态评估	24
8.3 偏航支撑轴承状态评估	24
8.4 机载变压器状态评估	25
8.5 电缆线路状态评估	27
8.6 变流器状态评估	29
8.7 发电机健康状态评估	30
8.8 主控系统状态评估	32
8.9 电动变桨系统状态评估	32
8.10 液压变桨系统状态评估	34
8.11 定桨距叶尖状态评估	34
9 机组健康度评估与延长服役年限	35
9.1 机组健康度分值与延长服役年限	35

9.2 单项不合格否决条件	35
9.3 健康度打分表编制原则	35
9.4 机组延长服役期间的再评估	35
附录 A 风电机组延长服役评分表	36

前 言

本文件按照 T/JPREIA 01-2022《风力发电机组延长服役寿命评估技术导则》给出的规则起草。

本文件由江苏省可再生能源行业协会提出。

本文件主要起草单位：上海发电设备成套设计研究院有限责任公司、国家电投集团江苏电力有限公司、国家电投集团江苏新能源有限公司、中况检测技术（上海）有限公司、重庆理工大学、河海大学、南京航空航天大学、国家电力投资集团有限公司浙江分公司。

本文件主要起草人：张水群、方超、陈城、苏俊、余从极、叶海瑞、朱兴龙、庄伟、邓志成、段豪祥、胡姚刚、李治、程相杰、林逊、柏嵩、王珑、许波峰、郭兴文、汪亚洲、王浩、李晓民、陈家颖、孙猛、谷朋泰。

本文件主要审查人：蔡新、施新春、刘思广、王文庆、汪勇、林权、何正东、徐鹏。

本文件系首次发布。

风力发电机组延长服役寿命评估方法细则

1 范围

本本件规定了超期服役风电场风力发电机组关键部件及系统进行健康状态评估的基本原则、基本步骤、评估方法以及评分内容。

本本件适用于陆上风电场定桨距、变桨距风电机组的健康状态评估及健康度评分。永磁同步等其它类型风力发电机组参照执行。

2 规范性引用文件

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

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/Z 25458-2010 风力发电机组 合格认证规则及程序

GB/T 7304-2014 石油产品酸值的测定电位滴定法

GB/T 5616-2003 常规无损探伤应用导则

GB/T 6402-1991 钢锻材超声波检验方法

GB/T 9443-1988 铸钢件渗透探伤及缺陷显示迹痕的评级方法

GB/T 19073-2003 风力发电机组齿轮箱

GB/T 35792-2018 风力发电机组 合格测试及认证

NB/T 31017-2011 双馈风力发电机组主控系统技术规范

NB/T 31018-2011 风力发电机组电动变桨控制系统技术规范

NB/T 31004-2011 风力发电机组振动状态监测导则

DL/T 666-2012 风力发电场运行规程

DL/T 793-2019 发电设备可靠性评价规程

DL/T 796-2012 风力发电场检修规程

DL/T 596-2005 电力设备预防性试验规程

T/JPREIA 01-2022 风力发电机组延长服役寿命评估导则

3 延寿与状态评估的条件

当风电机组达到设计寿命的 90%以上时；风电机组经历过台风、地震、极端风况等可能对风电机组造成破坏性时；风电机组存在其它认为需要进行寿命与状态评估的情况时，应对风电机组及风电机组主要部件或系统进行健康状态评估。

4 寿命与状态评估方法

使用风电场现有资料及日常维护记录、机组历史故障数据、机组运行状态数据、现场各定检检测报告进行评估。对重点有缺陷或失效可能的部件通过设备、仪器、试验等方法配合常规技术检查进行评估。

5 寿命与状态评估的信息

5.1 评估资料

风电机组寿命与状态评估需要下列材料：

1) 风场概况：容量、台数、机型、投运日期、设计利用小时数等。

2) 风电机组初始状态资料。包括设计依据、部件材料及其力学性能、制造工艺、结构几何尺寸、关键部件出厂质量保证书、检验证

书或记录、机组安装材料、机组法兰、塔架监造及无损检测材料等工程建设资料。

3) 风机各项技术资料：机组主要配件配置清单（厂家、型号）、参数说明书、操作说明书、维护手册、故障代码手册、故障处理手册、标准功率曲线等技术资料。

4) 风电机组现状资料。包括：风电机组故障记录、风电机组单机检修、技改档案记录、重大故障报告、事故报告、历年备品配件更换记录等。

5) 定期油样检测、焊缝等金属检测、齿轮箱内窥镜及叶片等大部件专项检查检测报告。

6) 风电机组运行过程参数资料。包括：风电机组投运时间、累计运行小时数、风电机组历年运行数据、重大故障或事件录波数据等。

7) 机组各系统定期测试试验记录：如安全链、变桨系统、偏航系统等试验记录。

5.2 风电机组主要部件的评估内容

表 1 风电机组主要部件评估表

部件名称		老化	疲劳	化学腐蚀	侵蚀	磨损	应力腐蚀	健康状况
主要部件	基础承台	√	√	√	√			
	塔架		√	√			√	
	机舱座		√	√			√	
	轮毂		√	√				
	叶片	√	√		√			
	主轴		√	√		√	√	

5.3 风电机组一般组件系统功能的评估内容

表 2 风电机组一般组件系统功能评估表

部件名称		老化	机械损伤	化学腐蚀	绝缘损坏	过载	控制失效	维修周期及其他
机械类	高强螺栓		√	√				
	传动链辅件	√	√	√				√
	齿轮箱	√	√	√				√
	偏航支撑轴承	√	√	√				√
	变桨支撑轴承	√	√	√				√
电气系统	发电机		√		√	√		√
	变流器		√		√			
	动力电缆	√	√		√	√		
	干式变压器	√	√		√	√		√
控制系统	主控制功能	√					√	√
	变桨控制功能	√					√	√
	各控制柜	√		√	√			√

5.4 机组运行可靠性状态的评估

应用数据及风场历年统计报表分析评估前 3-5 年间各风力机组运行可靠性状态。

- a) 评估前 3-5 年运行各风力发电机组正常停机故障发生率
- b) 下载历史故障数据，统计全风场各机组正常停机计数并排序。
- c) 评估前 3-5 年运行各风力发电机组快速停机故障发生率
- d) 下载历史故障数据，统计全风场各机组快速停机故障计数并

排序。

- e) 评估前 3-5 年运行各风力发电机组紧急停机故障发生率
- f) 下载历史故障数据，统计全风场各机组紧急停机故障计数并排序。
- g) 评估前 3-5 年运行各风力发电机组维护停机时间
- h) 下载历史故障数据，计算统计全风场各机组故障停机时间计数并排序。

5.5 机组主要部件寿命评估

查阅历年各机组主要部件缺陷、修理、更换及技术改进文档、历年各项专项检测、试验报告，计算各机组的主要部件的剩余寿命。

5.6 机组一般组件可靠性及消耗评估

查阅历年各机组一般部件（或最近三年备品配件）的消耗清单、维护定检记录，计算各机组的备件消耗，评估预测各机组的一般部件后期运营消耗。

5.7 机组安全状态的评估

检查并计算各风力发电机组安全风险状态。

5.7.1 各机组运行期事故、事故安全评估

统计各风力发电机组运行期发生的重大故障、事件、事故记录报告，评估各机组安全状况并排序。

5.7.2 各机组运行期安全链动作安全评估

引用历史故障记录分类出各机组安全链动作次数，计算评估各机

组安全性，并排序。

5.7.3 实际运行载荷评估各机组安全性

应用运行状态数据分析计算近 2 年内各风力发电机组实际运行载荷现状，并排序。

5.7.4 机组主要部件检测缺陷对评估各机组安全性

引用各机组主要部件打分，评估各机组的安全性，并排序，预测各风力机组后期运行的安全风险；

5.7.5 实际运行载荷评估各机组安全性

应用运行状态数据（1 分钟或 5 分钟运行）数据建模计算各机组实际运行模拟载荷，评估并排序各机组的安全性。

运行状态数据（1 分钟或 5 分钟运行）至少包含的内容：风机号；时间；平均风速；平均有功；发电机平均转速；发电机平均扭矩；桨叶 1 角度；桨叶 2 角度；桨叶 3 角度；平均风向；机舱位置平均；机舱平均轴向震动(已滤波)；机舱最大轴向震动；机舱平均侧向震动(已滤波)；机舱最大侧向震动。

5.7.6 其他不安全事件评估

5.8 机组运行效能的评估

对各风力发电机组前 2 年发电效能进行分析，评估后期运行的发电效能。

- a) 计算各风力发电机组前 2 年可利用率；
- b) 计算或测试各风力发电机组前 2-3 年功率曲线；
- c) 计算各风力发电机组前 2 年利用小时数；
- d) 计算各风力发电机组前 2 年风能利用率。

5.9 后续运行运营状态评估

预测后期风电场风资源状态、政策性对售电电价影响、当地电网电量销纳影响、后期风场运营支出，评估风电场营运状况。

5.9.1 风资源评估

对风场进行测风分析评估风电场实际风资源状况。

5.9.2 后期售电对风场运营影响

分析国家、各级电网公司相关政策，预测评估后期运营售电趋势。

5.9.3 评估弃风对对风场运营影响

分析当地电网结构与发电量增长、用电量是否平衡等，预测评估后期运营弃风率对风电场运营影响。

5.9.4 风电场风力发电机组的可靠性对风场运营影响

引用风电场风力发电机组的可靠性分析及风资源评估，评估风场发电量。

6 状态评估报告内容

6.1 风电机组概况

a) 风电机组及关键部件服役参数：运行年限、极大风速、极低温度、最高转速、最大功率、满功率运行时间。

b) 机组投运时间、累计运行小时数、紧急停机次数。

6.2 关键部件状态评估结果

关键部件、关键设备的设备性能，选取的材料性能、危险部位的应力分析结果、评估方法或判据。

6.3 一般部件及分系统状态评估结果

一般部件的检查情况及处理意见，分系统的现场检查及试验结果。

6.4 风电机组健康状态评估结论

对该台风电机组给出可以继续运行、不能继续运行，或在强化监督情况下可以继续使用的结论。

6.5 对机组继续使用的建议与监督措施

对该台风电机组包括运行方式，参数限制，重点监督的部位及部件，再次进行寿命及状态评估的预计时间等。

7 关键部件的健康状态评估

7.1 基础状态评估

风电机组的基础是风电机组安全运行的关键结构件，基础的钢筋混凝土结构易受空气和环境水的碳化、渗透、冻融、浸蚀等因素的影响，造成钢筋或混凝土的损坏，为保证机组安全运行，需要对基础进行一次评估。

7.1.1 外观检查

检查基础表面，要求基础表面完好，无裂纹，无风化、腐蚀和钢筋外露；检查基础与塔筒基础环之间是否存在缝隙。

- a) 检查基础表面，要求基础表面完好，无裂纹，无风化、腐蚀和钢筋外露等。
- b) 检查基础与塔筒基础环之间是否存在缝隙。

7.1.2 钢筋腐蚀检查检测

检查基础穿性裂纹，对较大穿性裂纹应及时进行修补，必要时进行钢筋腐蚀检测和混凝土的强度检测。对于表面出现疏松、鼓包等情况应当检测混凝土的强度，掌握混凝土的强度变化情况。查问历年基础沉降观察报告，对检测数据较大或超标的进行沉降观测检测；对软弱地基上的桩基础、受地面洪水、海边潮水或地下水等水环境变化影响的基础进行 10%沉降观测检测。

- a) 对于缝宽小于 1mm、深度小于 3mm 的非贯穿性裂纹，应及时进行修补，对于缝宽大于 1mm，深度大于 3mm 的贯穿性裂纹应当安排钢筋腐蚀检测和混凝土的强度检测。
- b) 腐蚀检测建议采用自然电位法的无损检测方式，腐蚀程度评判依据相关标准执行。

7.1.3 混凝土的强度检测

- a) 对于表面出现疏松、鼓包等情况应当检测混凝土的强度，掌握混凝土的强度变化情况。
- b) 混凝土的强度检测可采用超声回弹法。
- c) 混凝土的强度检测结果应满足基础设计值要求。

7.1.4 沉降观测

- a) 应对软弱地基上的桩基础、受地面洪水、海边潮水或地下水等水环境变化影响的基础进行沉降观测。
- b) 沉降观测宜采用精密水准仪及铜水准尺进行，在缺乏上述仪器时，也可采用精密的工程水准仪和刻度精确的水准尺进行。观察时应使用固定的测量工具和人员。每次观察均需采用环形闭合方法或往返闭合方法当场进行检查。同一观察点的两次观测差不得大于 1mm，水准测量应采用闭合法进行。
- c) 检查当年沉降观测记录与往年数据对比，不超过标准值。

7.1.5 取样试验

- a) 如果基础表面疏松、鼓包情况严重，或出现超标的裂纹，应当在非关键部位对基础混凝土、钢筋进行取样分析。
- b) 根据取样分析结果，对基础状态进行评估，计算剩余健康状态。如果分析结果已经达到报废程度，且继续运行对风电场人身、设备造成安全危害应立即停止运行。

7.2 塔架状态评估

塔架主要功能是支撑风力发电机组的机械部件、发电系统，承受机舱、风轮的作用力以及风作用在机组及塔架上的载荷。塔架的状态情况对整个风电机组的安全性、可靠性具有重大影响。

7.2.1 塔架维修及缺陷处理情况评估

对塔架进行过维修或处理的所有记录进行审查，并对所有的处理或维修过的部位进行检查前评估。

7.2.2 现场塔架检查及检测

塔架内外防腐涂层状态检查；塔筒壁减薄程度检测；塔架密封防水检查；塔架变形或损伤检查；焊缝状态检查；塔架、基础环连接状态检查；塔架倾斜检查；运行状态检查塔架系统是否存在异常；运行过程中塔架出现过维修、处理的问题。

7.2.2.1 塔架防腐系统

- a) 塔架内外防腐涂层状态：检查涂层是否存在碰伤、粉化、脱落、起泡、松动等；因自然灾害（特大风沙、冰雹等）或人为活动使涂层损伤；防腐涂层系统是否过早失效。基础环及塔筒焊缝部位防腐涂层状态是否完好。
- b) 塔架密封防水：塔架是否具备密封防水能力，包括：塔架筒节间法兰连接位置，塔架及基础环之间连接位置。
- c) 与塔架焊接连接的内附件等链接位置部件的防腐状态：内附件挂点作为与塔架内壁焊接连接的过渡部位和薄弱点，其防腐状态是否完好。
- d) 检查防腐保护系统部件状态是否完好：如阴极保护系统。

7.2.2.2 塔架腐蚀状态

- a) 防腐层损伤腐蚀：检测因防腐层损伤使金属暴露导致的腐蚀状态，包括测量防腐层损伤腐蚀的位置、大小、扩展状态。
- b) 防腐层失效腐蚀：由于防腐层自身涂装或外部环境原因，使防腐层失效，此种腐蚀易发区域大，检查失效形式及腐蚀状态。
- c) 结构损伤腐蚀：由于结构受载荷使其内部发生损伤使防腐层破坏，多因应力集中导致金属发生腐蚀，通过无损检测手段检查腐蚀状态。
- d) 塔筒壁减薄程度。

检测方法：通过测厚仪测量发生腐蚀或损伤等情况的塔筒壁钢板厚度，若测量位置发生腐蚀，测量前需对待测区域清理后再测量，测厚仪测量精度不低于 0.01mm，测量位置做好标记以备复检，并对测量位置和厚度值进行记录。

分析计算：测量塔筒钢板厚度的筒壁减薄率

$$\delta(W) = W - W_1 ; \quad c = \delta W(W) \times 100\%;$$

式中： $\delta(W)$ ——塔筒壁减薄量，单位毫米（mm）

W ——测量位置塔筒壁设计厚度，单位为毫米（mm）

W_1 ——当前测量的塔筒壁厚度，单位为毫米（mm）

c ——塔筒壁减薄率，单位为百分比（%）

判断标准：

- 1) 塔筒壁厚减薄量 $\delta(W) \leq 1\text{mm}$ 且 $c \leq 5\%$ 时，可以继续使用；
- 2) 塔筒壁厚 $\delta(W) > 1\text{mm}$ 或 $c > 5\%$ 时，塔筒不允许继续使用；
- 3) 塔筒壁减薄速率

启动条件：塔架腐蚀严重地区或塔架腐蚀状态出现异常时，启动塔筒壁减薄速率项目检测，检查塔架腐蚀状态。

检测方法：根据不同时间间隔使用测厚仪测得金属壁厚，推算出不同位置的减薄速率。

分析计算：

$$S = [(W_2 - W_1) / n] \times 12;$$

式中：

s ——塔筒壁减薄速率，单位为毫米每年（mm/a）

W ——塔筒壁原始厚度，单位毫米（mm）

W_1 ——前一时期测得金属壁厚度，单位为毫米（mm）

W_2 ——当前测得的金属壁厚，单位为毫米（mm）

n ——两次测量之间所间隔的月份数量，单位为月

判断标准：

a) 若塔筒减薄速率 $0.5\text{mm}/\text{年} > s > 0.1\text{mm}/\text{年}$ ，则需查明原因并对机组进行相应防腐蚀处理。

b) 塔筒减薄速率 $s > 0.5\text{mm}/\text{年}$ ，出现此类情况小于 5 处时需要停机对机组进行全面检查和修复后并证实修复后机组方可在运行。

c) 塔筒减薄速率 $s > 0.5\text{mm}/\text{年}$ ，出现此类减薄情况大于 5 处（每处缺陷按照直径为 80mm 圆形区域划分）则机组未经处理不得运行。

7.2.2.3 变形状况

a) 筒节变形：对塔架整体变形状态进行宏观检查。若发现可见宏观变形，则通过激光测量仪等设备对塔筒尺寸进行测量、记录和分析。

b) 塔架法兰变形：检查塔架法兰包括顶法兰、中间法兰、底法兰、基础环法兰是否发生变形。

c) 塔筒门框变形：塔筒门框是风电机组塔架的薄弱位置，作为薄弱位置，塔架门框增强加厚，其受载荷情况复杂。测量塔筒门框是否存在变形、弯曲。

7.2.2.4 损伤缺陷

a) 外力损伤：对包括整个塔架要进行损伤检查，对于外力损伤主要是从损伤的方式、发生时间、损伤程度、扩展的情况、发展的趋势等方面给出判断和评价。

b) 自发损伤：对于由于机组运行、塔架设计、制造或外部载荷等原因引起的塔架损伤，也需对其损伤机理、发生时间、严重程度、扩展情况进行评价。损伤检查首先通过宏观目视方式进行，若无异常则无需其他方式检查。若存在异常则需对异常周边及

结构关联区域进行针对性检查，若损伤情况目视无法探清，需通过无损检测等方式进行检测。若异常情况存在一定普遍性则需对其他同类机组进行抽检，抽检比例根据异常情况严重度及发生频率确定。

7.2.2.5 焊缝状态检查

检查塔架焊缝状态是否出现异常，如裂纹、变形、开裂等状况，对于发现异常进行无损探伤。

7.2.2.6 塔架、基础环连接状态

检查塔架与基础环、基础环与机组基础连接状态是否出现异常。

7.2.2.7 塔架倾斜检查

塔筒倾斜检查通过宏观检查进行，每 5 年至少进行 1 次仪器测量，若宏观检查塔筒倾斜存在异常则需安排仪器测量，并根据倾斜情况专门定制复检周期方案。塔筒倾斜测量可通过全站仪、基础环法兰倾斜等方法进行。塔筒倾斜测量主要是通过宏观检查、现场测量、现场检查、数据记录、历史数据及变化趋势综合分析。通过全站仪测量需考虑现场风况，合理控制风对塔架影响带来的误差。

7.2.2.8 机组运行状态塔架检查

在运机组运行状态检查塔架系统是否存在异常。

7.2.2.9 历史维修、处理区域状态检查

对于机组运行过程中塔架出现过维修、处理的问题，需要在健康状态评估中对塔架相关操作进行再次检查，检查维修、处理的位置是否再次出现异常。

7.3 主机架状态评估

风电机组机架是结构和受载最复杂的承载部件之一，长期运行之后由于金属材料的疲劳容易造成内部缺陷的扩展或焊缝的开裂。在风电机组运行一定周期之后，应当对机架进行一次全面的检查，确保机架无缺陷。

7.3.1 外观检查

- a) 检查主机架表面，要求表面完好，无变形、裂纹、锈蚀或破损。
- b) 检查主机架与塔筒连接部位，连接状况良好，螺栓无锈蚀、断裂。
- c) 检查主机架与主轴轴承座连接部位，连接状况良好，螺栓无锈蚀、断裂。
- d) 检查主机架齿轮箱连接部位，连接状况良好，螺栓无锈蚀、断裂。
- e) 检查副机架与发电机连接部位，连接状况良好，螺栓无锈蚀、断裂。
- f) 检查副机架与主机架连接部位，连接状况良好，螺栓无锈蚀、断裂。
- g) 检查主机架、副机架焊缝部位，要求表面无裂纹、锈蚀或破损。焊缝部位检查时还需重点关注热影响区油漆是否有开裂，如果有开裂，则进行去油漆检查，确认是否机架开裂。

7.3.2 机架安全性评定

- a) 风电机组机架安全性评定主要采用无损检测，包括超声探伤、磁粉探伤等。
- b) 参与机架缺陷安全评定的无损检测人员必须持有效资格证件。

- c) 对于焊缝出现裂纹问题的机架，应对该机组机架所有其他焊缝进行无损检测。另抽取 10%的同一批次其他机组同部位焊缝进行无损检测。
- d) 机架无损检测必须给出单个缺陷的二维尺寸（缺陷长度和深度）、单个缺陷之间的间距根据制造工艺选用相应标准进行评判。

7.4 主传动轴系状态评估

风电机组主轴主要承载来自叶轮的弯矩和扭矩等载荷，是传动链中关键承载部件。其损伤机理主要是弯曲和扭转等复合交变载荷引起的疲劳，并最终导致疲劳裂纹和断裂。对于主轴关键部件的状态评估主要包括主轴运行和检修记录、现场外观检查、在役无损检测，必要时进行受力状态分析和疲劳健康状态评估、以及材料性能检测等。

7.4.1 主轴运维台账资料和现场检查运维台账资料

- a) 主轴的运行维护记录资料；
- b) 轴承和轴承箱的运行维护记录资料；
- c) 主轴振动监测资料和轴承润滑脂检测资料；
- d) 同类型号主轴及支撑系统的异常记录和检修记录。

7.4.2 现场检查内容

- a) 目视方法检查主轴及支撑系统的功能性和完整性，确定设备能否正常工作；
- b) 主轴是否存在宏观缺陷，外部表面变形、划痕、防腐漆剥落等宏观检查；
- c) 轴承箱体有无变形，螺栓是否存在松动、断裂；

- d) 目测检测主轴与齿轮箱输入轴连接，检查连接位置的打滑、主轴表面磨损以及相对转动，评估主轴损伤程度。

7.4.3 主轴的在役无损检测

- a) 采用渗透或磁粉等检测方法检查主轴的表面裂纹，缺陷的评估标准为 JB/T 4730-2005。
- b) 采用超声检测方法检测主轴内部缺陷，重点检查主轴与轴承连接区域的内部裂纹，采用 JB/T4730 评估裂纹的等级；若有危害缺陷，主轴不可用。

7.4.4 主轴材料性能检测

- a) 主轴的材料性能测试应在出现主轴断裂或通过现场在役无损检测明确主轴缺陷的条件下执行。
- b) 在主轴应力集中和现场检测发现缺陷的区域取样进行相关的材料性能试验；并与主轴材料牌号相同、工艺相同的原材料进行试验对比。
- c) 通过材料性能检测评估主轴状态和健康状态，主要根据其损伤机理进行力学性能检测和物理性能检测以及微观组织老化评价。
 - 1) 力学性能检测包括拉伸与冲击性能、硬度、断裂韧度、疲劳健康状态曲线。
 - 2) 物理性能检测包括结构关键尺寸、主轴轴承和齿轮箱连接区域表面粗糙度。
 - 3) 微观组织评价包括主轴轴承连接区域近表面金相组织对比，裂纹区域的微观组织损伤等。

7.5 轮毂状态评估

风电机组轮毂是受交变载荷最复杂的承载部件之一，长期运行之后由于金属材料的疲劳容易造成内部缺陷的扩展或焊缝的开裂。在风电机组运行一定周期之后，应当对机架进行一次全面的检查评估。

7.5.1 外观检查

- a) 检查轮毂表面，要求表面完好，无变形、裂纹、锈蚀或破损。
- b) 检查轮毂与变桨支撑轴承连接部位，连接状况良好，螺栓无锈蚀、断裂。
- c) 检查轮毂与主轴连接部位，连接状况良好，螺栓无锈蚀、断裂。
- d) 检查轮毂与轮毂架连接部位，连接状况良好，螺栓无锈蚀、断裂。
- e) 要求表面无裂纹、锈蚀或破损。焊缝部位检查时还需重点关注热影响区油漆是否有开裂，如果有开裂，则进行去油漆检查，确认是否轮毂开裂。

7.5.2 机架安全性评定

- a) 风电机组轮毂安全性评定主要采用无损检测，包括超声探伤、磁粉探伤等。
- b) 无损检测人员必须持有有效资格证件。
- c) 对于应力区出现裂纹问题的轮毂，应对该机组轮毂所有其他应力区进行无损检测。另抽取 10% 的同一批次其他机组同部位应力区进行无损检测。
- d) 轮毂无损如有缺陷，检测必须给出单个缺陷的二维尺寸（缺陷长度和深度）、单个缺陷之间的间距根据制造工艺选用相应标准进行评判。

7.6 齿轮箱状态评估

风电机组齿轮箱本体及润滑系统总成，通过宏观检查、仪器检测等手段对当前关键部件的损伤程度进行评估，从而保障在临近或超出风电机组设计健康状态阶段的正常运行。齿轮箱健康状态评估具体内容：外观检查、内窥镜检查、油样检测，润滑系统及冷却系统检查。

7.6.1 齿轮箱及辅助部件评估方法

- a) 齿轮箱外观检查，主要通过目视方法检查各总成系统及关键部件的功能性和完整性，确定设备能否正常工作。通过内窥镜检查是否存在宏观缺陷，以及变形、裂纹、磨损和剥落等零部件损坏等；历史运行状态、振动数据、油液检测报告等全面评估齿轮箱健康状态。
- b) 润滑系统的检查，通过目视检查和功能检测等方式，检查润滑管路，齿轮箱电机和泵等辅助系统的损坏，具体包括电机、管路、过滤器堵塞等；检查运行温度、压力，目视检查系统及管道是否漏油等现象。运行参数正常。
- c) 冷却系统的检查，通过目视检查和功能检测等方式，检查冷却管路，风扇电机和冷却器等辅助系统的损坏，管路、温控阀损坏堵塞；检查运行温度、压力，目视检查系统及管道是否漏油等现象。运行参数正常。

7.7 叶片状态评估

风电机组叶片健康状态评估主要规定了叶片的检查方法、检查项目、失效判定标准，并最终得到叶片健康状态评估结果。

7.7.1 叶片检查方法

- a) 叶片检查方法有目视法、敲击法、无损检测法和破坏性检查等，按是否可接近叶片可以分为接近式和非接近式。
- b) 要求首先采用目视法和敲击法对叶片进行检查，当叶片主梁位置发现微裂纹，横向裂纹，旧伤等现象，可能存在褶皱，粘接不全等严重问题，无法从观察或打磨直接判断的，建议对叶片主梁内部、壳体及腹板结构胶粘接情况进行无损检测（主要采用超声检测），检查叶片内部是否存在孔洞、分层、褶皱、脱胶和结构胶不均匀等缺陷。
- c) 接近式检查采用蜘蛛人、小平台、大平台、升降平台等进行检查。非接近式采用望远镜、飞行器、照相机、机器人等进行检查。因不同方法在设备性能、操作经验等方面存在较大差异，本导则不规定具体检查方法，只以检查效果确定其方法是否可行。无论何种检查，检查结果应至少包括清晰照片，损伤在叶片的轴向、径向位置、损伤的尺寸等。

7.7.2 叶片检查项目

- a) 对叶片防雷通道进行导通电阻测试，定桨距机组超过 $1\ \Omega$ ，变桨距机组超过 $50\text{m}\ \Omega$ 的，机组不允许运行。
- b) 叶片存在哨声、振动等明显异常的，机组不允许运行。
- c) 叶片前缘是否有开裂，有腐蚀，有照片，有编号，有缺陷尺寸。
- d) 叶片后缘是否有开裂，有破损，有照片，有编号，有缺陷尺寸。
- e) 叶片表面是否有横向，纵向裂纹，有照片，有编号，有缺陷尺寸。
- f) 叶片外部玻纤层是否有分层，有照片，有编号，有缺陷尺寸。

- g) 叶片表面涂料是否有裂纹、腐蚀、起皮、剥落、沙眼，有照片，有编号，有缺陷尺寸。
- h) 叶片表面雷电接收器是否完好，有照片，有编号，有缺陷尺寸。
- i) 叶片排水孔是否堵塞，有照片，有编号，有缺陷尺寸。
- j) 叶片表面附件如涡流板，降噪胶带等是否有损坏，有照片，有编号，有缺陷尺寸。
- k) 叶片表面是否有雷击的损伤，有照片，有编号，有缺陷尺寸。
- l) 叶片腹板与叶片壳体之间粘接是否正常，有照片，有编号，有缺陷尺寸。
- m) 片后缘两壳体间粘接是否正常，有照片，有编号，有缺陷尺寸。
- n) 叶片前缘两壳体间粘接是否正常，有照片，有编号，有缺陷尺寸。
- o) 叶片内部表面是否正常，有照片，有编号，有缺陷尺寸。
- p) 叶片内部导雷线、导雷卡（雷电记录卡）是否正常。
- q) 叶片内部芯材与玻纤连接是否正常。
- r) 叶片内部芯材之间的缝隙是否正常。
- s) 叶片内部是否有水。

7.7.3 叶片检查范围

叶片检查范围必须包含：叶根、叶片前缘、叶片后缘、叶尖、叶片主复合层（主梁）、叶片主支架（腹板）、叶片导雷线、叶片疏水孔。

7.7.4 叶片失效判定标准

- a) 叶片主复合层（主梁）损伤 10%以上（倒推出百分比），且位于主梁长度方向 1/3 至 2/3 区域范围内。
- b) 叶片主支架（腹板）定位超出主复合层（主梁）边缘。
- c) 主梁梁边发白>10 层且在粘接区域。
- d) 叶片前缘或后缘长距离扭曲开裂。
- e) 叶片导雷线与叶片主支架脱离。

8 一般部件及分系统的状态评估

8.1 高强度螺栓的状态评估

8.1.1 高强度螺栓的状态评估内容

塔架与基础连接螺栓、塔架连接螺栓、塔架与机舱连接螺栓、主轴螺栓、叶根螺栓。

8.1.2 高强度螺栓检查方法

- a) 宏观检查：宏观检查比例 100%，螺栓不得出现断裂，无可见变形，若出现螺栓断裂、可见变形或异常，机组停止运行并对机组进行螺栓无损探伤。
- b) 无损探伤：探伤数量按 5%抽检，且每个安装位置抽检数量不少于 3 支，具体比例根据现场情况确定，螺栓按照均匀分布方式选取。表面缺陷检查应符合 GB/T5779.1 的要求。超声探伤应符合下表中的检测要求，不满足表中要求机组不得运行，并对超声探伤出现超标的同类螺栓进行性能试验，并对问题螺栓及周边螺栓进行更换。

表 3 螺栓超声检测要求

检测项目	单个缺陷	多个缺陷	长条形缺陷	背面回波幅度	标准
检测要求	缺陷回波高度小于等于 30%	缺陷回波高度小于等于 30%，间距大于 25mm	缺陷回波高度小于等于 30%，缺陷指示长度等于 5mm，允许存在两处	不小于 80%	GB/T10660

c) 性能实验：对出现探伤缺陷的螺栓进行性能试验，对每批次探伤缺陷超标螺栓的性能试验螺栓抽检数量不少于 1 支，同时根据情况选择是否对探伤缺陷螺栓同类的正常螺栓进行性能实验，螺栓按照均匀分布方式选取。螺栓的性能等级为 10.9 级和 8.8 级，其机械性能应符合（标准）GB/T3098.1-2010 中 10.9 级的要求。

表 4 8.8 级螺栓机械和物理性能

序号	项目	方法	规格	参数	标准
1	抗拉强度 Rm	螺栓拉伸试验	$d \leq 16\text{mm}$	不低于 800MPa	GB/T 3098.1
			$d > 16\text{mm}$	不低于 830MPa	
2	保证应力 Sp	螺栓拉伸试验	$d \leq 16\text{mm}$	不低于 580MPa	
			$d > 16\text{mm}$	不低于 600MPa	
3	机械加工试件断后伸长率 A	试件拉伸试验		不低于 12%	
4	机械加工试件断面收缩率 Z	试件拉伸试验		不低于 52%	

表 5 10.9 级螺栓机械和物理性能

序号	项目	方法	参数	标准
1	抗拉强度 Rm	螺栓拉伸试验	不低于 1040MPa	GB/T 3098.1
2	保证应力 Sp	螺栓拉伸试验	不低于 830MPa	
3	机械加工试件断后伸长率 A	试件拉伸试验	不低 9%	
4	机械加工试件断面收缩率 Z	试件拉伸试验	不低 48%	

螺母的性能等级为 10 级，其机械性能应符合 GB/T3098.2-2000 中 10 级的要求。

8.2 变桨支撑轴承状态评估

8.2.1 变桨支撑轴承状态评估内容

- a) 检查变桨支撑轴承轮齿的点蚀、啮合间隙、断齿、变形和疲劳断裂保证支撑轴承运转良好。
- b) 目视检查各润滑系统及关键部件的功能性和完整性，确定设备能否正常工作，以及是否存在宏观缺陷。
- c) 调取或下载 SCADA 运行，对比 3 个变桨系统各运行参数（电流、温度、角度、力矩等）的差异，查找变桨系统可能存在的运行缺陷，保证辅助系统运行正常。

8.2.2 变桨支撑轴承状态评估

- a) 变桨支撑轴承外观检查，确认轮齿的点蚀、胶合、断齿、变形和疲劳断裂等，观察运行时轴承噪声、振动等异常。目测有缺陷时进行无损检测，主要通过表面检测和超声检测的方法。
- b) 测量支撑轴承齿轮啮合间隙是否合格。
- c) 目视检查各润滑系统及关键部件的功能性和完整性，确定设备能否正常工作，以及是否存在宏观缺陷。
- d) 调取或下载 SCADA 运行，对比 3 个变桨系统各运行参数（电流、温度、角度、力矩等）的差异，查找变桨系统可能存在的运行缺陷。

8.3 偏航支撑轴承状态评估

8.3.1 偏航支撑轴承状态评估内容

- a) 检查偏航支撑轴承大小齿轮的点蚀、啮合间隙、变形和疲劳断裂保证支撑轴承运转良好。

- b) 目视检查各润滑系统及关键部件的功能性和完整性,确定设备能否正常工作,以及是否存在宏观缺陷。
- c) 外观检查偏航减速机本体漏油、机械损伤、振动、噪声,保证减速机运行正常。

8.3.2 偏航支撑轴承状态评估

- a) 检查偏航支撑轴承大小齿轮的点蚀、变形和疲劳断裂裂纹。
- b) 检查测量大小啮齿面合间隙是否符合标准。
- c) 目视检查各润滑系统及关键部件的功能性和完整性,确定设备能否正常工作,以及是否存在宏观缺陷。
- d) 检查偏航减速机油质是否合格。
- e) 外观检查偏航减速机本体漏油、机械损伤、振动、噪声,保证减速机运行正常。
- f) 调取或下载 SCADA 运行,对比各个偏航电机各运行参数(电流、力矩等)的差异,查找偏航系统可能存在的运行缺陷。

8.4 机载变压器状态评估

8.4.1 机载变压器状态评估内容

检查测量绝缘损坏情况、设备老化、过载、机械损伤等评估

8.4.2 机载变压器状态评估方法

- a) 外观检查: 宏观检查比例 100%, 检查变压器的稳定性和垂直性、漆层的状态、锈迹、所有部件是否有裂纹及放电痕迹。
- b) 实验测试: 对于外观检查不合格的机载变压器,进行实验测试。测量项目包括绕组直流电阻、绕组绝缘电阻、吸收比或(和)极化指数。实验测试合格的机载变压器在以后的运行当中应当

加强监控。实验测试不合格的变压器判定为整体不合格，应立即进行维修或更换。机载变压器的状态评估试验项目、方法和标准见表 6。

- c) 采用直流电桥法测量绕组直流电阻，对于 1.6MVA 以上变压器，各相绕组电阻相互间的差别不应大于三相平均值的 2%，无中性点引出的绕组，线间差别不应大于三相平均值的 1%；对于 1.6MVA 及以下的变压器，相间差别一般不大于三相平均值的 4%，线间差别一般不大于三相平均值的 2%。如电阻相间差在出厂时超过规定，制造厂已说明了这种偏差的原因，则与以前相同部位测得值比较，其变化不应大于 2%。无励磁调压变压器应在使用的分接锁定后测量。

不同温度下的直流电阻值按下式换算：

$$R_2 = R_1 \left(\frac{T + t_2}{T + t_1} \right)$$

式中， R_1 、 R_2 分别为在温度 t_1 、 t_2 时的电阻值； T 为计算用常数，铜导线取 235，铝导线取 225。

- d) 采用 2500V 或 5000V 兆欧表测量绕组绝缘电阻、吸收比或(和)极化指数，包括测量一次绕组对二次绕组和外壳绝缘电阻、二次绕组对一次绕组和外壳绝缘电阻。其中绝缘电阻换算至同一温度下，与前一次测试结果相比应无明显变化；吸收比(10~30℃范围)不低于 1.3 或极化指数不低于 1.5。
- e) 测量绝缘电阻前被试绕组应充分放电，尽量使每次测量温度相近，尽量在温度低于 50℃时测量，不同温度下的绝缘电阻值一般可按下式换算，吸收比和极化指数不进行温度换算：

$$R_2 = R_1 \times 1.5(t_1 - t_2) / 10$$

式中， R_1 、 R_2 分别为温度 t_1 、 t_2 时的绝缘电阻值。

表 6 机载电力变压器状态评估试验项目、方法和标准

序号	项目	方法	标准
1	绕组直流电阻	直流电桥法	参见 10.2.1 c) 条
2	绕组绝缘电阻、吸收比或(和)极化指数	兆欧表	
3	宏观检查	目视	检查变压器的稳定性和垂直性、漆层的状态、锈迹、所有部件是否有裂纹及放电痕迹

8.5 电缆线路状态评估

8.5.1 电缆线路状态评估内容

检查绝缘损坏、老化、过载和机械损伤

8.5.2 电缆线路状态评估方法

- a) 100%外观检查电缆固定点等是否有机机械损伤缺陷，老化现象。
- b) 运行检查：检查机组运行记录是否有电缆相关缺陷，检查比例100%。
- c) 现场检测：现场中有缺陷的单根电缆应进行现场检测，检查项目包括宏观检查、电缆头局放检查和电缆发热检测。可判定电缆整体状态为合格但应加强监控。
- d) 对现场检测有缺陷时应进行实验测试，试验项目包括：测量电缆主绝缘绝缘电阻。35kV 及以上电缆还可选做电缆外护套绝缘电阻测量、电缆内衬层绝缘电阻测量、铜屏蔽层电阻和导体电阻比测量以及直流耐压试验。如以上评估均不合格，则电缆整体状态判定为不合格。橡塑绝缘电力电缆线路的试验项目、方法和标准见表 7。

- e) 测量电缆主绝缘电阻时, 0.6/1kV 电缆用 1000V 兆欧表;
0.6/1kV 以上电缆用 2500V 兆欧表(6/6kV 及以上电缆也可用 5000V 兆欧表)。
- f) 对电缆的主绝缘作直流耐压试验或测量绝缘电阻时, 应分别在每一相上进行。对一相进行试验或测量时, 其它两相导体、金属屏蔽或金属套和铠装层一起接地。耐压试验后, 使导体放电时, 必须通过每千伏约 $80\text{k}\Omega$ 的限流电阻反复几次放电直至无火花后, 才允许直接接地放电。直流耐压试验电压值按表 7 规定, 加压时间 5min, 不击穿; 耐压 5min 时的泄漏电流不应大于耐压 1min 时的泄漏电流。
- g) 金属屏蔽或金属套一端接地, 另一端装有护层过电压保护器的单芯电缆主绝缘作直流耐压试验时, 必须将护层过电压保护器短接, 使这一端的电缆金属屏蔽或金属套临时接地
- h) 铜屏蔽层电阻和导体电阻比的试验方法: 用双臂电桥测量在相同温度下的铜屏蔽层和导体的直流电阻。当前者与后者之比与投产时相比增加时, 表明铜屏蔽层的直流电阻增大, 铜屏蔽层有可能被腐蚀; 当该比值与投产时相比减少时, 表明附件中的导体连接点的接触电阻有增大的可能。

表 7 橡塑绝缘电力电缆线路的试验项目、方法和标准

序号	项目	方法	标准
1	电缆主绝缘绝缘电阻	兆欧表	对照上次测量数据无明显变化
2	电缆外护套绝缘电阻	500V 兆欧表	每千米绝缘电阻值不应低于 $0.5\text{M}\Omega$
3	电缆内衬层绝缘电阻	500V 兆欧表	每千米绝缘电阻值不应低于 $0.5\text{M}\Omega$
4	铜屏蔽层电阻和导体电阻比	见 10.2. f) 条	对照投产时测量数据无明显变化
5	直流耐压试验	直流耐压测试仪	
6	电缆头局放检测	局放检测仪	是否有局放现象

7	电缆发热检测(含电缆头)	红外温升测试仪	温度是否超过电缆设计温度极限
8	宏观检查	目视	是否有裂纹、磨损、腐蚀、变形及放电痕迹,颜色是否异常
9	运行记录检查	目视	电缆是否出现过运行缺陷

表 8 橡塑绝缘电力电缆的直流耐压试验电压 (kV)

电缆额定电压 U ₀ /U	直流试验电压	电缆额定电压 U ₀ /U	直流试验电压
1.8/3	11	21/35	63
3.6/6	18	26/35	78
6/6	25		
6/10	25		
8.7/10	37		

注：电缆额定电压 U_0/U =额定电压/相间电压

8.6 变流器状态评估

8.6.1 变流器状态评估内容

变流器状态评估主要针对风电机组变流器的各项性能是否仍然符合机组运行要求进行状态评估。

8.6.2 变流器状态评估方法

- a) 在正常实验环境条件下,变流器各独立电路与外露的可导电部分之间,以及与各独立电路之间,用直流绝缘电阻表,测量其绝缘电阻,应不小于 $1M\Omega$ 。

正常实验环境条件为:

- 1) 环境温度: $-5^{\circ}C \sim +40^{\circ}C$ 。
 - 2) 相对湿度: $\leq 90\%$ ($20^{\circ}C$ 以下)。
 - 3) 大气压力: $79.5kPa \sim 106kPa$ 。
- b) 在允许的发电机转速范围内和规定的负荷等级下,变流器能正常控制自身的并网操作和相应功率的输出。
- c) 并网切入电流

1) 双馈型机组发电机并网切入电流应不超过双馈发电机定子绕组额定电流峰值。

2) 永磁型机组变流器并网切入电流应不超过变流器电网侧额定电流的峰值。

d) 变流器的各种故障保护如：过电流保护、缺相保护、浪涌过电压保护、电网电压不平衡保护、接地故障保护、冷却系统故障保护、过热保护、发电机超速保护、过/欠电压保护、通讯故障保护等功能能够正常动作。

e) 变流系统与主控系统能够正常通信，能够正常接收主控系统指令和反馈变流系统当前状态。

f) 在额定运行条件下，变流器应具有一定的功率因数调节能力，并符合产品手册规定。

g) 变流器满载连续运行时间应不小于 72h。

h) 并网接触器能正常开断，且并网接触器的开断总次数应该小于并网接触器产品手册规定的最大次数，总次数可用机组并网总次数近似代替，如果并网次数的数据记录不全，则用已有的记录数据按天平均然后乘以机组运行的总天数近似代替。

8.7 发电机健康状态评估

8.7.1 发电机健康状态评估内容

风电机组发电机的状态评估主要检测风电机组的机械性能及电气绝缘是否仍然符合机组运行要求。同时，检查发电机是否存在性能劣化和效率降低等现象。

8.7.2 发电机健康状态评方法

发电机能够正常运行，日常维护中故障率和可利用率在集团指标要求范围内，可以实现正常满发，各参数在运行时在正常范围内，无报警记录。

- a) 检查维护质量：通过对维护记录的检查，确认发电机是否按规定周期进行维护，维护项目记录是否正常、齐全。
- b) 检查发电机的异常与缺陷处理情况。
- c) 检查发电机外观是否存在锈蚀、掉漆、磕碰、变形、防护等问题。
- d) 发电机外观及零部件检查：包括机壳、电缆外观，地脚螺栓力矩标识，散热器清洁度，滑环室碳粉堆积情况，接地碳刷等。
- e) 通过 SCADA 运行数据分析发电机性能：包括查看机组能否满发，运行参数是否正常。
- f) 通过 SCADA 运行数据检查发电机类故障记录及故障原因。
- g) 根据标准 GB 755-2008 的要求对发电机绕组温度进行检查，同时检查发电机轴承的温升。
- h) 根据标准 GB/T 15543-2008 的要求对风电机组运行中的电压、电流进行检查。
- i) 实验测试：发电机能够正常运行，但日常维护中故障率和可利用率不能达到集团指标要求范围内，有机组不能实现正常满发，个别发电机出现过机械失效或严重电气故障。各参数在运行时出现报警记录或有明显接近报警值的情况时，应启动二级评估，对发电机进行试验测试。
- j) 根据标准 GB 50150-2006 的要求进行电气绝缘检查：包括直阻检查，绕组平衡度检查，绝缘电阻检查。

- k) 根据标准 VDI3834 的要求对发电机机械振动进行检查, 其他机械检查包括: 对中检查, 连接件和密封件检查, 润滑功能检查。

8.8 主控系统状态评估

8.8.1 主控系统状态评估内容

主控系统状态评估控制系统的状态评估主要针对风电机组的主控系统与变桨系统、主控系统与变流器等系统的各项性能是否仍然符合机组运行要求进行状态评估。

8.8.2 主控系统状态评估方法

- a) 主控制器能够与变流器、变桨系统和中央监控系统正常通信, 能够正常控制和监视变流器和变桨系统, 能够实现机组的正常数据监控。
- b) 当机组状态失常时, 反映机组状态的状态码能够有效激活, 且任意一个状态码激活时, 主控系统能够根据状态码属性准确做出相应报警或停机操作。
- c) 串入安全链回路的任意一个信号断开时, 如急停、超速、过振动、过扭缆等, 安全链系统能够正常动作, 如果主控制器工作正常, 应能记录相关事故追忆数据。

8.9 电动变桨系统状态评估

8.9.1 电动变桨系统状态评估内容

评估电动变桨控制系统与主控通讯、联锁; 变桨控制系统独立保护系统正常。

8.9.2 电动变桨系统状态评估方法

- a) 变桨系统与主控系统能够正常通信，能够正常接收主控系统指令和反馈变桨系统当前状态。
- b) 通过人机界面能够进行变桨系统的参数设置和查看，能够对编码器的 0° 位置和限位开关的位置进行校准。
- c) 正常运行时能够接收风力发电机组控制系统指令，实时调节桨距角，能够依据主控要求自动启动、自动变桨、自动顺桨等；能够通过人机界面进行手动变桨；变桨系统应能在整个变桨范围内正常工作，桨叶同步，且变桨性能满足以下技术要求：
 - 1) 三个桨叶变桨的最大速率不小于 $6^\circ /s$ 。
 - 2) 变桨驱动器的控制精度不大于 0.05° 。
 - 3) 三个桨叶不同步度推荐值不大于 2° 。
 - 4) 变桨系统在电网掉电、与主控系统出现通信故障时、安全链断开时能够自动完成安全顺桨。
 - 5) 变桨系统能实时监测设备的各种故障或异常情况，有事故记录信息并能及时上送控制系统。
 - 6) 电池后备电源系统容量能够满足标准规定要求
 - a) 电池后备电源系统容量能够满足桨叶在规定载荷情况下完成 3 次紧急顺桨动作的要求或通过检测电池内阻间接得到的电池容量不低于标称容量的 80%，规定载荷按照 GB 18451.1-2001 中 7.4 的规定。
 - b) 电容后备电源系统容量能够满足桨叶在规定载荷情况下完成 1 次以上顺桨动作的要求。规定载荷按照 GB 18451.1-2001 中 7.4 的规定。

8.10 液压变桨系统状态评估

8.10.1 液压变桨系统状态评估内容

评估变桨控制系统与主控通讯、联锁；变桨控制系统独立保护系统正常。液压系统功能正常。

8.10.2 液压变桨系统状态评估

- a) 通讯系统能够正常接收主控系统指令和反馈变桨系统当前状态。
- b) 变桨系统能够依据主控要求自动启动、自动变桨、自动顺桨等；能够通过人机界面进行手动变桨；变桨系统应能在整个变桨范围内正常工作，桨叶同步，且变桨性能（速率、精度和同步度）满足厂家设计要求。
- c) 变桨系统在电网掉电、安全链断开时能够自动完成安全顺桨。
- d) 液压变桨系统变桨蓄能器在泄压、保压和工作时的压力要求应与厂家规定的压力值相符。
- e) 调整叶片角度时，变桨缸体无异常振动和噪音，缸体连接油管、接头及密封无损伤和渗漏。

8.11 定桨距叶尖状态评估

叶轮正常旋转时，叶尖能保持在正常位置，在电网掉电、安全链断开时，叶尖能够全部甩出。

9 机组健康度评估与延长服役年限

9.1 机组健康度分值与延长服役年限

机组健康度评估采用分项打分法评估各机组健康度，具体方法详见附录 A，机组健康度打分占评价总分 70%以上建议延寿 3 年，健康度打分占评价总分 80%以上建议延寿 5 年。

9.2 单项不合格否决条件

以下单项评价任一项不合格的机组不得延长服役：主要部件评价中任一项低于占分 65%以下、机组安全性评价低于占分 65%以下、主控系统中控制功能评价低于占分 80%以下、变桨控制功能评价低于占分 80%以下、机组安全链试验 85 分以下时。以上单项不合格须在整改后重新评估打分全部合格后方可延长服役。

9.3 健康度打分表编制原则

本细则中健康度打分表（附录 A）根据各部件重要性结合 T/JPREIA 02-2022《风力发电机组延长服役寿命评估导则》中要求编制。

9.4 机组延长服役期间的再评估

机组延长服役期间为保证机组的可靠性和安全性，需每运行二年进行一次健康度再评估，评估内容和方法按照本细则进行。

附录 A 风电机组延长服役评分表（机组健康度打分表）

风电机组部件	部件名称	评分标准	基本分	损伤机理	1#机组得分
主要部件	基础	1、检查基础表面，要求基础表面完好，无裂纹，无风化、腐蚀和钢筋外露等；2、对于缝宽小于1mm、深度小于3mm的非贯穿性裂纹，应及时进行修补，对于缝宽大于1mm，深度大于3mm的贯穿性裂纹应当安排钢筋腐蚀检测和混凝土的强度检测；3、检查当年沉降观测记录与往年数据对比，不超过标准值。	10	老化	
			10	化学腐蚀	
			10	侵蚀	
			20	松动（裂纹-碎裂）	
			10	其它	
	塔架	1、塔架内外防腐涂层状态：检查涂层是否存在碰伤、粉化、脱落、起泡、松动等；因自然灾害（特大风沙、冰雹等）或人为活动使涂层损伤；防腐涂层系统是否过早失效。基础环及塔筒焊缝部位防腐涂层状态是否完好；2、塔架是否具备密封防水能力，包括：塔架筒节间法兰连接位置，塔架及基础环之间连接位置；3、与塔架焊接连接的内附件等链接位置部件的防腐状态：内附件挂点作为与塔架内壁焊接连接的过渡部位和薄弱点，其防腐状态是否完好；4、结构损伤腐蚀：由于结构受载荷使其内部发生损伤使防腐层破坏，多因应力集中导致金属发生腐蚀，通过无损检测手段检查腐蚀状态；5、塔筒壁减薄程度：塔筒壁减薄率>5%时，塔筒不允许继续使用；6、塔筒倾斜测量主要是通过宏观检查、现场测量、现场检查、数据记录、历史数据及变化趋势综合分析评判。	20	疲劳	
			10	化学腐蚀	
			10	应力腐蚀	
			10	其它	
	主机架	1、检查主机架表面，要求表面完好，无变形、裂纹、锈蚀或破损；2、检查主机架与各连接部位，连接状况良好，螺栓无锈蚀、断裂；3、检查主机架、副机架焊缝部位，要求表面无裂纹、锈蚀或破损。焊缝部位检查时还需重点关注热影响区油漆是否有开裂，如果有开裂，则进行去油漆检查，确认是否机架开裂；4、对于焊缝出现裂纹问题的机架，应对该机组机架所有其他焊缝进行无损检测。另抽取10%的同一批次其他机组同部位焊缝进行无损检测。	10	疲劳	
			10	化学腐蚀	
			10	应力腐蚀	
			10	其它	
	轮毂	1、检查轮毂表面，要求表面完好，无变形、裂纹、锈蚀或破损；2、检查轮毂与各连接部位，连接状况良好，螺栓无锈蚀、断裂；3、检查主机架、副机架焊缝部位，要求表面无裂纹、锈蚀或破损。与叶片连接部位检查时还需重点关注热影响区是否有开裂，如果有开裂，则进行去油漆检查确认；4、对于出现裂纹问题的应对该机组类区域全部进行无损检测。另抽取10%的同一批次其	20	疲劳	
			10	化学腐蚀	
			10	应力腐蚀	
			10	其它	

	他机组同热影响区部位进行无损检测。			
叶片	1、采用接近式或非接近式目视法和敲击法对叶片进行检查，当叶片主梁位置发现微裂纹，横向裂纹，旧伤 等现象，可能存在褶皱，粘接不全等严重问题，无法从观察或打磨直接判断的，建议对叶片主梁内部、壳体及腹板结构胶粘接情况进行无损检测。2、叶片检查项目 a) 对叶片防雷通道进行导通电阻测试，定桨距机组超过 1Ω，变桨距机组超过 50mΩ 的，机组不 允许运行。 b) 叶片存在哨声、振动等明显异常的，机组不 允许运行。 c) 叶片前缘是否有开裂，有腐蚀。 d) 叶片后缘是否有开裂，有破损。 e) 叶片表面是否有横向，纵向裂纹。 f) 叶片外部玻纤层是否有分层。 g) 叶片表面涂料是否有裂纹、腐蚀、起皮、剥落、沙眼。 h) 叶片表面雷电接收器是否完好。 i) 叶片排水孔是否堵塞。 j) 叶片表面附件如涡流板，降噪胶带等是否有损坏。 k) 叶片表面是否有雷击的损伤。 l) 叶片腹板与叶片壳体之间粘接是否正常（区域 C）。 m) 叶片后缘两壳体间粘接是否正常。 n) 叶片前缘两壳体间粘接是否正常 o) 叶片内部表面是否正常（区域 A 为叶片的关键部位）。 p) 叶片内部防雷线、防雷卡（雷电记录卡）是否正常。 q) 叶片内部芯材与玻纤连接是否正常。 r) 叶片内部芯材之间的缝隙是否正常。 s) 叶片内部是否有水	20	疲劳	
		10	老化	
		10	侵蚀	
		10	其它或不合 格项	
主传动轴系	1、外观检查，主要通过目视方法检查各总成系统及关键部件的功能性和完整性，确定设备能否正 常工作，以及是否存在宏观缺陷，以及变形、裂纹、磨损和剥落等零部件损坏等。2、无损检测，主要通过表面检测和超声检测的方法，检测各总成系统及关键部件的表面和内部裂纹，并确认各总成系统和关键部件的失效模式，以及缺陷检测及质量评级方法评估机组传动系统的损伤程度和运行状态。3、主轴支持系统的检查 a) 目测检测主轴与齿轮箱输入轴连接，检查连接位置的打滑、主轴表面磨损以及相对转动，评估 结构件损伤程度； b) 通过目视检查和表面检测方法查明轴承磨损、支撑架箱体缺陷以及密封圈的老化等，评估结构 件损伤程度。4、查阅历史运行参数，查找主轴承温度变化、振动数据异常故障状态。	20	疲劳	
		20	磨损	
		20	机械损伤	
		5	健康状态周 期	
		10	其它	
齿轮箱	1、调阅风电机组齿轮箱全健康状态期间的历史油液监测数据和振动监测数据，重点关注油	20	疲劳	
		20	磨损	

		品更换 和齿轮箱更换前后的数据对比情况, 进行齿轮箱全健康状态期间的状态评估。2、进行齿轮箱健康状态评估前进行齿轮箱油液检测分析和振动监测分析, 结合风电场齿轮箱运维 和检修记录, 评估齿轮箱现场检查的当前状态。3、通过齿轮箱观察孔目视结合内窥镜检查, 确认轮齿的点蚀、胶合、断齿、变形和疲劳断裂等, 以及轴承磨损、疲劳剥落和永久变形等损伤形式, 评估轮齿和轴承损伤程度;	20	机械损伤	
			5	健康状态周期	
			10	其它	
机械部件	高强度螺栓	高强度螺栓检查包括: 塔架与基础连接螺栓、塔架连接螺栓、塔架与机舱连接螺栓、主轴螺栓、叶 根螺栓。a) 宏观检查: 宏观检查比例 100%, 螺栓不得出现断裂, 无可见变形, 若出现螺栓断裂、可见变 形或异常, 机组停止运行并对机组进行螺栓无损探伤。一级评估可同时抽检若干 b) 无损探伤: 探伤抽检数量, 每个安装位置抽检数量不少于 1%支, 低于 100 支抽检 1 支, 具体比例根据现场 情况确定, 螺栓按照均匀分布方式选取。表面缺陷检查应符合 GB/T5779.1 的要求。超声探伤按 GB/T 10660 的检测要求, 不满足要求机组不得运行, 并对超声探伤出现超标的同类螺栓进行性能试验, 并对问题螺栓及周边螺栓进行更换。	10	过载	
			10	化学腐蚀	
			10	机械损伤	
			5	其它	
	变桨传动系统	1、变桨支撑轴承外观检查, 确认轮齿的点蚀、胶合、断齿、变形和疲劳断裂等, 观察运行时轴承噪声、振动等异常。目测有缺陷时进行无损检测, 主要通过表面检测和超声检测的方法。2、测量支撑轴承齿啮合间隙是否合格。3、目视检查各润滑系统及关键部件的功能性和完整性, 确定设备能否正常工作, 以及是否存在宏观缺陷。4、调取或下载 SCADA 运行, 对比 3 个变桨系统各运行参数 (电流、温度、角度、力矩等) 的差异, 查找变桨系统可能存在的运行缺陷。	10	疲劳	
			10	磨损	
			10	机械损伤	
			5	健康状态周期	
			10	其它	
	偏航传动系统	1、偏航支撑轴承外观检查, 确认轮齿的点蚀、胶合、断齿、变形和疲劳断裂等, 观察运行时轴承噪声、振动等异常。目测有缺陷时进行无损检测, 主要通过表面检测和超声检测的方法。2、测量支撑轴承齿啮合间隙是否合格。3、目视检查各润滑系统及关键部件的功能性和完整性, 确定设备能否正常工作, 以及是否存在宏观缺陷。4、调取或下载 SCADA 运行, 对比各个偏航电机运行参数 (电流、温度等) 的差异, 查找可能存在的运行缺陷。	10	疲劳	
			10	磨损	
			10	机械损伤	
			5	健康状态周期	
10			其它		
电气系统	发电机	检测发电机的机械性能及电气绝缘是否仍然符合机组运行要求。1、检查发电机是否存在性能劣化和效率降低等现象。1、检查发电机外观是否存在锈蚀、掉漆、磕碰、变形、防护	10	绝缘损坏	
			10	老化	
			10	过载	
			5	健康状态周期	

	等问题。2、检查机壳、电缆外观，地脚螺栓力矩标识，散热器清洁度，滑环室 碳粉堆积情况，接地碳刷等。3 根据标准 GB 50150-2006 的要求进行电气绝缘检查：包括直阻检查，绕组平衡度检查，绝缘电阻检查。4、根据标准 VDI3834 的要求对发电机机械振动进行检查，其他机械检查包括：对中检查，连接件和密封件检查，润滑功能检查。		期	
		10	机械损伤	
		10	其它	
干式 变压器	1、外观检查：宏观检查比例 100%，检查变压器的稳定性和垂直性、漆层的状态、锈迹、所有部件是否有裂纹及放电痕迹。2、实验测试：对于外观检查不合格的机载变压器，启动二级评估进行实验测试。测量项目包括绕组直流电阻、绕组绝缘电阻、吸收比或(和)极化指数。二级评估合格的机载变压器在以后的运行当中应当加强监控，二级评估不合格的变压器判定为整体不合格；3、采用直流电桥法测量绕组直流电阻；4、采用 2500V 或 5000V 兆欧表测量绕组绝缘电阻、吸收比或(和)极化指数，包括测量一次绕组对二次绕组和外壳绝缘电阻、二次绕组对一次绕组和外壳绝缘电阻。	10	绝缘损坏	
		10	老化	
		10	过载	
		5	健康状态周期	
		10	机械损伤	
		10	其它	
电缆	1、橡塑绝缘电力电缆是指聚氯乙烯绝缘、交联聚乙烯绝缘和乙丙橡皮绝缘电力电缆。 2、运行检查：检查机组运行记录是否有电缆相关缺陷，检查比例 100%。3、测量电缆主绝缘电阻时，0.6/1kV 电缆用 1000V 兆欧表；0.6/1kV 以上电缆用 2500V 兆欧表（6/6kV 及以上电缆也可用 5000V 兆欧表）。4、有缺陷的进行现场检测，检查项目包括宏观检查、电缆头局放检查和电缆发热检测。	10	绝缘损坏	
		10	老化	
		5	过载	
		5	健康状态周期	
		10	机械损伤	
		10	其它	
变流器	1、变流器各独立电路与外露的可导电部分之间，以及与各独立电路之间，用直流绝缘电阻表，测量其绝缘电阻，应不小于 1M Ω ；2、在允许的发电机转速范围内和规定的负荷等级下，变流器能正常控制自身的并网操作和相应功率的输出；3、并网切入电流 a) 双馈型机组发电机并网切入电流应不超过双馈发电机定子绕组额定电流峰值。 b) 永磁型机组变流器并网切入电流应不超过变流器电网侧额定电流的峰值；4、变流器的各种故障保护如：过电流保护、缺相保护、浪涌过电压保护、电网电压不平衡保护、接地故障保护、冷却系统故障保护、过热保护、发电机超速保护、过/欠电压保护、通讯故障保护 等功能能够正常动作；5、变流系统与主控系统能够正常通信，能够正常接收主控系统指令和反馈变流系统当前状态。在额定运行条件下，变流器应具有一定的功率因数调节能力，并符合产品手册规定；6、并网接触器能正常开断，且并网接触器的开断总次数应该小于并网接触器产品手	10	绝缘损坏	
		10	老化	
		5	健康状态周期	
		30	控制失效	
		10	其它	
		10	其它	

		册规定的 最大次数。			
控制系统	控制器	1、主控制器能够与变流器、变桨系统和中央监控系统正常通信，能够正常控制和监视变流器和变桨系统，能够实现机组的正常数据监控。2、当机组状态失常时，反映机组状态的状态码能够有效激活，且任意一个状态码激活时，主控系统能够根据状态码属性准确做出相应报警或停机操作。3、安全链回路的任意一个信号断开时，如急停、超速、过振动、过扭缆等，安全链系统能够正常动作，并能记录相关事故追忆数据。	10	老化	
			5	健康状态周期	
			30	控制失效	
			5	其它	
	电动变桨机构	1、变桨系统与主控系统能够正常通信，能够正常接收主控系统指令和反馈变桨系统当前状态。2、通过人机界面能够进行变桨系统的参数设置和查看，能够对编码器的 0° 位置和限位开关的位置进行校准。3、正常运行时能够接收风力发电机组控制系统指令，实时调节桨距角，能够依据主控要求自动启动、自动变桨、自动顺桨等；能够通过人机界面进行手动变桨；变桨系统应能在整个变桨范围内正常工作，保持桨叶同步不超设定值。4、变桨系统在电网掉电、与主控系统出现通信故障时、安全链断开时能够自动完成安全顺桨。5、变桨系统能实时监测设备的各种故障或异常情况，有事故记录信息并能及时上送控制系统。6、电池后备电源系统容量能够满足标准规定要求。	10	老化	
			5	健康状态周期	
			10	机械损伤	
			30	控制失效	
			10	其它	
	液压变桨机构	1、通讯系统能够正常接收主控系统指令和反馈变桨系统当前状态。2、变桨系统能够依据主控要求自动启动、自动变桨、自动顺桨等；能够通过人机界面进行手动变桨；变桨系统应能在整个变桨范围内正常工作，桨叶同步，且变桨性能（速率、精度和同步度）满足厂家设计要求。3、变桨系统在电网掉电、安全链断开时能够自动完成安全顺桨。4、液压变桨系统变桨蓄能器在泄压、保压和工作时的压力要求应与厂家规定的压力值相符。	10	老化	
			10	健康状态周期	
			10	机械损伤	
			50	控制失效	
			10	其它	
	定桨距叶尖状态评估	定桨距叶尖状态评估：叶轮正常旋转时，叶尖能保持在正常位置，在电网掉电、安全链断开时，叶尖能够全部甩出。	10	老化	
			5	健康状态周期	
10			机械损伤		
30			控制失效		

			5	其它	
试验	安全链测试	根据该机组安全链动作内容，检查测试报告或现场抽测试，有一项不合格扣 50 分	100		
机组安全性		根据报告中各机组安全性评估结果排序填入	100		
机组可靠性		1、下载 SCADA 历史故障数据分析；2、统计备品配件消耗；3、查阅事故分析台帐	20	故障发生率	
			20	部件损耗率	
			50	其它或安全性	
发电能力		1、下载 SCADA 历史运行参数（专用模型或软件）分析。	10	风资源	
			20	功率曲线	
			20	其它	
汇总项					
得分率					