

ICS 27.100

CCS F 20

DL

中华人民共和国电力行业标准

DL/T 2764—2024

火电机组延寿技术导则

Technical guidelines for the life extension of fossil fuel power plants

2024-05-24 发布

2024-11-24 实施

国家能源局 发布

目 次

前言 II

1 范围 1

2 规范性引用文件 1

3 术语和定义 2

4 延寿工作基本要求 3

5 延寿部件分类 3

6 延寿工作流程 3

7 延寿部件资料收集与状况分析 4

8 延寿部件现状检查 5

9 延寿部件安全状态评估 6

10 延寿部件剩余寿命评估 7

11 延寿评估结论与建议 8

12 延寿改造后评估的基本要求 8

13 延寿机组监督管理的基本要求 8

附录 A（资料性）发电企业申请延寿所需资料清单 10

附录 B（资料性）火电机组延寿评估现场检验与试验内容及数量 11

附录 C（资料性）发电机定子绕组绝缘寿命评估方法 15



前 言

本文件按照 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。

请注意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专利的责任。

本文件由中国电力企业联合会提出。

本文件由电力行业电站金属材料标准化技术委员会（DL/TC 23）归口并解释。

本文件起草单位：西安热工研究院有限公司、苏州热工研究院有限公司、国网辽宁省电力有限公司电力科学研究院、国网山东省电力公司电力科学研究院、上海电气电站设备有限公司上海汽轮机厂、华东理工大学、南京工业大学、国家能源集团新能源技术研究院有限公司、上海明华电力科技有限公司、中国电力工程顾问集团西北电力设计院有限公司、国能锅炉压力容器检验有限公司。

本文件主要起草人：杨哲一、崔雄华、夏咸喜、肖少阳、邵明星、柴琦、张磊、吕一楠、高峰、徐昀、于龙滨、陈志林、施海宁、梅林波、谈建平、张红军、唐丽英、李江、王俊、张广成、张显程、周荣灿、蔡晖、王鹏、吴晓俊、王小威、朱保印、杜晋峰、段鹏、宋江文、常青。

本文件为首次发布。

本文件在执行过程中的意见或建议反馈至中国电力企业联合会标准化管理中心（北京市白广路二条一号，100761）。

火电机组延寿技术导则

1 范围

本文件规定了火电机组延寿工作基本要求、延寿部件分类、延寿工作流程、延寿部件资料收集与状况分析、延寿部件现状检查、延寿部件安全状态评估、延寿部件剩余寿命评估、延寿评价结论与建议、延寿改造后评估的基本要求、延寿机组监督管理的基本要求。

本文件适用于寿命期满或即将期满火电机组（含联合循环机组中的余热锅炉及管道、蒸汽轮机、发电机和主变压器）的延寿工作。

2 规范性引用文件

下列文件中的内容通过文中的规范性引用而构成本文件必不可少的条款。其中，注日期的引用文件，仅该日期对应的版本适用于本文件；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 223（所有部分）钢铁及合金化学分析方法
GB/T 228.1 金属材料 拉伸试验 第1部分：室温试验方法
GB/T 228.2 金属材料 拉伸试验 第2部分：高温试验方法
GB/T 229 金属材料 夏比摆锤冲击试验方法
GB/T 231.1 金属材料 布氏硬度试验 第1部分：试验方法
GB/T 2039 金属材料 单轴拉伸蠕变试验方法
GB/T 4336 碳素钢和中低合金钢 多元素含量的测定 火花放电原子发射光谱法（常规法）
GB/T 5310 高压锅炉用无缝钢管
GB/T 11344 无损检测 超声测厚
GB/T 11170 不锈钢 多元素含量的测定 火花放电原子发射光谱法（常规法）
GB/T 16507.4 水管锅炉 第4部分：受压元件强度计算
GB/T 17394（所有部分）金属材料 里氏硬度试验
GB/T 19624 在用含缺陷压力容器安全评定
GB/T 20140 隐极同步发电机定子绕组端部动态特性和振动测量方法及评定
GB/T 20835 发电机定子铁心磁化试验导则
DL/T 298 发电机定子绕组端部电晕检测与评定导则
DL/T 438 火力发电厂金属技术监督规程
DL/T 492 发电机环氧云母定子绕组绝缘老化鉴定导则
DL/T 596 电力设备预防性试验规程
DL/T 654 电机寿命评估技术导则
DL/T 674 火电厂用 20 号钢珠光体球化评级标准
DL/T 694 高温紧固螺栓超声检测技术导则
DL/T 714 汽轮机叶片超声检验技术导则
DL/T 715 火力发电厂金属材料选用导则
DL/T 773 火电厂用 12Cr1MoV 钢球化评级标准
DL/T 786 碳钢石墨化检验及评级标准

- DL/T 787 火力发电厂用 15CrMo 钢珠光体球化评级标准
- DL/T 884 火电厂金相检验与评定技术导则
- DL/T 911 电力变压器绕组变形的频率响应分析法
- DL/T 930 整锻式汽轮机转子超声检测技术导则
- DL/T 940 火力发电厂蒸汽管道寿命评估技术导则
- DL/T 984 油浸式变压器绝缘老化判断导则
- DL/T 999 电站用 2.25Cr-1Mo 钢球化评级标准
- DL/T 1422 18Cr-8Ni 系列奥氏体不锈钢锅炉管显微组织老化评级标准
- DL/T 1423 在役发电机护环超声波检测技术导则
- DL/T 1525 隐极同步发电机转子匝间短路故障诊断导则
- DL/T 2219 火力发电厂用 10Cr9Mo1VNbN 钢显微组织老化评级
- DL/T 2467 含缺陷高温高压管道结构完整性评估导则
- DL/T 5366 发电厂汽水管道应力计算技术规程
- NB/T 47013 (所有部分) 承压设备无损检测

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

寿命期满火电机组 **lifetime expired fossil fuel units**
发电许可证到期的火电机组。

3.2

延寿评估 **life extension assessment**
为掌握寿命期满火电机组 (3.1) 延寿潜力所做的机组剩余寿命与安全状态综合评估。

3.3

延寿改造 **life extension retrofit**
为延长火电机组服役寿命所做的设备或部件改造。

3.4

延寿部件 **main components**
纳入延寿评估 (3.2) 及改造范围的火电机组部件。延寿部件分为 A、B、C 三类。

3.5

A 类部件 **class A components**
对机组寿命与安全状态影响较大的, 除安全状态评估 (3.9) 外, 还应进行剩余寿命评估的部件。

3.6

B 类部件 **class B components**
对机组安全状态影响较大的, 应进行安全状态评估 (3.9) 的部件。

3.7

C 类部件 **class C components**
对机组安全状态影响较小, 可进行资料性安全状态评估 (3.9) 的部件。

3.8

当量温度 **equivalent temperature**
金属部件经一段时间的服役后, 寿命损耗等效于在某一固定温度下服役相同时间, 这个固定温度被称为当量温度。

3.9

安全状态评估 safety status assessment

通过资料调研、现状检查、性能测试等手段，对部件的服役安全性进行的评估。对于金属部件，安全状态评估包含部件缺陷及其扩展情况评估，材料组织老化、力学性能劣化状况评估与蠕变/疲劳损伤状况评估；对于电气部件，安全状态评估包括部件的绝缘状态与绝缘老化程度评估。

3.10

资料性安全状态评估 informative safety status assessment

仅通过资料调研的方式，对部件进行的安全状态评估（3.9）。

3.11

纸绝缘 paper insulation

油浸式变压器绝缘纸和纸板的绝缘。

4 延寿工作基本要求

4.1 延寿工作开展前，发电企业应核实拟延寿的机组不属于国家或当地政府列入强制关停范围内的机组，且满足国家和地方政府对延寿机组环保、能耗和最小技术出力等指标的最新要求。

4.2 发电企业应加强对机组设备、运行、检修资料的管理，确保资料完整可查，保证提供给第三方评估机构及延寿审批单位所需的资料完整、真实。

4.3 第三方检验与评估机构应本着科学、客观和严谨的原则，依据相关标准和规范进行检验和评估工作。检验机构对检验的完整性和真实性负责，评估机构对评估的合理性和可靠性负责。应综合考虑延寿改造的投入和所带来机组整体寿命延长的收益，控制延寿改造的投入，科学合理地制订机组的延寿计划，对延寿投入与未来受益的经济风险负责。

5 延寿部件分类

延寿部件分类与评估要求见表 1。对于 A 类部件，应进行安全状态评估与寿命评估；对于 B 类部件，应进行安全状态评估，必要时，可对个别 B 类部件进行剩余寿命评估；对于 C 类部件，应进行资料性安全状态评估。

表 1 延寿部件分类与评估要求

类别	部件名称	评估要求
A	汽包/汽水分离器、高温集箱、主蒸汽管道、再热热段蒸汽管道、高温联络管与导汽管、高压转子、中压转子、低压转子、发电机转子	安全状态评估及剩余寿命评估
B	汽包下降管、低温集箱、低温连接管道、过热器、再热器、减温器、主给水管道、再热冷段蒸汽管道、高温阀门、汽缸、汽门、高温紧固件、叶片、发电机护环、发电机定子绕组、发电机定子铁心、发电机转子绕组、主变压器绕组、主变压器纸绝缘	安全状态评估
C	水冷壁、省煤器、电气二次设备、励磁设备、开关站设备、厂用变压器、仪控电缆、动力电缆	资料性安全状态评估

6 延寿工作流程

6.1 发电企业委托评估机构对机组的延寿部件进行资料收集与分析，并基于此对机组进行状况分析，判断机组技术层面上是否具备延寿可行性。

6.2 若机组具备延寿可行性，发电企业宜在机组寿命到期前 3 年启动延寿工作，委托评估机构正式开展延寿评估工作，并确保延寿工作启动后至机组寿命期满之间，对锅炉、炉外管道、汽轮机和发电机部件、主变压器进行全面现状检查（含高温管道割管取样）。

- 6.3 发电企业可根据评估机构给出的机组剩余寿命评估结论，在综合考虑其他因素后，进行延寿改造，并形成竣工与验收证明文件。
- 6.4 如果进行了延寿改造，评估机构应对改造完成后的机组部件进行再评估。
- 6.5 发电企业应制定机组延寿后安全运行的监督和管理措施。
- 6.6 发电企业于机组发电许可证到期至少 6 个月前向省级能源主管部门提出延寿申请，申请时所需资料清单可参见附录 A，具体以能源主管部门要求为准。
- 6.7 发电企业开展延寿工作的流程图见图 1。

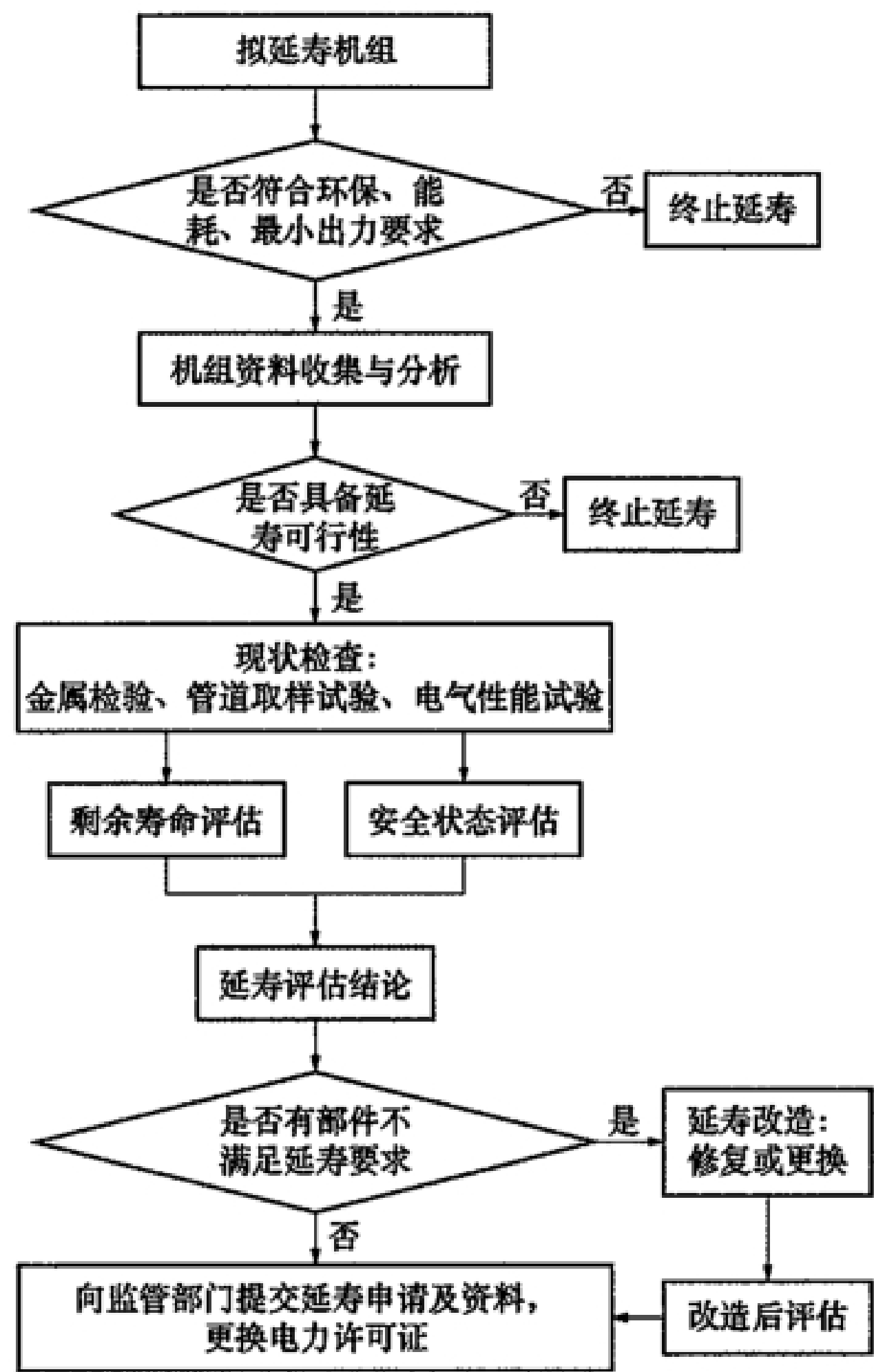


图 1 发电企业开展延寿工作的流程图

7 延寿部件资料收集与状况分析

7.1 通过技术资料收集，初步分析机组延寿部件的状况。应收集技术资料的具体内容见表 2。

表 2 技术资料的具体内容

序号	所需技术资料内容	
1	机组设计制造概况	收集、整理并分析机组的招投标文件、订货协议、合同、监造技术文件、设备说明书等
2	机组运行概况	收集整理分析机组运行规程、累计运行时间、启停次数、实测运行数据、相关设备启停曲线等
3	部件材料设计选用情况	收集整理分析相关的设计和技术改造资料

表 2（续）

序号	所需技术资料内容	
4	部件历次检验检查、试验分析、评估评价等情况	收集整理分析安装及安装前检验、历次锅炉/压力容器检验、金属监督检验、防磨防爆检查、失效分析、事故分析、寿命诊断/评估、取样试验、缺陷分析安全评估、电气试验、其他评估评价等专业技术报告文件资料等
5	部件历次检修、技改情况	收集整理分析历次与部件材料相关的检修、技改、事故处理等技术文件资料
6	部件失效统计记录	收集整理分析相关机组可靠性、事故、四管爆漏等、非计划停运等统计记录
7	部件主要缺陷情况	收集整理分析部件主要缺陷详细检验、检测、分析数据，安全状态评估方法、依据、过程和结论等技术文件资料

- 7.2 根据延寿部件规格材质及实际运行参数，按 DL/T 715 的规定对材料选材合理性进行评价，按 GB/T 16507.4 和 DL/T 5366 的规定对主要高温承压部件强度设计进行分析与校核。
- 7.3 根据机组运行资料，分析主要部件的超温、超压情况及超速情况。
- 7.4 根据机组历次检验记录，分析机组主要部件的材质状况、绝缘老化情况、缺陷情况、历次失效情况、金属检验情况等。
- 7.5 根据对资料的分析，若机组主要部件选材合理、强度校核合格，服役期间未发现长期严重超温、超压或超速情况，大部分主要部件未见严重老化与性能劣化，不存在大范围无法修复的超标缺陷，则可认为机组具备延寿可行性。

8 延寿部件现状检查

8.1 现场检验及试验

- 8.1.1 现场检验的具体检验部位、检验方法与检验比例参见附录 B。检验比例、方法等不符合 DL/T 438 要求的部件应补充检验。开展延寿评估前 5 年内检验过的部位，如无特殊问题，可不进行现场检验。
- 8.1.2 壁厚测量宜按 GB/T 11344 的规定执行；里氏硬度试验宜按 GB/T 17394（所有部分）的规定执行；金相检验宜按 DL/T 884 的规定执行；承压设备射线检测、超声检测、磁粉检测、渗透检测、涡流检测、相控阵超声检测宜按 NB/T 47013（所有部分）的规定执行；高温紧固螺栓超声检测宜按 DL/T 694 的规定执行；汽轮机叶片超声检测宜按 DL/T 714 的规定执行；整锻式汽轮机转子超声检测宜按 DL/T 930 的规定执行；发电机护环超声检测宜按 DL/T 1423 的规定执行。
- 8.1.3 发电机及主变压器的现场试验按 DL/T 596 的规定执行，具体试验项目参见附录 B。

8.2 管道取样试验

- 8.2.1 低合金钢主蒸汽管道、高温再热蒸汽管道存在下列情况：组织或性能存在异常、实测最大蠕变应变大于等于 0.75%或最大蠕变速度大于等于 $0.35 \times 10^{-5} \%/\text{h}$ 、曾严重偏离设计参数运行时，应割管取样，进行化学成分分析、几何尺寸测量、组织分析、硬度测试、室温拉伸试验、高温拉伸试验、室温冲击试验和蠕变持久试验；9%~12%Cr 钢主蒸汽管道、高温再热蒸汽管道应割管取样，进行上述试验。化学成分试验方法宜按 GB/T 4336、GB/T 11170 或 GB/T 223（所有部分）的规定执行；硬度试验方法宜按 GB/T 231.1 的规定执行；室温拉伸试验方法宜按 GB/T 228.1 的规定执行；高温拉伸试验方法宜按 GB/T 228.2 的规定执行；室温冲击试验方法宜按 GB/T 229 的规定执行。
- 8.2.2 选择具有代表性的管段割取管样，原则上割取应力较大、硬度较低或温度较高的管段。

8.2.3 蠕变持久试样优先横向取样，蠕变持久试验方法按 GB/T 2039 的规定执行。

9 延寿部件安全状态评估

9.1 金属部件安全状态评估

9.1.1 材料组织与性能状况评估

根据材料选用情况，对金属部件的组织老化情况与力学性能情况进行分析评估：

- a) 碳钢（包括 0.25 Mo~0.5 Mo 钼钢）的石墨化级别评定按 DL/T 786 的规定执行；20G 钢的组织球化级别评定可按 DL/T 674 的规定执行；12CrMoG、15CrMoG 钢的组织球化级别评定按 DL/T 787 的规定执行；12Cr1MoVG 钢的组织球化级别评定按 DL/T 773 的规定执行；2.25Cr-1Mo 类型钢的组织球化级别评定按 DL/T 999 的规定执行；9%~12%Cr 钢的组织老化级别评定按 DL/T 884 的规定执行（Gr.91 可按 DL/T 2219 的规定执行）；18Cr-8Ni 系列奥氏体钢的组织老化级别评定按 DL/T 1422 的规定执行；其他牌号钢可参照同类型钢的相关标准或企业技术规范执行。
- b) 按 DL/T 438 等相应标准的规定对金属部件现场硬度测量值进行评价。
- c) 按 GB/T 5310 等相应标准的规定对取样部件的拉伸性能、冲击性能与硬度值进行评价。

9.1.2 材料蠕变/疲劳损伤情况评估

对金属部件材料的蠕变/疲劳损伤情况进行分析评估：

- a) 通过金相检验进行蠕变损伤检查，观察蠕变孔洞和蠕变微裂纹的数量与形态；
- b) 结合历次检验记录、蠕变测量记录、基于周长测量方式的现场蠕胀测量结果与现场无损检测结果，对蠕胀情况进行分析；
- c) 结合机组运行情况、历次检验记录与现场无损检测结果，对集箱管座角焊缝、汽包下降管角焊缝、汽轮机转子大轴变截面处等容易疲劳开裂的部位进行疲劳损伤情况分析。

9.1.3 缺陷及其扩展情况评估

对主要部件存在的缺陷及其扩展情况进行评估：

- a) 对机组部件存在的未超标缺陷及其扩展情况进行分析与评估，若历次复检结果表明其尺寸未见扩展，则可认为其对安全状态影响不大；若历次复检结果表明缺陷尺寸存在扩展，则应进行消缺处理。
- b) 对于评估时仍然存在的超标缺陷，应安排消缺和复检。若不具备消缺条件，则应对缺陷进行安全评定，安全评定合格后，进行缺陷部位的剩余寿命评估，具体方法见第 10 章；若缺陷安全评定不合格，应立即更换部件。

9.2 电气部件安全状态评估

9.2.1 发电机安全状态评估

发电机定子绕组绝缘状态判断按 DL/T 492 的规定执行；发电机定子绕组端部状态判断按 GB/T 20140 及 DL/T 298 的规定执行；发电机定子铁心状态判断按 GB/T 20835 的规定执行；发电机转子绕组绝缘状态判断按 DL/T 1525 的规定执行。

9.2.2 变压器安全状态评估

变压器纸绝缘状态判断按 DL/T 984 的规定执行；变压器绕组状态判断按 DL/T 911 的规定执行。

10 延寿部件剩余寿命评估

10.1 主蒸汽管道（含母管制机组的蒸汽母管）、高温再热蒸汽管道等高温管道蠕变剩余寿命评估

10.1.1 若不需割取管段进行蠕变持久试验，宜按 GB/T 16507.4 的规定计算出管道内压折算应力，选取工作温度作为计算温度，代入材料的蠕变寿命计算公式外推其蠕变寿命，计算结果减去已运行时间，即为蠕变剩余寿命。

10.1.2 当割取管段进行蠕变持久试验时，蠕变剩余寿命由蠕变持久试验结果外推得到，外推时间不应大于最长试验时间的 10 倍。蠕变剩余寿命评估方法可按 DL/T 940 的规定执行。

10.1.3 含缺陷主蒸汽管道（含母管制机组的蒸汽母管）、高温再热蒸汽管道等高温管道的蠕变剩余寿命评估按 DL/T 2467 的规定执行，采用含缺陷结构安全评定方法计算得到最严苛工况下允许存在的临界裂纹尺寸；当前缺陷扩展至临界裂纹尺寸所需的时间即为蠕变剩余寿命。

10.2 高温集箱蠕变剩余寿命评估

10.2.1 按 GB/T 16507.4 的规定计算出集箱筒体最薄弱孔桥处应力，选取出口管最高测量壁温作为计算温度，采用材料的拉森-米勒公式等时间-温度参数法公式外推其蠕变寿命，计算结果减去已运行时间，即为蠕变剩余寿命。

10.2.2 对于频繁启停或参与深度调峰的机组，宜按 DL/T 654 的规定对高温集箱进行蠕变-疲劳剩余寿命评估。

10.3 过热器管、再热器管蠕变剩余寿命评估

10.3.1 通过高频超声波对过热器管、再热器管的内壁氧化层厚度和管壁金属层厚度进行现场测量。

10.3.2 过热器管、再热器管当量温度和内压折算应力的计算可按 DL/T 654 的规定。将当量温度和内压折算应力代入材料的拉森-米勒公式等时间-温度参数法公式计算其蠕变寿命。

10.4 汽包/汽水分离器疲劳寿命评估

10.4.1 对锅炉不同工况下，危险部位（如汽包的下降管接管座内转角处）的交变应力范围及应力幅值进行计算，计算方法按 GB/T 16507.4 的规定执行。需要计算的工况应包括：冷态启停、温态启停、热态启停、变负荷运行、水压试验和安全门校验。

10.4.2 将不同工况下的应力幅值带入汽包/汽水分离器材料的疲劳寿命曲线，计算出不同工况下的疲劳失效循环周次。汽包/汽水分离器材料的疲劳寿命曲线按 GB/T 16507.4 的规定计算出。

10.4.3 利用累积损伤安全准则公式计算汽包/汽水分离器的疲劳寿命损耗，见公式（1）：

$$D = \sum_{i=1}^m \frac{n_i}{N_{fi}} \dots\dots\dots (1)$$

式中：

D ——疲劳损伤分数，当 $D \geq 0.75$ 时，汽包/汽水分离器疲劳寿命结束；

n_i —— i 工况下，汽包/汽水分离器的运行循环周次；

N_{fi} ——疲劳失效循环周次。

10.4.4 根据汽包/汽水分离器的累积疲劳寿命损耗、以往的运行工况及以后可能的运行工况，可计算出汽包/汽水分离器的疲劳剩余寿命。

10.4.5 锅炉制造商如在设备说明书中规定汽包/汽水分离器在不同启停情况下的疲劳寿命损耗，则应按设备说明书的规定，结合机组实际启停情况，对汽包/汽水分离器的剩余疲劳寿命进行计算，并将计算

结果与依据疲劳寿命曲线计算出的剩余寿命进行对比，取较小的结果作为疲劳剩余寿命。

10.4.6 含缺陷汽包/汽水分离器的疲劳剩余寿命评估按 GB/T 19624 的规定执行，采用含缺陷结构安全评定方法计算得到最严苛工况下允许存在的临界裂纹尺寸；当前缺陷扩展至临界裂纹尺寸所需的循环周次即为疲劳剩余寿命。

10.5 汽轮机转子寿命评估

10.5.1 宜采用有限元法对机组不同工况下汽轮机高、中压转子进行热应力和离心应力计算，确定其交变应力或应变范围和幅值。需要统计的工况应包括：冷态启停、温态启停、热态启停、极热态启停、变负荷运行，各种工况应按汽轮机实际运行参数确定。计算所需要的转子几何尺寸宜根据汽轮机设计图纸或通过三维测绘确定。

10.5.2 将不同工况下的应力或应变幅值代入转子材料的疲劳寿命曲线，计算出不同工况下的疲劳失效循环周次。转子的疲劳寿命曲线可按 DL/T 654 的规定计算执行。

10.5.3 利用 10.4.3 中式 (1) 计算转子的疲劳寿命损耗，当 $D \geq 0.75$ 时，转子的疲劳寿命结束。

10.5.4 根据转子剩余的疲劳寿命损耗、以往的运行工况及今后可能的运行工况，可计算出转子的疲劳剩余寿命。

10.5.5 发电设备制造商如在设备说明书中规定转子在不同启停情况下的疲劳寿命损耗，则应按设备说明书的规定，结合机组实际启停情况，对转子的剩余疲劳寿命进行计算，并将计算结果与依据疲劳寿命曲线计算出的剩余寿命进行对比，取较小的结果作为疲劳剩余寿命。

10.5.6 高温转子的剩余寿命评估应考虑蠕变损伤的影响。

10.5.7 含缺陷汽轮机转子的疲劳剩余寿命评估可按 DL/T 654 的规定执行，采用含缺陷结构安全评定方法计算得到最严苛工况下允许存在的临界裂纹尺寸；当前缺陷扩展至临界裂纹尺寸所需的循环周次即为疲劳剩余寿命。

10.6 发电机定子绕组绝缘寿命评估可参见附录 C 执行。

10.7 变压器纸绝缘寿命评估可按 DL/T 984 的规定执行。

11 延寿评估结论与建议

11.1 结合各部件安全状态评估结果，给出机组的安全状态评估结论。

11.2 结合各部件剩余寿命评估结果，给出机组剩余寿命结论。

11.3 单元制机组剩余寿命取各部件剩余寿命的最小值。母管制机组可分别给出锅炉、汽轮机和母管的剩余寿命。

11.4 结合各部件安全状态与剩余寿命，给出机组的延寿改造建议（如需要）与延寿运行期间需重点监督的部件及部位。

11.5 对拟延寿年限的估算应充分考虑未来运行方式对寿命产生的影响。

12 延寿改造后评估的基本要求

12.1 对于经过改造的部件，应加强改造后的检验。

12.2 对于更换的新部件，评估时，应对其出厂质保资料、性能测试资料、设备说明书、监造资料、安装前后检验资料及竣工验收证明文件进行核查。

12.3 若改造后部件为返厂处理后或其他电厂拆卸下来的旧部件，除核查竣工验收证明文件外，应对其进行安全状态评估，必要时，进行剩余寿命评估。

13 延寿机组监督管理的基本要求

13.1 发电企业应制定机组延寿期间保障安全运行的措施，提高设备巡检频次，不得出现超温、超压及

超速情况，不得超负荷运行。

13.2 机组延寿运行期间的检修应综合考虑设备风险因素和经济因素，合理安排检修时机和内容。

13.3 机组延寿运行期间的金属监督应按 DL/T 438 中有关延寿机组监督检验的相应条款的规定执行。

13.4 机组延寿运行期间，电气部件的安全状态评估应每次大修进行一次。

13.5 对于延寿运行期间需重点监督的部件、部位，应给出针对性监督检验措施。

13.6 机组延寿运行期间，应加强设备的运行监测和金属监督检验，对于参与深度调峰的机组，可适当增加运行监测手段。根据设备运行监测及检验情况，应适时开展寿命及安全状态评估。

附 录 A
(资料性)
发电企业申请延寿所需资料清单

发电企业申请延寿所需的资料清单见表 A.1。

表 A.1 发电企业申请延寿所需资料清单

序号	资料名称
1	营业执照
2	电力业务许可证许可事项变更申请表（发电类）
3	原电力业务许可证
4	最近年份电力业务许可（发电类）自查合格告知单
5	机组符合产业政策和节能减排政策的证明材料
6	机组供电煤耗指标的说明与证明材料
7	机组水耗指标的说明与证明材料
8	机组超低排放改造项目环境监测报告
9	机组环保排放达标证明材料
10	具备相关资质的评估机构出具的机组延寿评估正式报告
11	延寿改造后的竣工与验收证明材料（若不涉及改造，则不需要此项）
12	延寿改造后评估机构出具的评估报告（若不涉及改造，则不需要此项）
13	机组延寿运行期间的安全保障措施

附录 B
(资料性)

火电机组延寿评估现场检验与试验内容及数量

火电机组延寿评估现场检验与试验内容及数量见表B.1。

表 B.1 火电机组延寿评估现场检验与试验内容及数量

部件名称		检验内容及数量
锅炉范围部件	汽包、汽水分离器	(1) 检查筒体表面可见部位是否有明显腐蚀、结垢、裂纹等缺陷； (2) 对封头、筒体进行壁厚测量； (3) 对筒体纵、环焊缝及热影响区进行表面无损检测及超声检测抽查，抽查比例不少于 20%，抽查部位应以 T 形接头为主； (4) 对集中下降管、给水管管座角焊缝进行 100%表面无损检测，具备检验条件的应进行 100%超声检测，对集中下降管进行壁厚测量； (5) 对分散下降管、汽水引入管、引出管管座角焊缝进行表面无损检测抽查，抽查比例不少于 20%； (6) 对安全阀、再循环管管座角焊缝进行 100%表面无损检测； (7) 对纵、环焊缝及母材进行硬度抽查，纵、环焊缝各不少于 1 条，硬度检测发现异常时，进行金相检验
	主蒸汽管道及高压旁路阀前管道、再热热段蒸汽管道及低压旁路阀前管道	(1) 检查管道可见部位是否有严重氧化、明显腐蚀、皱褶、重皮、机械损伤、变形、裂纹等； (2) 检查管道支吊装置是否完好牢固，承力是否正常，是否有过载、失载，减振器是否完好，液压阻尼器液位是否正常、是否有渗油现象； (3) 抽查直管段、弯头（弯管）、三通和异径管厚度； (4) 对管道环焊缝进行表面无损检测及超声检测抽查，抽查比例不少于 30%，重点检查与弯头（弯管）、三通、阀门和异径管相连接的环焊缝；对管道纵焊缝进行表面无损检测及超声检测抽查，抽查比例不少于 10%； (5) 对管道弯头（弯管）进行表面无损检测、超声检测和椭圆度抽查，抽查比例不少于 30%；对三通及异径管进行表面无损检测，检测比例为 100%，必要时，进行超声检测； (6) 对管道对接焊缝和管件进行硬度和金相抽查，抽查比例各不少于 15%； (7) 对管道安全阀、排气、疏水、取样、仪表等管座角焊缝进行表面无损检测，检测比例为 100%，必要时，进行超声检测
	再热冷段蒸汽管道、主给水管道、高压旁路阀后管道、低压旁路阀后管道、低温连接管道	(1) 检查管道可见部位是否有严重氧化、明显腐蚀、皱褶、重皮、机械损伤、变形、裂纹等； (2) 检查管道支吊装置是否完好牢固，承力是否正常，是否有过载、失载，减振器是否完好，液压阻尼器液位是否正常，是否有渗油现象； (3) 抽查直管段、弯头（弯管）、三通和异径管厚度； (4) 对管道环焊缝进行表面无损检测及超声检测抽查，抽查比例不少于 10%，重点检查与弯头（弯管）、三通、阀门和异径管相连接的环焊缝；对管道纵焊缝进行表面无损检测及超声检测抽查，抽查比例不少于 5%； (5) 对管道弯头（弯管）进行表面无损检测、超声检测和椭圆度抽查，抽查比例不少于 10%； (6) 对管道管件进行硬度和金相抽查，抽查数量不少于 2 个； (7) 对管道安全阀、疏水管、仪表管等管座角焊缝进行表面无损检测，检测比例为 100%，必要时，进行超声检测
	主要连接管道（450℃及以上蒸汽管道）	(1) 检查管道可见部位是否有严重氧化、明显腐蚀、皱褶、重皮、机械损伤、变形、裂纹等； (2) 抽查直管段和弯头（弯管）厚度； (3) 对管道对接焊缝进行表面无损检测及超声检测抽查，抽查比例不少于 30%；

表 B.1（续）

部件名称		检验内容及数量
锅炉范围部件	主要连接管道 (450℃及以上蒸汽管道)	(4) 对管道弯头（弯管）进行表面无损检测及超声检测抽查，抽查比例不少于30%； (5) 对管道对接焊缝和弯头（弯管）进行硬度和金相抽查，抽查比例各不少于15%； (6) 对管道接管座角焊缝进行表面无损检测，300 MW 及以上机组检测比例为100%，必要时，进行超声检测
	高温集箱（450℃及以上）	每种高温集箱抽查不少于1个： (1) 抽查集箱表面，是否有裂纹、划痕、沟槽、严重氧化、明显腐蚀和变形等缺陷；集箱与支吊装置是否接触良好；吊杆装置是否牢固；支座是否完好，是否有明显变形；预留膨胀间隙是否足够，方向是否正确； (2) 抽查集箱筒体、封头厚度； (3) 对集箱筒体环焊缝进行表面无损检测及超声检测抽查，抽查比例为10%且不少于1条，应以封头焊缝和三通环焊缝为主； (4) 对集箱吊耳或支座角焊缝进行表面无损检测抽查，抽查数量不少于2个； (5) 对集箱接管座角焊缝进行表面无损检测，抽查比例：集箱接管座角焊缝不少于5%；排气、疏水、取样、仪表等管座角焊缝100%； (6) 对集箱筒体环焊缝、母材进行金相和硬度抽查，抽查比例为10%且不少于1条； (7) 对 9%~12%Cr 系列钢制集箱检查孔焊缝进行表面无损检测，抽查数量不少于1个； (8) 对集箱筒体进行横截面的周长测量，抽查数量不少于3个截面
	低温集箱（450℃以下）	每种低温集箱抽查不少于1个： (1) 抽查集箱外表面是否有明显腐蚀、裂纹或者其他超标缺陷；抽查省煤器入口集箱内部是否有异物堆积；内壁是否有明显腐蚀；抽查水冷壁下集箱排污（放水）管孔是否堵塞；节流圈是否有脱落、堵塞、明显磨损；对内部有挡板的集箱检查内部挡板是否开裂倒塌； (2) 抽查集箱筒体、封头厚度； (3) 抽查集箱与支座是否接触良好，支座是否完好、是否有明显变形；预留膨胀间隙是否足够，方向是否正确；抽查吊耳与集箱连接焊缝是否有裂纹或者其他缺陷，必要时，进行表面无损检测； (4) 对集箱接管座角焊缝进行表面无损检测，抽查比例不少于5%； (5) 集箱封头焊缝、环形集箱弯头对接焊缝进行100%表面无损检测
	减温器	普查所有减温器： (1) 检查减温器筒体表面，是否有严重氧化、明显腐蚀、裂纹等缺陷； (2) 抽查减温器筒体壁厚； (3) 对筒体的环焊缝、管座角焊缝和内套筒定位螺栓焊缝进行表面无损检测抽查，抽查比例为100%； (4) 检查吊耳、支座与集箱连接焊缝和管座角焊缝表面是否有裂纹或者其他超标缺陷，必要时，进行表面无损检测； (5) 检查混合式减温器内套筒及喷水管，内套筒是否有严重变形、移位、裂纹、开裂、破损，固定件是否有缺失、损坏，喷水孔或者喷嘴是否有明显磨损、堵塞、裂纹、开裂、脱落；筒体内壁是否有裂纹和明显腐蚀； (6) 抽芯检查面式减温器内壁和管板，是否有裂纹和明显腐蚀
	高温阀门	抽查主蒸汽管道、再热热段管道堵阀各不少于1个： (1) 检查阀壳表面是否有明显腐蚀、裂纹、泄漏和铸（锻）造缺陷； (2) 对阀壳进行100%表面无损检测； (3) 对阀壳进行硬度和金相检测
	低温阀门	抽查主给水管道或再热冷段蒸汽管道低温阀门各不少于1个： (1) 检查阀壳表面，是否有明显腐蚀、裂纹、泄漏和铸（锻）造缺陷； (2) 对阀壳进行100%表面无损检测

表 B.1（续）

部件名称		检验内容及数量
锅炉范围部件	过热器、再热器	(1) 抽查管排间距是否均匀，是否有明显变形、移位、碰磨、积灰和烟气走廊；对于烟气走廊区域的管子检查是否有明显磨损，必要时，进行壁厚测量； (2) 抽查过热器和再热器管是否有明显磨损、腐蚀、胀粗、鼓包、氧化、变形、碰磨、机械损伤、裂纹等； (3) 对高温过热器、高温再热器进行壁厚、胀粗及内壁氧化皮厚度抽查，抽查比例各不少于 5%； (4) 对异种钢接头进行渗透检测、超声检测或射线检测，抽查比例不少于 10%； (5) 对高温过热器管、高温再热器管及与奥氏体耐热钢相连的异种钢接头取样进行金相及常温力学性能检测，各不少于 2 根
	高、中、低压转子	(1) 转子大轴轴颈，特别是高、中压转子调速级叶轮根部的变截面 R 处和前汽封槽等部位，叶轮、轮缘小角及叶轮平衡孔部位，喷嘴、隔板、隔板套等部件进行表面无损检测； (2) 高、中压转子大轴进行硬度检验，硬度检验部位为大轴端面 and 调速级轮盘平面（标记记录检验点位置），硬度异常时，进行金相检测； (3) 带中心孔的转子应采用内窥镜、超声或涡流等方法对转子进行检测，若为实心转子，则对轴颈进行表面无损检测及超声检测；焊接转子对焊缝进行无损检测； (4) 对反 T 形结构的叶根轮缘槽应采用相控阵技术或超声波技术对轮缘槽 90°角等易产生裂纹部位进行检查
汽轮机部件	叶片	(1) 叶片、叶片拉金、拉金孔和围带等部位进行表面无损检测； (2) 低压转子末三级叶片，高、中压转子末一级叶片和叶根进行 100%无损检测
	汽缸、汽门	(1) 检查汽缸、汽门表面是否有明显腐蚀、裂纹、泄漏和铸（锻）造缺陷，特别要注意高压汽缸高温区段的变截面拐角、结合面和螺栓孔部位及汽门内表面； (2) 汽缸结合面和汽门密封面进行 100%表面无损检测； (3) 高、中压主汽门，高中压调门各抽一个进行外表面无损检测
	高、中压导汽管	(1) 检查导汽管可见部位是否有严重氧化、明显腐蚀、皱褶、重皮、机械损伤、变形、裂纹等； (2) 检测直管段和弯头（弯管）厚度，300 MW 及以上机组检测比例为 100%； (3) 对导汽管对接焊缝进行表面无损检测及超声检测，300 MW 及以上机组检测比例为 100%； (4) 对导汽管弯头（弯管）进行表面无损检测及超声检测，300 MW 及以上机组检测比例为 100%； (5) 对 300 MW 及以上机组导汽管对接焊缝和弯头（弯管）进行 100%硬度检测，硬度检测，发现异常时，进行金相检验
	紧固件	(1) 对 M32 及以上的高温螺栓及螺母进行宏观检查，不应有变形、裂纹、凹痕、锈蚀、毛刺、明显氧化和其他引起应力集中的缺陷； (2) 对 M32 及以上的高温螺栓进行 100%超声和硬度检测； (3) 对 M32 以上的高温螺栓按照规格和材质至少抽取 10%进行金相检验，对于 20 Cr1Mo1VNbTiB、20 Cr1Mo1VTiB 钢制螺栓，至少抽取 20%进行金相检验，必要时，进行取样解剖试验； (4) 对汽轮机/发电机大轴联轴器螺栓进行 100%超声和硬度检测； (5) 对汽门螺栓螺母进行 100%光谱、硬度检测及 30%内径抽查，对其他 M32 及以上高温螺栓螺母进行 20%光谱、硬度检测及 10%内径抽查
	发电机转子	(1) 转子大轴（特别注意变截面位置）、护环、风冷扇叶等部件进行宏观检查，应无裂纹、严重划痕、碰撞痕印； (2) 对发电机护环进行超声检测和金相检测，必要时对内表面进行渗透检测，对材料为 Mn18Cr3-5 系列的护环，必要时，更换为材料为 Mn18Cr18 的护环； (3) 对发电机转子轴颈进行表面无损检测及超声检测

表 B.1（续）

部件名称		检验内容及数量
发 电 机 部 件	发电机电气部件	(1) 槽楔松紧度检查； (2) 定子绕组端部动态特性和振动测量； (3) 定子绕组端部电晕； (4) 定子绕组绝缘老化鉴定； (5) 定子绕组直流电阻； (6) 定子绕组泄漏电流和直流耐压； (7) 定子绕组工频交流耐压； (8) 定子绕组端部手包绝缘施加直流电压测量； (9) 定子绕组内部水系统流通性； (10) 定子铁心磁化试验； (11) 重复脉冲（repetitive surge oscillograph, RSO）法测量转子匝间短路； (12) 转子绕组的交流阻抗和功率损耗； (13) 发电机温升试验
变 压 器	变压器绕组	(1) 频率响应测试； (2) 油中溶解气体分析； (3) 油中糠醛含量或绝缘纸（板）聚合度

附录 C

(资料性)

发电机定子绕组绝缘寿命评估方法

C.1 根据历年发电机预防性试验数据及现场电气试验检测数据结果,分析发电机定子绕组绝缘状态及老化趋势。

C.2 对发电机定子绕组进行绝缘电阻测量、介电损耗测量、局部放电测量等试验,获得绝缘电阻 R 、介质损耗 $\tan\delta$ 、电容量 C 、最大局部放电量 $Q_{\max}$ 等介电参数。

C.3 利用以最大局部放电量为主,其他老化指标为修正的方法预测发电机定子绕组绝缘寿命。

C.4 最大局部放电量与绝缘强度的关系见公式 (C.1):

$$\frac{U_{BD}}{U_N} = 12 - 2.21 \lg Q_{\max} \dots\dots\dots (C.1)$$

式中:

U_{BD} ——最低击穿电压,单位为千伏 (kV);

U_N ——额定电压,单位为千伏 (kV);

$Q_{\max}$ ——最大局部放电量,单位为皮库 (pC)。

C.5 为提高相关系数,采用绕组的吸湿因素对最大局部放电量与绝缘强度关系予以修正,见公式 (C.2):

$$\frac{U_{BD}}{U_N} = 12 - 2.21 \lg Q_{\max} - 280 \left(\frac{\tan\delta_0}{R_1 C_0} \right)^2 \dots\dots\dots (C.2)$$

式中:

$\tan\delta_0$ ——2 kV 下的介质损耗因数,单位为百分比 (%);

R_1 ——1 min 时的绝缘电阻,单位为欧姆 (Ω);

C_0 ——2 kV 下的电容,单位为法拉 (F)。

C.6 利用最低击穿电压 U_{BD} 推导定子绕组绝缘寿命,当 U_{BD} 下降到初始击穿电压的 50% 时,绝缘寿命视为终结。