

CGC

北京鉴衡认证中心技术规范

CGC/GF 149:2020

First edition

风力发电机组 延寿技术规范

**Wind turbine generator systems - Technical
specifications for lifetime extension**

2020-04-17 发布

2020-04-30 实施

北京鉴衡认证中心 发布

目 次

前 言	III
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语和定义	2
4 符号和缩写	3
4.1 符号和单位	3
4.2 缩写	3
5 通用要求	3
5.1 概述	3
5.2 评估方法	3
6 资料准备	4
6.1 概述	4
6.2 资料类别	4
6.2.1 外部条件	4
6.2.2 原始设计	5
6.2.3 运行状态	5
6.2.4 载荷测量	5
6.3 资料等级	6
7 延寿检查	7
7.1 概述	7
7.2 叶片	7
7.2.1 叶片概况调查	7
7.2.2 叶片检查方式和范围	8
7.2.3 叶片检查结果评估	8
7.3 轮毂系统	9
7.4 机舱	9

7.4.1	传动系统	9
7.4.2	主机架及后机架	10
7.4.3	偏航系统	10
7.5	塔架	10
7.6	基础	10
7.7	螺栓及焊缝连接	11
7.7.1	螺栓连接	11
7.7.2	焊缝连接	11
7.8	腐蚀	11
7.9	电气系统	11
7.10	控制及保护系统	12
8	分析方法	12
8.1	概述	12
8.2	一般要求	12
8.3	模型建立	13
8.4	A 等级分析方法	14
8.5	B 等级分析方法	14
8.6	C 等级分析方法	14
8.7	D 等级分析方法	14
8.8	“+”等级分析方法	14
8.9	延寿期间的检查	15
9	延寿的技改	15
10	退役	16
附录 A（资料性附录）外部条件资料要求		17
附录 B（资料性附录）原始设计资料要求		19
附录 C（资料性附录）运行状态资料要求		22
参考文献		24

前 言

我国风电持续快速发展，随着时间的推移，早期安装的风力发电机组将陆续面临寿命到期的情况，现阶段已有部分风电场的部分机组寿命到期，预计在 2025 年之后，将批量出现风力发电机组寿命到期的情况。寿命到期的风力发电机组，可能直接退役，亦可能继续服役运行或经过一定技改继续服役运行，延长其使用寿命。对于计划延寿的风力发电机组，应对其当前以及延寿期间的结构完整性进行评估，给出机组的剩余可用寿命以及延寿期间的检查内容、方法及时间间隔。

为规范风力发电机组延寿的技术要求，特制定本规范。

本规范按照 GB/T 1.1-2009 给出的规则起草。

本规范由北京鉴衡认证中心有限公司提出并归口。

本规范由北京鉴衡认证中心有限公司负责解释。

本规范主要起草单位：北京鉴衡认证中心有限公司、北京国合新能源有限公司、北京京能清洁能源电力股份有限公司内蒙古分公司、北控清洁能源集团有限公司、广东省能源集团有限公司、国华能源投资有限公司、华电电力科学研究院有限公司、明阳智慧能源集团股份有限公司、上海电气风电集团股份有限公司、新疆金风科技股份有限公司、远景能源有限公司、中车株洲电力机车研究所有限公司、中国船舶重工集团海装风电股份有限公司、中国广核新能源控股有限公司、中国华能集团清洁能源技术研究院有限公司、中国三峡新能源（集团）股份有限公司、中节能风力发电股份有限公司。

本规范主要起草人：符鹏程、李鹏、黄宇同、张金峰、邹文尧、周新亮、程人杰、李浩然、王丹丹、孙少华、张宇、杨洪源、蔡继峰、李海鹰、石敏、童正、韩军、杨熙、何凯华、贺敬、朱良山、卢成志、高林涛、陈艳、黄国燕、赵春雨、陈涛、张阿飞、孙文广、张黎明、林胜洋、杨元侃、马小萍、万宇婷、韩炜、谢园奇、郝晶晶、徐洪雷、李晨、王冬、王璇、巫发明、李慧新、陆道辉、傅新鸿、米永山、董礼、张雪松、郭小兵、闫姝、刘建平、韩雷岩、曹彬、申红帅。

风力发电机组 延寿技术规范

1 范围

本规范规定了风力发电机组延寿的技术要求。涉及风力发电机组及各子系统，如控制和保护功能、内部电气系统、机械系统和支撑结构，亦涉及到风力发电机组的基础和电网条件。

本规范适用于水平轴风力发电机组（以下简称“机组”）的延寿。

本规范的言语形式规定如下：

- a) “应”表示必须遵守的要求（等同于英文标准中的“shall”）；
- b) “宜”表示推荐的要求（等同英文标准中的“should”）；
- c) “可以”表示在本文档限定范围内允许（等同英文标准中的“may”）；
- d) “规范性”表示必须遵守的文件或附录（等同于英文标准中的“Normative”）；
- e) “资料性”表示提供参考的文件或附录（等同于英文标准中的“Informative”）。

2 规范性引用文件

下列引用文件对于本规范的应用是必不可少的。凡是注有日期的引用文件，仅所注日期的版本适用于本规范。凡是不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修订版）适用于本规范。

GB/T 18710 风电场风能资源评估方法

GB/T 20319 风力发电机组 验收规范

GB/T 25390 风力发电机组 球墨铸铁件

GB/T 2900.53 电工术语 风力发电机组

GB/T 31517 海上风力发电机组 设计要求（IDT IEC 61400-3:2009）

GB/T 4662 滚动轴承 额定静载荷（ISO 76:2006，IDT）

GB/T 6391 滚动轴承 额定动载荷和额定寿命（ISO 281，IDT）

IEC61400-1 风力发电机组 第1部分：风力发电机组 设计要求

IEC61400-4 风力发电机组 第4部分：风力发电机组齿轮箱设计要求

IEC61400-12-1 风力发电机组 第12-1部分 功率特性测试

IEC61400-12-2 风力发电机组 第12-2部分 基于机舱风速计的风电机组功率特性测试

IEC61400-13 风力发电机组第13部分 机械载荷测量

IEC61400-22 风力发电机组 第22部分 符合性测试和认证

IEC61400-24 风力发电机组 第24部分：雷电保护

IEC61439（所有部分） 低压开关和控制装置

IEC61800-4 调速电气传动系统 第4部分：一般要求 交流电压 1000V 以上但不超过 35kV 的交流调速电气传动系统额定值的规定

IEC62477-1 电力电子变换器系统和设备的安全要求 第1部分：通则

IECRE OD-501 型式认证及部件认证方案

ISO/IEC17025 测试和校准实验室能力的一般要求

ISO/IEC17020 执行检查的各类机构的操作通用标准

ISO2394 结构可靠性的基本原则

ISO4354 风对建筑物的作用

3 术语和定义

GB/T 2900.53 和 GB/T 18451.1-2012 界定的术语和定义适用于本规范。

3.1

设计寿命 design lifetime

产品设计时，预计不失去使用功能的日历时间（通常以年计）。

3.2

使用寿命 useful lifetime

从机组开始运行到最终退役的时间。

3.3

延寿 lifetime extension

在设计寿命以外，延长机组或部件的使用寿命。

3.4

剩余使用寿命 remaining useful lifetime

机组从现在到最终退役的日历时间。

3.5

延寿检查 lifetime extension inspection

对机组进行实际检查，以确定其是否适合延寿。

3.8

技改 technical transformation

针对在役运行的机组进行技术升级、优化或部件/系统替换。

3.9

延寿评估 lifetime extension assessment

针对计划延寿的机组，依据其资料、检查结果、外部条件、运行状态，对其当前以及延寿期间的结构完整性进行评估，给出机组的剩余可用寿命以及延寿期间的检查内容、方法及时间间隔。

4 符号和缩写

4.1 符号和单位

GB/T 2900.53 和 GB/T 18451.1 界定的术语和定义适用于本规范。

4.2 缩写

WF	风电场
WTG	风力发电机组
DLT	设计寿命
ULT	使用寿命
LTE	延寿
RUL	剩余使用寿命
LTI	延寿检查
CMS	状态检测系统
SCADA	数据采集与监视控制系统
RNA	风轮机舱组件

5 通用要求

5.1 概述

陆上机组通常情况下设计寿命为 20 年，海上机组通常情况下设计寿命为 25 年。若通过经济性评价认为机组具备继续服役的潜力，要求机组在超过设计寿命后继续运行，则应对其进行延寿评估。

机组的延寿评估除满足本规范要求外，还需满足国家现行相关标准规范的要求。

5.2 评估方法

对机组进行延寿评估，应先收集相关资料，确定资料等级，制定待延寿机组的针对性评估方案；并通过延寿检查（LTI），确定机组是否适合延寿或是否需要经过一定的技改再进行延寿，同时应分析检查结果对机组寿命的影响；再通过分析计算得到机组的剩余使用寿命（RUL），并依据分析结果，制定延寿期间检查的内容、方法及间隔，在延寿期间定期对机组进行延寿检查（LTI）。

对机组的剩余使用寿命进行计算时，应使用附录 A 收集的外部条件资料，依据 GB/T 18710、IEC61400-1 分析待延寿机组历史经历的以及未来即将经历的外部条件情况；并使用附录 B 原始设计资料、第 7 章延寿检查的结果，在满足第 8.3 节的要求下，建立与待延寿机组相匹配的仿真计算模型；同时依据附录 C 运行状态资料的要求，分析获得待延寿机组历史经历的以及未来即将经历的运行状态情况。在完成以上分析工作后，应依据第 8 章、IEC61400-1 的要求，进行机组寿命的计算工作，给出机组的剩余使用寿命，制定延寿

期间检查的内容、方法及间隔。

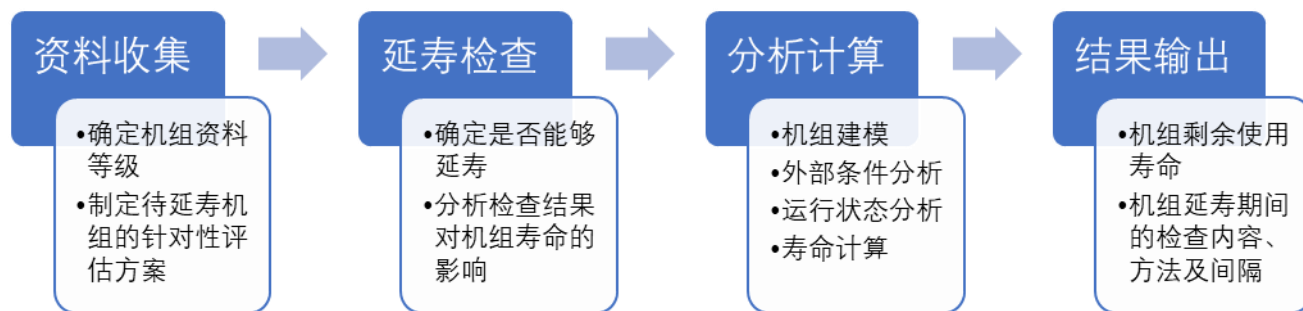


图1 延寿评估流程

6 资料准备

6.1 概述

机组延寿评估时应充分收集相关资料，并依据不同的资料情况制定不同的评估方法。

资料的收集工作宜至少在机组到达设计寿命前 5 年进行，并进行相关的测量工作（如：风速测量、载荷测量、机组尺寸测量、加装 SCADA 系统等），为后期的延寿评估做准备。

资料的收集工作可以至少在机组到达设计寿命前 3 年进行，并进行相关的测量工作，为后期的延寿评估做准备。

6.2 资料类别

机组延寿评估时，相关资料包含以下内容。

6.2.1 外部条件

机组延寿评估时应考虑实际风电场的外部条件。

外部条件主要包含环境、电气、土壤条件。环境条件可进一步划分为风况和其他环境条件。

一般在风电场开发之初，会对外部条件进行测量和分析。但早期风电场开发考虑的外部条件相对有限，存在一定的缺失情况；且随着时间的推移，外部条件可能会发生一定的变化，如：障碍物的变化会影响风电场风况条件。应对外部条件资料的情况进行分析，判断其是否满足延寿评估的需求。在没有近期测风数据的情况下，宜在延寿评估之前，依据 GB/T 18710 进行至少 1 年以上的测风，并进行分析，以获取必要的外部条件资料。

应使用外部条件的资料分析机组历史经历的外部条件情况，并对未来机组可能经历的外部条件进行分析。

外部条件资料若满足附录 A 的要求，则被视为具备外部条件资料，反之视为不具备。

6.2.2 原始设计

机组在设计开发时，会依据相关标准规范，进行原始设计，涵盖机组的各子系统，如控制和保护功能、内部电气系统、机械系统和支撑结构，以及机组的基础和电网条件。

机组原始设计资料对于延寿评估中机组原始仿真模型的建立、设计载荷和强度校核结果的确定具有重要意义。

原始设计资料若满足附录 B 的要求，则可视为机组具备原始设计资料，反之视为不具备。

6.2.3 运行状态

运行状态资料包含机组及风电场的操作运行记录、维护记录、事件及故障日志、软件或部件变更记录、SCADA 数据、CMS 数据等记录机组及风电场运行的历史文件和数据。

通过分析机组及风电场的运行状态资料，可以确定与延寿评估相关的长期或瞬态事件，进而评估其对机组寿命的影响。

应对运行状态资料的情况进行分析，判断其是否满足延寿评估的需求。如风电场内的机组未安装 SCADA 和 CMS 系统，宜在延寿评估前，对风电场内的部分机组加装 SCADA、CMS 系统，进行 1 年以上的测量，并进行分析，以获取必要的运行状态资料。

应使用运行状态资料分析机组历史经历的运行状态情况，并对未来机组将经历的运行状态进行分析。

运行状态资料若满足附录 C 的要求，则被视为具备运行状态资料，反之视为不具备。

需要注意的是，通过对机组运行状态资料的分析，可有效识别机组在历史运行中的不良情况，进而制定针对性的技改方案，将有利于机组的延寿。

6.2.4 载荷测量

载荷测量可获得更为精准的仿真模型，进而得到更为可靠的评估结果。载荷测量一般可独立于其他各类资料单独进行。

对于一个风电场，应选取具有代表性（外部环境、机组参数以及机组详细控制参数等具有代表性）的机组进行载荷测量。

计划进行载荷测量的机组宜提前制定测试计划，载荷测量应按照测试计划进行。测试计划应在现有资料以及评估的基础上按照 IEC61400-13 制定，至少应包括以下内容：

- a) 测试可行性评估，例如机组或风场的安全性，可获取的状态信号等；
- b) 测试的执行机构；
- c) 测试样机的选择；
- d) 测试变量，可包含对机组的机械载荷、外部条件、运行状态等，以及其采样频率；
- e) 测试工况，包括每个工况的测试时间/次数；
- f) 测试设备和测试系统的说明及安装位置；
- g) 测试变量的标定方法；
- h) 不确定度分析方法。

若按照 IEC61400-13 对机组进行了载荷测量，则视为具备载荷测量资料。

对于已获得型式认证的机组，若待延寿机组和原型式认证机组的设计依旧一致，宜对塔架和叶片进行频率测试，确定频率与设计依旧一致，则可采用原来的载荷测量，视为具备载荷测量资料。

对于已获得型式认证的机组，若待延寿机组和原型式认证机组的设计存在差异（如：风电场建设初期实际机组与型式认证机组已不一致、风电场运营期对实际机组进行过改造、机组发生了明显的损坏），则应依据差异的情况，参考 IECRE OD501 的要求，确定是否需要补充或重新进行载荷测量，并依据 IEC61400-13 进行载荷测量后，方可视为具备载荷测量资料。

以上之外的情况，视为不具备载荷测量资料。

机组塔顶位移测量、塔架净空测量、振动加速度测量等等不能代替载荷测试，但可通过这些测量结果与仿真结果的比对，提高仿真模型的精准性，进而提高评估结果的可靠性，宜在延寿评估前，提前进行这些测量。

6.3 资料等级

资料越完备，越有利于延寿评估，进而得到越可靠的分析结果。然而资料种类相对繁多，为直观确定资料的完备程度，并针对不同的情况确定延寿的评估方式，需要对资料的情况划分等级。资料等级依据外部条件、原始设计、运行状态、实际测量是否具备进行划分。

表 1 延寿评估资料等级划分

资料等级	外部条件	原始设计	运行状态	载荷测量
A+	√	√	√	√
A	√	√	√	×
B+	√	√	×	√
B	√	√	×	×
C+	√	×	—	√
C	√	×	—	×
D	×	—	—	—
备注：				
√	具备该类资料			
×	不具备该类资料			
—	具备或者不具备该类资料			

外部条件对于延寿评估，具有重要意义，在不具备外部条件的情况下，无法通过分析的方法给出机组可能的剩余可用寿命。

具备载荷测量，将在原有资料等级上赋予“+”标记。

对于已完成设计、未建设的机组，设计等级是其重要表征量，以判断其在设计寿命内，能否适应具体的实际风电场。

对于已经长期运行、待延寿的机组，资料等级是其重要表征量，资料的情况直接关系到剩余使用寿命分析的结果及可靠性，并影响延寿期间延寿检查方案的制定。

延寿评估应明确机组的资料等级情况。

7 延寿检查

7.1 概述

在延寿评估前，应对机组进行延寿检查。

延寿检查包含对叶片、轮毂、机舱、塔架、基础、螺栓及焊缝连接、腐蚀、电气系统、控制及保护系统的检查。

延寿检查除满足本规范要求外，还需满足国家现行相关标准规范的要求，并满足风电场自身的运维技术要求。

在延寿评估前，应对机组进行延寿检查。

经过延寿评估的机组，应依据第 7、8 章确定延寿检查的方案，包含：检查内容、方法及时间间隔。

延寿检查，只能在短期内确定机组是否具备延寿的必要条件，无法确定机组的剩余使用寿命，剩余使用寿命应通过第 7、8 章的分析予以确定。

延寿检查可与机组正常的运维工作相结合。

7.2 叶片

在早期机组所有的部件中，叶片可能是制约机组延寿最主要的部件之一。机组服役期间，叶片的常见损伤或缺陷如下：

- a) 涂层剥落；
- b) 褶皱或富树脂缺陷；
- c) 叶根螺栓出现裂纹或缺失；
- d) 叶片内外表层的发白、开裂和分层；
- e) 叶片在极端湍流和风剪切下可能会扫到塔架，造成叶片和塔架的损伤；
- f) 叶片避雷系统断线，电阻过大等问题；
- g) 叶尖制动、涡流发生器、锯齿尾缘等功能部件失效；
- h) 叶片表面的腐蚀和污垢：此类情况导致叶片立刻失效，但是会对机组发电性能造成影响，长期存在也会危害机组安全性，因此，有必要进行修复或清理。

叶片检查时，应对以上情况及相关的叶片缺陷、损伤予以关注。

7.2.1 叶片概况调查

可以对同型号叶片的使用运行情况进行较详细的调查，了解此型号叶片的良品率，作为延寿评估的额外补充资料，调研区域可以不限于延寿风场。

- a) 同型号同一生产厂的叶片损伤情况；
- b) 同型号同一生产厂的叶片修补加强情况；
- c) 同型号同一生产厂的叶片退役时间及原因。

7.2.2 叶片检查方式和范围

叶片检查包括叶片运行记录检查和叶片现场检查，叶片现场检查可以选用人工目视检查、人工手持工具检查（需使用吊篮）、无人机载工具、内窥机器人检查等方式。

叶片运行记录检查，包含：

- a) 叶片损伤、维修记录；
- b) 涂层破坏和修复记录、复合材料裸露时长；
- c) 雷击记录；
- d) 实际运行时间（安装日期，运行时段记录等）；
- e) 叶片设计资料；
- f) 叶片认证证书和报告（可选）；
- g) 叶片生产记录（可选）；
- h) 其他记录检查。

叶片现场检查项目包括：

- a) 涂层及表面污染物检查；
- b) 接闪器及避雷线检查；
- c) 叶根螺栓外观检查；
- d) 叶片缺陷损伤检查；
- e) 叶片功能部件（叶尖制动、涡流发生器、锯齿尾缘等）检查；
- f) 其他检查。

若使用无损检测设备进行详细检查的，可以适当增大延寿期间检查的时间间隔。

7.2.3 叶片检查结果评估

若叶片检查发现以下情况，则视为叶片存在损伤或缺陷：

- a) 主梁/腹板/后缘梁损伤；
- b) 叶根螺栓开裂；
- c) 前缘涂层破坏，或大范围涂层破坏；
- d) 严重褶皱缺陷（高宽比大于 0.1）；
- e) 表面污染物附着（对气动性能影响较大）；
- f) 局部涂层破坏并且范围较小；
- g) 叶片防雷系统失效；
- h) 一般褶皱缺陷（高宽比小于 0.1）；
- i) 表面污染物附着（对气动性能影响较小）；
- j) 叶片缺陷或损伤难以修复并预计会造成风力机组严重损坏的，推荐叶片退役。

对于存在损伤或缺陷的叶片，应予以修复。叶片修复方案和结果应通过第三方评估。但对于叶片缺陷

轻微、或基于现实因素需要维持原状的，应分析其可能对寿命造成的影响。防雷系统出现故障并且不能修复的，应出具雷击防护方案保证叶片及机组的安全。

对于不予修复的情况，应进行如下处理：a)-e)损伤或缺陷不修复的，应大幅减少剩余可用寿命及延寿期间的检查时间间隔；f)-j)损伤或缺陷不修复的，应适当减少剩余可用寿命及延寿期间的检查时间间隔。

7.3 轮毂系统

轮毂本身失效的情况相对罕见，但一旦失效，将会产生严重的后果。轮毂中电气和控制系统需按照 7.9 和 7.10 节进行检查。

应对轮毂进行目视检查，确认轮毂有无裂纹、涂层脱落、生锈等现象。对于涂层开裂位置必要时应进行无损探伤检测。不连续点状缺陷应符合 GB/T 25390 的要求。若发现明显裂纹，则需要考虑更换或退役。

应对变桨系统进行目视检查，确认齿轮是否有开裂、轴承是否有开裂和油脂是否有泄露等情况。

7.4 机舱

机舱的组件相对较多，对于机舱的检查应重点关注传动系统、主机架及后机架、偏航系统，另外机舱中还包含大量电气和控制系统，需按照第 7.9 和 7.10 节进行检查。

应对机舱罩和导流罩进行采用目视并辅助以敲击的方式检查，确认其内外表面是否有裂纹、划伤、腻子剥落、鼓包等缺陷，并确认其与主体二次糊制处有无开裂现象。对于存在缺陷的情况，应予以修复。

7.4.1 传动系统

不同机组的传动系统构成存在差异，主要由主轴、主轴承、齿轮箱、机械刹车、液压系统、联轴器、发电机构成，部分机组不完全具备以上部分构成，如：直驱机组无齿轮箱。

应对主轴及主轴承进行，目视检查，观察其表面是否存涂层的脱落、腐蚀、划痕等现象，对可疑区域应进行无损探伤检测，若发现明显裂纹，则可能需要考虑更换或退役。主轴承的润滑应基本良好，主轴承的内圈可能存在微动的磨损，采用目视检查的方式可能无法检查到所有的裂纹或腐蚀，宜对其进行无损探伤检测。

齿轮箱的损坏，一般是内部零件的损坏，应使用内窥镜对齿轮箱进行检查，对于缺陷严重的情况，宜开箱拆检检查。应检查齿轮箱的油液情况，判断其是否满足维护手册规定的要求，不满足的情况下应及时予以更换。

机械刹车是安全链的执行停机动作的重要一环，应对其进行目视检查确认其是否有明显磨损或裂纹，检测刹车片与制动盘间隙是否符合维护手册的要求。

液压系统是机械刹车的动力来源，是安全链的重要组成，应对液压泵采用目视检查，确认其外观是否正常，管路是否正常，是否存在泄露，同时应测量液压泵压力是否足够。

联轴器的断裂，会使机组直接失去发电机扭矩，可能产生超速事件，应对其进行目视检查，确认其是否有明显的裂纹，同时观察其滑移状态；并对间隙进行检测，需满足维护手册要求；检查膜片是否有异常。

发电机的检查内容见 7.9 节的要求，应包含发电机对中的检测。

CMS 系统结合数据分析，在一定程度上可以用于识别故障，如机组未安装该系统，宜在延寿评估前，对风电场内的部分机组加装 CMS 系统，进行至少 1 年以上的测量。

7.4.2 主机架及后机架

主机架及后机架是机舱的主要承载部件，危险部位一般出现在主机架及后机架焊接和螺栓连接上。应对主机架及后机架进行目视检查，确认其表面是否裂纹、涂层是否脱落、焊缝是否有裂纹和掉渣等现象。对可疑区域应进行无损探伤检测，不连续点状缺陷应符合 GB/T 25390 的要求。若发现明显裂纹，则可能需要考虑更换或退役。

7.4.3 偏航系统

偏航系统包含偏航驱动电机、偏航齿轮箱、偏航轴承、偏航制动盘等部件。

应对偏航系统进行目视检查，确认其齿轮、轴承、制动盘的磨损和裂纹、扭缆保护磨损、是否漏油等情况。

7.5 塔架

塔架包含焊缝、法兰、筒体、门框、爬梯和平台等部分。

塔架的检查包含以下部分：

- a) 塔架倾斜度不应大于 8mm/m，其中由于基础不均匀沉降导致的塔架倾斜不应大于 3mm/m；其它原因造成的塔架倾斜不应大于 5mm/m；
- b) 台阶、爬梯、电缆支架与塔架连接是否牢固，支架有无脱焊、螺栓是否松动；
- c) 平台与塔架连接牢固，有无脱焊、螺栓松动现象，平台人孔盖板连接牢固，无螺栓松动，平台吊物孔、电梯孔有防跌落栏杆；
- d) 涂层表面有无裂纹、剥落、针孔、起皱、起泡等现象；
- e) 目视检查塔架焊缝有无裂纹、涂层脱落和锈蚀等缺陷，对涂层开裂区域必要时应进行无损探伤检测，若发现明显裂纹，则需要考虑更换或退役。

7.6 基础

陆上基础重点关注基础与塔架连接附近的裂缝，应对裂缝的长度进行定期测量，判断其是否在合理范围内。同时应对基础的混凝土强度、水平度进行检测，并对基础的沉降观测数据进行分析。宜对基础内部的密实度进行无损探伤检测。

海上基础的形式相对较多：如单桩、重力桩、三脚架、桁架等。应重点海上基础的腐蚀、基础和塔底的连接、海床冲刷情况。

腐蚀会降低钢结构的疲劳强度，海上基础一般会采用阴极保护以及涂层进行防腐。需要对这些防腐措施进行检查，确认是否可继续使用，并确定其更换的时间间隔。对于海面以上的腐蚀采用目视检查即可，而对于海面以下的腐蚀，可能需要水下机器人或其他手段进行。对于超出容许范围的腐蚀应予以修复。

不同的基础形式，其基础与塔底的连接连接方式也不一致，应关注连接处的磨损是否严重、连接是否有效。

海床的冲刷会影响海上基础原有的地基刚度，严重时会造成基础的倾斜，宜采用水下机器人或其他手段对海床冲刷的情况进行检查并分析评估，以确定海床条件是否满足机组的结构完整性要求。宜在海床冲刷严重的地区，对海床冲刷进行实时的监测。

7.7 螺栓及焊缝连接

机组的连接主要由螺栓和焊缝进行连接。

7.7.1 螺栓连接

螺栓连接对机组安全性有重要影响，其中塔架法兰的螺栓连接、叶片与轮毂的螺栓连接、轮毂与主轴螺栓连接、前后机架螺栓连接、轴承座与主机架连接、齿轮箱弹性支撑与主机架连接以及机架与塔架螺栓连接等都需要重点关注。

应对螺栓采用目视检查的方式，确认螺栓有无表面腐蚀、损伤、缺失及松动情况。应依据维护手册对螺栓力矩进行检测。同时应采用无损探伤的方式至少对 10%的螺栓进行检测，若发现裂纹，应及时更换螺栓；若在寿命期内螺栓更换较多、或检查时发现有螺栓裂纹等问题，应增加检测的比例。宜对变桨螺栓的预紧力进行测试，判断变桨螺栓预紧力是否符合设计要求。

7.7.2 焊缝连接

焊缝连接主要失效模式是腐蚀和裂纹，应对其进行目视检查，并采用无损探伤的方式对焊缝进行检测。若发现裂纹，应及时修复。

7.8 腐蚀

在没有防腐保护（如：阴极保护或者油漆防腐）的情况下，钢材上一般都会发生腐蚀，腐蚀会降低钢材的厚度。

叶片轴承腐蚀，可能导致密封件的磨损；轴承微动腐蚀，可能导致主轴承、变速箱轴承、轴承座的剧烈振动。应对轴承表面的腐蚀进行目视检查，发现后应予以修复处理，但轴承的微动腐蚀一般无法通过目视检查发现，应采用无损探伤方式来进行检测。

7.9 电气系统

延寿评估不但需要关注机组的结构完整性外，还应关注机组正常发电能力，电气系统的检查是其中的必要条件，电气系统的检查应重点关注电气故障及火灾。

失效的电气系统可能对机组造成严重的损坏（如：安全功能失效、发电机短路、变流器烧毁导致机舱起火等）。在进行延寿决定前，应对电气故障的可能性进行量化。在依据维护手册对电气部件进行更换的同时，针对风险较大的电气件也应予以更换。

延寿风力发电机组电气系统需要注意以下风险：

- a) 非预期的电阻和电流的组合产生大量热量的风险；
- b) 发电机和变流器组合构成的风险；
- c) 框架断路器磨损形成的风险；
- d) 安装在机舱内部变压器构成的放电风险。

延寿风力发电机组电气系统需要进行以下检查：

- a) 发电机绝缘系统和轴承检查，必要时进行测试和计算；
- b) 断路器和空气开关触点的磨损检查；
- c) 电容器的检查，宜可对变流器内部的支撑电容和变桨系统的电容器状态进行监控；
- d) 后备电源的检查；
- e) 电缆扭绞部分的检查，必要时可对电缆进行额外的扭绞试验；
- f) 电气设备连接部位检查，连接线缆的检查，尤其是漏油部位下方电缆/线；
- g) 安装在机舱上部的箱变的检查，必要时进行局部放电试验；
- h) 外部防雷系统的检查，包含接闪器、引下线及等电位连接带，尤其是旋转部位连接部件；
- i) 接地系统检查，以及接地电阻测试，必要时进行土壤电阻率的测试；
- j) 滑环部位检查；
- k) 各传感器和控制柜及内部元器件的检查。

7.10 控制及保护系统

控制及保护系统的失效，会导致机组的倒塌、飞车等事故。在保证机组的电气系统有效的前提下，应对机组进行功能性测试，包含机组的切入、额定、额定以上风速下的正常发电、额定及额定以上风速下的所有停机策略（包括安全链级别的停机）、偏航情况。

对于机组历史的故障情况应予以统计并分析其对机组寿命的影响。

同时应使用以上的测试结果，与第 8 章中的模型分析结果进行比对，以对模型进行调整，使其更能反映实际机组的动态响应。

8 分析方法

8.1 概述

不同的资料等级需要采取不同的分析方法，资料等级越高，其分析结果的可靠度越高。资料等级越低，其分析结果的可靠度越低，越需要采取更保守的方法予以延寿评估。

8.2 一般要求

当机组的外部条件低于机组的设计等级时，机组延寿期间极限载荷超过设计极限载荷的可能性极低。延寿分析中应重点关注疲劳载荷。包括但不限于表 2 中提到的部件/系统及部件间连接应进行延寿评估。

表 2 延寿关键部件/系统

部件/系统	组成	部件/系统	组成
风轮叶片	叶片	塔架	筒体
机械结构部件	轮毂		法兰
	主轴		螺栓连接
	扭力臂		焊缝连接
	主轴承座		塔筒门
	主机架	基础	地基螺栓连接
	后机架		基础和塔架连接结构
	机舱罩及导流罩		基础本身
	变桨系统	控制保护系统	传感器
	主轴轴承		制动系统
	齿轮箱		控制软件
	螺栓连接	电气件	发电机
	偏航系统		雷电保护

当机组的外部条件高于机组的设计等级时，或因为资料的缺失无法确定机组的外部条件是否低于机组的设计等级时，应依据 IEC61400-1 考虑极限对机组的影响。

风电场建设之初，机组需要符合当时的标准要求。但在延寿评估时，应依据现在最新的标准规范进行评估，不应使用旧标准规范进行评估。但不需满足现有标准的所有要求，评估时应重点关注最新的标准规范对疲劳寿命要求（如：叶片静载测试是现有标准要求，但是延寿可以不考虑，因为静载测试对疲劳载荷意义不大）。

对于存在多个机组的风电场，应对所有的机组都进行延寿评估，或选取代表机组，代表机组应是所有机组中外部条件、运作状态最苛刻的机组，若风电场存在多个配置不同的机组，应至少针对每一个配置机组选取一个代表机组。

8.3 模型建立

延寿评估中，对于原始设计资料不具备的情况，通过现场勘查、数据收集的方式建立符合现场实际机组的通用模型，应确保使用的通用模型满足以下要求：

- 尺寸、重量、速比等模型设置信息与实际机组一致；
- 通用模型应与实际机组的塔架、叶片频率一致，应对实际机组的塔架、叶片频率进行测试；
- 控制效果和实际机组尽量一致；可参考机组运行状态资料或实际测量资料进行控制器设置；
- 能够有效的反应机组的动态载荷响应；宜对实际机组进行载荷测量，通过测量载荷和仿真载荷比对，不断调整模型，以尽量准确的反应机组的动态载荷响应；
- 应对模型中采用经验设置的参数进行分析，判断其对最终寿命分析的影响。

建立完通用模型后，应进一步依据实际现场的资料、运行、测试情况，对通用模型进行修正，以进一步真实准确的反应现场机组的动态载荷响应。

第 7 章中的延寿检查结果应运用到延寿的评估中（如：基础裂缝的长度应运用在基础的疲劳分析中）。

在具备原始设计资料的情况下，应首先对原始设计资料进行分析，判断各个原始设计资料是否相互匹配，并应依据延寿检查的结果，对原始设计资料中的仿真计算模型进行调整，建立与实际机组匹配的仿真计算模型。

8.4 A 等级分析方法

A 等级具备原始设计、外部条件和运行状态资料，采用原始设计进行分析时，应依据现场实际检查的结果，对原始设计中相关的信息进行调整，以便符合现场机组的实际情况。A 等级资料不具备实际测量部分的资料，无法对机组的真实运行载荷进行复现，使用 A 等级资料进行分析得到的剩余使用寿命，应至多采用 0.9 的系数。

运行状态应依据附录 C 的资料分析得到的所有疲劳工况，进行疲劳寿命的分析。

8.5 B 等级分析方法

B 等级具备原始设计和外部条件资料，采用原始设计进行分析时，应依据现场实际检查的结果，对原始设计中相关的信息进行调整，以便符合现场机组的实际情况。B 等级资料不具备运行状态资料，无法对机组的真实运行历史状态进行复现，使用 B 等级资料进行分析得到的剩余使用寿命，应至多采用 0.9 的系数。

运行状态应至少考虑 IEC61400-1 中规定的所有疲劳工况，进行疲劳寿命的分析。

8.6 C 等级分析方法

C 等级的主要资料是外部条件，其原始设计资料需要采用通用模型进行分析，由于通用模型存在一定的不确定性，宜采用两组以上的通用模型进行分析，对于使用通用模型进行分析得到的剩余使用寿命，应至多采用 0.8 的系数。

运行状态应至少考虑 GB/T 18451.1—2012 中规定的所有疲劳工况进行疲劳寿命的分析。

8.7 D 等级分析方法

对于 D 等级的资料情况，不具备分析的必要条件，需依据第 7 章进行实际检查确定短期内机组或风电场是否适合延寿。应至少每隔 0.5 年依据第 7 章检查一次。

8.8 “+” 等级分析方法

“+” 等级是在 A、B、C 等级上增加了实际测量内容——机械载荷测量，通过实际载荷与模型计算载荷的比对，进一步调整计算模型，使其更能够代表现场机组的实际情况。

应依据 IEC 61400-13:2015 对机组进行机械载荷测量，并进行载荷比对。

使用机械载荷测量有助于得到更准确的剩余寿命分析结果，若载荷比对结果显示，计算载荷和实际测量的比对结果差异满足 IEC 61400-13:2015 标准要求，可将剩余寿命采用的系数增加 0.1。

C+等级的检查时间间隔应与 C 等级的检查时间间隔一致。

A+及 B+等级检查时间间隔，可考虑在 A 及 B 等级的基础上进行一定延长，但延长时间不应超过半年。

8.9 延寿期间的检查

A 等级资料下，叶片检查时间间隔不应超过 3 年，其余部件/系统不应超过 1 年。

B 等级资料下，叶片检查时间间隔不应超过 2 年，其余部件/系统不应超过 1 年。

C 等级资料下的整体检查时间间隔，不应超过 1 年。

D 等级下的叶片的检查不应超过 1 年，其余部件检查时间间隔不应超过 0.5 年。

C+等级的检查时间间隔应与 C 等级的检查时间间隔一致。

A+及 B+等级的检查时间间隔，可考虑在 A 及 B 等级的基础上进行一定的延长，但延长时间不应超过半年。

应对延寿时间相对较短或依据第 7 章检查结果较为严重的部件/系统，采用更短的时间间隔，并制定针对性的检查方案。

机组延寿期间，随着机组服役时间的增加，延寿检查时间间隔应相应降低。宜采用以下方式：

- a) 机组总的延长寿命的前 2/3，检查的时间间隔应是最长的；
- b) 机组总的延寿寿命的后 1/3，检查的时间间隔应不超过前期检查时间间隔的 1/2；
- c) 若延寿检查的过程中发现对机组寿命产生影响的情况，应及时制定针对性的解决方案，并调整检查的时间间隔；
- d) 若延寿检查的过程中发现对机组安全性产生影响的情况，应及时让机组停机，对该情况进行分析，并制定修复计划，待评估通过后，方可继续投产。

机组延寿期间，宜适当增加针对运行状态的监控系统对机组进行监测，如：SCADA 系统、CMS 系统、塔架净空监测系统、塔顶位移监测系统、无人机巡检等。

9 延寿的技改

针对延寿的技改，可能在延寿评估前期就已经开始或计划进行（如：某些部件/系统明显存在问题，需对其进行技改，方可进行延寿）；也可能在延寿评估的后期计划进行（如：延寿评估表明某些部件/系统，不具备延寿条件，但对其进行技改后，可进行延寿）。

针对延寿的技改，有很多方式，主要包含：

- a) 部件/系统的更换或修复；
- b) 控制、保护系统的优化升级；
- c) 整体机头（RNA）和顶部塔筒的更换（保留下部塔筒和基础）。

延寿评估应包含针对这些技改的评估。对于机组的旧部件/系统应考虑其历史运行的疲劳损伤，并考虑其未来延寿期间可能经历的情况。对于机组的新部件/系统应依据 IEC61400-1 进行未来的延寿期间的安全性评估。

需要注意的是：存在不进行技改，限功率运行的情况。若进行限功率运行，应该对限功率后，机组在延寿期间的结构完整性进行评估。宜从经济性评价的角度，综合给出最佳的限定功率以及对应的延寿时长。

10 退役

若依据以上进行分析后，存在严重影响机组或风电场的结构完整性或者预计会导致机组损坏的缺陷，且难以进行技改或需要难以承受的经济成本进行技改，则应进行退役处理。

附录A

(资料性附录)

外部条件资料要求

外部条件资料是延寿分析最为重要的资料，不具备外部条件资料的情况下，将不具备机组剩余寿命分析的条件。

应使用外部条件资料，依据 GB/T 18710、IEC61400-1 分析待延寿机组历史经历的以及未来即将经历的外部条件。

外部条件资料应包含，以下信息：

- a) 温度：风电场区域长期平均气温、极端温度；
- b) 湿度：风电场区域长期平均湿度；
- c) 空气密度：需要通过长期数据进行推算，依据测风塔数据进行验证；
- d) 太阳辐射
- e) 雨、冰雹、雪、冰、风沙：需要依据气象部门提供的长期数据进行统计分析；
- f) 化学作用物质；
- g) 机械作用颗粒；
- h) 盐雾：海上风电考虑居多，陆地相对较少，主要影响电气原件等部位寿命，出现腐蚀现象；
- i) 雷电；
- j) 地震；
- k) 台风：主要依据气象部门提供的长期数据和台风观测部门的记录，了解极限风速情况，防止风电机组出现极限疲劳过载。

这些信息一般存在于机组安装之前的风电场可行性研究报告中，因此风电场的可行性研究报告是外部条件的必要资料。

另外，外部条件的资料最为重要的资料是风资源资料。若风电场自建设时即存在测风塔，应依据 GB/T 18710、IEC61400-1 对机组历史的及未来将经历的风资源情况进行分析，并给出 IEC61400-1 中特定场址分析中疲劳载荷分析时必要的风资源参数，进行机组全寿命期间的疲劳累积计算。对于缺失的数据，可以使用临近风电场测风塔数据、中尺度数据予以插补。同时可以参考机组机舱后方风速计的测风数据，考虑风轮前方风速和机舱后方风速的传递函数，进行缺失数据的补充。历史测风数据应至少 1 年以上。

若无长期测风塔的测风数据，只具有各个机组机舱后方风速计的测风数据（至少包括 10min 平均风和 10min 平均风向，或 1s 平均风速和 1s 瞬时风速）。应结合短期测风（短期测风周期不低于 3 个月）数据，依据 IEC61400-12-2 建立风轮前方风速和机舱后方风速的传递函数，进行机舱后方风速的修正。应使用以上资料依据 GB/T 18710、IEC61400-1 对机组历史的及未来将经历的风资源情况进行分析，并给出 IEC61400-1 中特定场址分析中疲劳载荷分析时必要的风资源参数，进行机组全寿命期间的疲劳累积计算。机舱后方风速数据宜 5 年以上，可以 3 年以上，应至少 2 年以上。

若既不具备长期测风数据，又不具备机舱后风速计的风数据，只有风电场安装初期的可行性研究报告，可使用临近风电场测风塔数据、中尺度数据对本风电场的风资源进行分析，同时应结合短期测风进行验证（短期测风周期不低于 3 个月）。应使用以上资料依据 GB/T 18710、IEC61400-1 对机组历史的及未来将经历的风资源情况进行分析，并给出 IEC61400-1 中特定场址分析中疲劳载荷分析时必要的风资源参数，进行机组全寿命期间的疲劳累积计算。同时对于使用该类数据依据 IEC61400-1 分析计算获得的疲劳载荷，应至少 1.20 的安全系数。

附录B

（资料性附录）

原始设计资料要求

原始设计资料是机组的重要技术文件，包含设计计算、设计图纸、设计规范、评估及认证证书和报告。

原始设计资料主要用于建立机组的仿真计算模型，进而计算得到合理的剩余使用寿命。

机组在风电场安装之前，会依据相关标准和规范进行设计、评估及认证；依据当时标准进行设计、评估、认证的资料以及结论，应尽可能的予以获取，作为延寿的原始设计资。但是可能存在资料丢失的情况或不同时期的技术水平不同造成的资料要求差异。

机组的原始设计资料应包含控制及保护系统、叶片、轮毂、机舱、主轴、齿轮箱（若有）、发电机、机械刹车、传动链、机组损失、偏航系统、变桨系统、塔架的资料。风电场包括基础和电网条件信息。

表 B.1 未做过认证机组设计资料需包含信息

部件/系统	组成
控制及保护系统	a) 额定转速 b) N4 转速 c) NA 转速 d) 额定功率 e) 切出风速 f) 转速转矩表 g) 故障列表 h) 停机策略 i) 安全链 j) 控制策略
叶片	a) 总质量 b) 挥舞摆振方向频率 c) 配重 d) 运行限制（如：温度、风速、极限转速、极限变形等） e) 各个截面的位置 f) 各个截面的弦长、扭角、相对厚度、中心轴位置、质量中心、线密度、线转动惯量、剪切中心、摆振刚度、挥舞刚度、扭转刚度、附加质量，剪切刚度（如果叶片建模考虑） g) 叶片设计载荷报告 h) 叶片气动信息 i) 叶片安装角
轮毂	a) 总质量 b) 质心位置 c) 3 个方向的惯量 d) 轮毂上的导流罩直径（如有） e) 轮毂直径 f) 与叶片连接的叶根法兰距离轮毂中心距离

	g) 锥角信息 h) 图纸（至少包括尺寸和表面粗糙度要求） i) 技术规范 j) CAD 模型（若有）
机舱	a) 总质量 b) 质心位置 c) 3 个方向的惯量信息 d) 机舱倾角 e) 机舱的几何尺寸信息（长宽高） f) 3 个方向的旋转刚度 g) 图纸（至少包括材料、尺寸和表面粗糙度要求） h) 技术规范 i) CAD 模型（若有）
主轴	a) 总质量 b) 刚度信息 c) 图纸（至少包括材料、尺寸和表面粗糙度要求） d) 技术规范 e) CAD 模型（若有）
齿轮箱（若有）	a) 总质量 b) 转动惯量 c) 速比 d) 齿轮箱弹性支撑刚度 e) 图纸（至少包括材料、尺寸和表面粗糙度要求） f) 技术规范 g) CAD 模型（若有）
发电机	a) 发电机质量 b) 发电机惯量 c) 发电机短路力矩曲线
机械刹车	刹车延迟时间、刹车力矩及其爬坡时间、刹车力矩曲线图（如机组停机策略中刹车不介入或仅在低转速介入，可不考虑）
传动链	a) 包含主轴、齿轮箱（若有）、发电机在内的沿主轴方向的惯量 b) 包含主轴、齿轮箱及弹性支撑（若有）、发电机内的扭转刚度和弯曲刚度 c) 传动链装配图纸 d) 主轴承图纸、技术参数及强度分析报告（如有） e) 轴承座图纸、技术规范和 CAD 模型（如有） f) 联轴器图纸、技术参数和强度分析报告（如有） g) 传动链部件间连接螺栓的个数、等级和预紧力信息
机组损失	a) 主轴损失 b) 齿轮箱损失 c) 发电机损失 d) 变流器损失 e) 自耗电
偏航系统	a) 额定偏航速率

	b) 偏航电机和齿轮箱图纸、技术参数及偏航齿轮箱强度分析报告（如有） c) 偏航轴承图纸、技术规范和强度分析报告（如有） d) 偏航刹车图纸、技术参数信息(包括刹车计算力矩时的距离) e) 偏航连接螺栓个数、等级和预紧力信息
变桨系统	a) 变桨驱动器参数 b) 最大变桨速率 c) 变桨轴承性能参数 d) 变桨传动系统参数 e) 变桨驱动图纸、技术参数及变桨驱动强度分析报告（如有） f) 变桨轴承图纸、技术规范和强度分析报告（如有） g) 变桨系统连接螺栓个数、等级和预紧力信息
塔架	a) 法兰及所有附件质量清单，平台位置，所有部件质量清单、各个截面的直径、壁厚、高度信息，塔架总质量信息， b) 塔架图纸（需包含筒节和法兰的相关直径、壁厚、和高度尺寸，螺栓等级、个数和预紧力，门洞的几何尺寸、筒体、法兰和门洞材质等信息） c) 塔筒技术规范

表A.3 风电场设计资料需包含信息

部件/系统	组成
基础	基础 3 个方向的惯量 基础 3 个方向的刚度 基础设计施工图纸和设计说明、强度分析报告（如有）
电网条件	1、从机组并网时至延寿检查时的运行数据和运行记录。 2、从机组并网时至延寿检查时的故障和维修记录 3、从机组并网时至延寿检查时的年检、半年检记录 4、运行维护手册

附录C

(资料性附录)

运行状态资料要求

运行状态资料，有利于确定机组历史所处的状态，并分析其未来可能经历的状态。运行状态资料的时间长度宜 5 年及以上，可以 3 年及以上，应 2 年及以上。

不同机组、不同厂家、不同风电场的运行资料形式和内容差别较大，一般包括：

- a) SCADA 系统记录数据；
- b) 风电场的运营数据；
- c) 部件、软件的变更记录；
- d) 风电场控制及其通信的一般描述。

运行状态数据主要用于判定机组的运行状态是否与设计相近，同时确定与其寿命相关的疲劳事件。应至少包含以下信息：

- a) 正常发电数据
 - 正常发电状态下风速转速曲线；
 - 正常发电状态下风速功率曲线；
 - 正常发电状态下转速转矩曲线；
 - 正常发电状态下风速振动加速度曲线；
 - 正常发电状态下风速偏航误差曲线；

以上数据，一般需要对 SCADA 系统记录的数据或其他运行数据，进行处理后，方可获得。通过这些数据与机组仿真计算模型的比对，可对机组仿真计算模型进行修正，以期获得与现场更为匹配的仿计算模型。

- b) 紧急停机
 - 紧急停机次数；
 - 紧急停机对应的风速、功率及发电机转速；
 - 紧急停机原因；
- c) 控制系统停机
 - 控制系统停机次数；
 - 控制系统停机对应的风速、功率及发电机转速；
 - 控制系统停机原因；
- d) 机组启动
 - 启动次数；
 - 启动对应的风速、偏航误差；
 - 控制系统停机原因；
- e) 大偏航运行

- 大偏航运行对应的风速、偏航误差；
- 大偏偏航运行的时间分布；
- f) 电力生产数据
 - 正常发电时间及其时间分布；
 - 机组及风电场限电数据；
- g) 空转数据
 - 空转时间及其实践分布；
 - 空转状态下的风速分布；
 - 空转状态下的并网状态；
- h) 维修数据
 - 运维手册；
 - 运维记录及报告；
 - 机组主要损坏报告；
 - 部件更换或修理报告；
 - 特殊维护；
 - 检查报告；
- i) 现场电网数据
 - 风电场断网次数。

参考文献

Strategy for Extending the Useful Lifetime of a Wind Turbine

DNVGL-ST-0262, Lifetime extension of wind turbines

The following changes in requirements to the Standard for Wind Turbine Generator- Life Time Extension (LTE), UL 4143

Lifetime extension of onshore wind turbines A review covering Germany, Spain, Denmark, and the UK

The use of long term monitoring data for the extension of the service duration of existing wind turbine support structures

Failure Mode Identification and End of Life Scenarios of Offshore Wind Turbines A Review

Full load estimation of an offshore wind turbine based on SCADA and accelerometer data

Using SCADA data for wind turbine condition monitoring – a review

Wind turbine fault detection by monitoring its performance using high frequency SCADA data

Use of high-frequency SCADA data for improved wind turbine performance monitoring

Structural monitoring for lifetime extension of offshore wind monopiles can strain measurements at one level tell us everything

Lifetime Analysis of a Wind Turbine Component

Wind Turbine Lifetime Extension An Owners Guide

Repowering and Lifetime extension: making the most of Europe's wind energy resource