

附件

ICS 27.100

F 22

团 体 标 准

T/EPIAJL 3—2019

T/LEPA 1—2019

超期服役火电机组寿命评估技术细则

The technical rules for the life assessment of over time units in fossil-fuel power plant

2019 -12 - 20 发布

2020 -01 - 01 实施

吉林省电力行业协会
辽宁省电力行业协会

发布

目 次

前言.....II

引言..... III

1 范围..... 1

2 规范性引用文件..... 1

3 一般要求..... 1

4 评估范围..... 2

5 主要评估部件..... 2

6 评估时机..... 3

7 评估方法..... 3

8 评估报告..... 9

附 录.....11

前 言

本标准按照GB/T 1.1—2009给出的规则起草。

本标准由国家能源局东北监管局提出

本标准由吉林省电力行业协会、辽宁省电力行业协会归口。

本标准主要起草单位：东北电力科学研究院有限公司

本标准参加起草单位：吉林省电力科学研究院有限公司、国网黑龙江省电力有限公司电力科学研究院、东北电力科技咨询培训中心。

本标准主要起草人：李宏强、初源良、杜好阳、肖少阳、陈丙熹、于龙滨、房金秋、崔纶、白大鸣、陈扬、曹庆焱。

引 言

火电机组主要高温承压和转动部件在长期服役过程中，金属材料会逐渐发生材质老化、蠕变损伤以及疲劳损伤，直至丧失使用性能；发电机定子绕组绝缘的绝缘性能因老化而逐步降低，严重时会影响机组安全稳定运行。达到设计使用寿命或投运时间达到30年或累计运行时间达到20万小时的火电机组称为超期服役火电机组。由于通常机组设计时都留有足够的设计余量，其潜在使用寿命往往会大于设计使用寿命，因此对超期服役火电机组进行寿命评估和延寿改造成为可能。对超期服役火电机组进行现状检查，消除已知的危害性缺陷，同时对关键部件的老化及疲劳寿命进行计算和评估，为超期服役火电机组延寿运行提供可靠的依据，是寿命评估工作的主要目的。

根据《国家能源局关于加强发电企业许可监督管理有关事项的通知》（国能资质〔2016〕351号）中关于加强超期服役机组许可监管的相关要求，为科学评估超期服役机组剩余使用寿命，规范超期服役机组寿命评估工作，给其延寿改造提供可靠依据，基于DL/T 654-2009，参考电力行业相关标准，结合东北地区超期服役机组的实际情况，制定本技术细则。

超期服役火电机组寿命评估技术细则

1 范围

本标准规定了超期服役火电机组寿命评估的评估机构能力、延续运行要求、评估范围、主要评估部件、评估时机、评估方法、评估报告。

本标准适用于东北地区尚未纳入国家淘汰产业政策的超期服役火电机组寿命评估。

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 7064	隐极同步发电机技术要求
GB/T 16507.4-2013	水管锅炉 第4部分:受压元件强度计算
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 654-2009	火电机组寿命评估技术导则
DL/T 940	火力发电厂蒸汽管道寿命评估技术导则

3 一般要求

3.1 评估机构能力

- 3.1.1 火电机组的寿命评估工作应由第三方检验检测机构承担，检验检测人员应具备相应检测资质。
- 3.1.2 评估机构应有火力发电厂锅炉及汽轮机金属检验能力和寿命评估技术能力，至少有1名具有力学专业学历的中级以上职称或硕士以上学历技术人员。
- 3.1.3 开展 III 级评估的机构还应具备高温持久试验能力或试验条件。
- 3.1.4 需进行发电机定子绕组绝缘老化鉴定时，评估单位应有相关工作能力。

3.2 延续运行要求

- 3.2.1 超期服役机组在延续运行期间，使用单位应严格落实评估报告中提出的监督措施和监督重点，对监督重点部件应缩短检验周期。同时应按照 DL/T 438 及相关技术规程的要求进行金属监督检验，并加强金属监督管理。
- 3.2.2 超期服役机组在延续运行期间不得超负荷运行，参与调峰运行的机组应加强运行管理，提高设备巡检频次。
- 3.2.3 超期服役机组在延续运行期间出现异常工况或严重设备事故，应在维修改造后根据影响范围进行相应的检验，必要时须重新进行寿命评估。
- 3.2.4 当机组达到评估给定的可延续运行时间后，如机组仍需延续使用，使用单位应再次约请评估机构进行寿命评估。

4 评估范围

- 4.1 单元制机组应将发电锅炉与汽轮发电机作为成套设备进行寿命评估。
- 4.2 母管制机组进行寿命评估时应包含汽轮发电机组、主蒸汽母管 and 对应锅炉。如机、炉数量不等时，应将参与系统运行的超期服役锅炉和汽轮发电机组均纳入评估范围。
- 4.3 200MW 及以上机组应进行环氧云母绝缘发电机定子绕组绝缘老化鉴定。

5 主要评估部件

- 5.1 机组寿命评估应通过对机组各个关键部件的剩余寿命估算，综合评估机组剩余寿命。其它部件应包含在现状检查范围内，作为评估的参考依据。
- 5.2 参与评估的部件及其主要损伤机理见表 1。

表1. 机组参与评估的部件及主要损伤机理

部件名称		损伤机理						备注
		蠕变	疲劳	腐蚀	应力腐蚀	磨损	其它	
锅 炉 部 件	锅炉汽包 汽水分离器		√	√	√			※
	高温过热器集箱 高温再热器集箱 集汽集箱	√	√	√			高温氧化	※
	主蒸汽管道 高温再热蒸汽管道 过、再热器出口导汽管 大口径三通、阀门	√	√				高温氧化	※
	水冷壁集箱 省煤器集箱及联络管 主给水管道 下降管		√	√			侵蚀	
	过热器 再热器	√	√	√	√	√	高温氧化 侵蚀	
	水冷壁		√	√	√	√	侵蚀	
	省煤器		√	√		√	侵蚀	
汽 轮 发 电 机 组 部 件 及 附	高压汽缸	√	√					※
	高、中压导汽管	√	√				高温氧化	※
	汽轮机高、中压转子	√	√					※
	汽轮机低压转子 发电机转子		√			√		※
	低压转子叶轮		√					※
	汽轮机末级叶片		√	√			冲蚀	
	主汽门、调速汽门	√	√				高温氧化	
	高温螺栓	√	√				应力松弛	
	护环		√	√	√			

属 容 器	部件名称	损伤机理						备注
		蠕变	疲劳	腐蚀	应力腐蚀	磨损	其它	
	除氧器		√	√	√		侵蚀	
	高压加热器		√	√	√		侵蚀	
	发电机定子绕组绝缘材料					√	老化	
注：备注※的为关键部件。								

6 评估时机

- 6.1 超期服役机组寿命评估工作应在发电许可证到期前完成。
- 6.2 即将达到设计使用寿命或投运时间达到 30 年或累计运行时间达到 20 万小时的机组，应提前进行寿命评估。
- 6.3 有重大延寿改造计划的机组，应在改造完成后进行寿命评估。

7 评估方法

7.1 评估程序

参见图1。

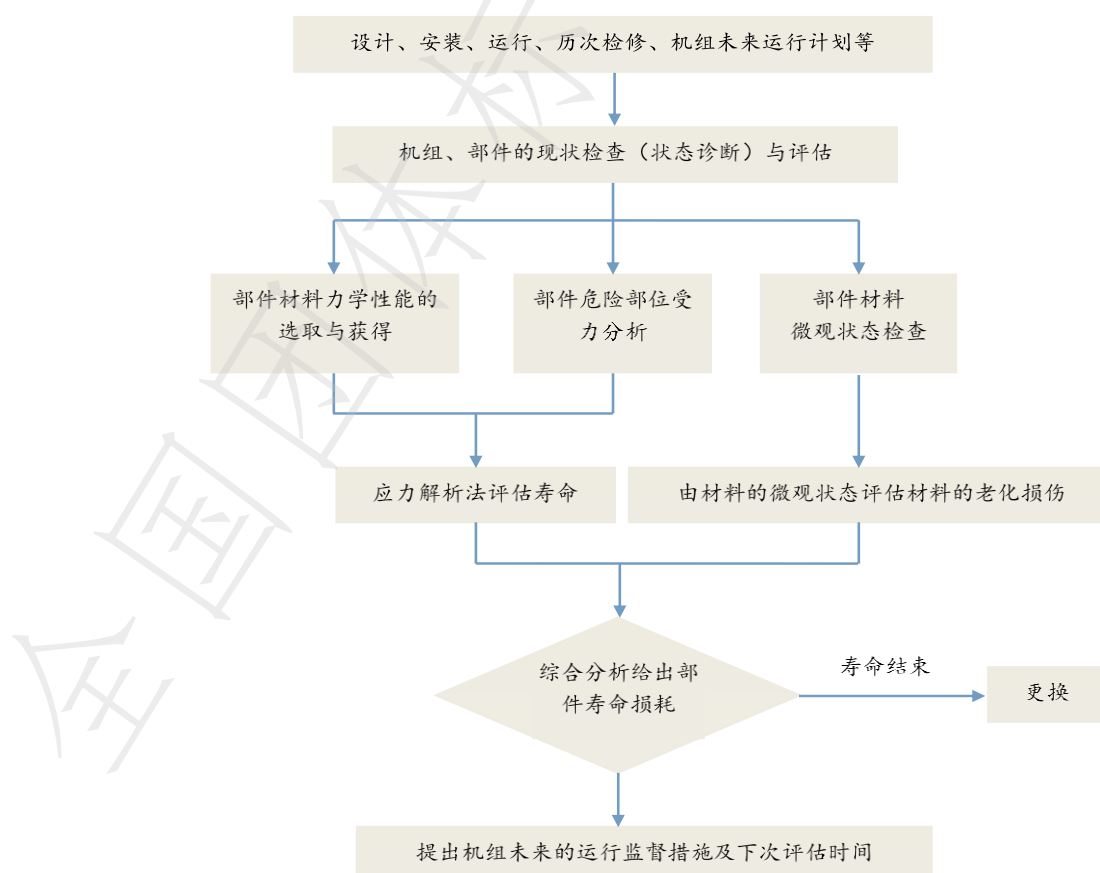


图 1 部件寿命评估程序示意图

7.2 评估方式

7.2.1 评估机构可根据机组实际情况选用以下三种评估级别：

- 1) I级评估。以机组设计、制造、安装、运行、维护、事故、检修、改造及检验资料为基础，查阅材料性能数据，核算机组剩余寿命；
- 2) II级评估。在I级评估的基础上，增加关键部件的现状检查进行综合评估；
- 3) III级评估。在II级评估的基础上，现场取样进行微观组织和材料力学性能试验测试，根据实际材料性能数据进行精确评估。

7.2.2 超期服役机组同时满足以下条件时，可只进行I级评估：

- 1) 机组达到设计使用年限，但累计运行时间不超过18万小时；
- 2) 设计、制造、安装资料齐全；
- 3) 运行历史资料齐全；
- 4) 事故、维修、试验记录齐全；
- 5) 历史运行工况稳定，无长期超负荷或调峰运行情况；
- 6) 运行期间定期依据DL/T 438及相关技术规程进行金属检验，影响机组安全运行的超标缺陷已100%消除，检验资料齐全；
- 7) 近一个大修期（不超过六年）内对评估范围内的部件进行过金属检验，运行温度在400℃以上的主要承压部件金相组织老化（球化）不超过4级，石墨化不超过2级。

7.2.3 当机组实际情况不满足本标准7.2.2条要求或I级评估的部件寿命不超过已运行时间时，应在评估前对评估范围内的部件进行现状检查，根据检查结果进行II级评估。如果在评估前一个大修期（不超过六年）内已对该机组做过较全面的检验，则可视需要补充有针对性的检验。

7.2.4 当机组存在以下情况之一时，应在II级评估的基础上进行III级评估：

- 1) II级评估的部件寿命不超过已运行时间；
- 2) 投运时间超过40年或累计运行时间超过25万小时；
- 3) 主蒸汽、热再蒸汽管道金相组织严重老化或石墨化超过2级；
- 4) 机组历史运行中存在长期超设计参数运行或深度调峰运行情况，使用单位认为有必要进行III级评估时。

7.2.5 III级评估时主蒸汽管道、热再蒸汽管道以及高温导汽管应在运行管道上截取样进行以下试验：

- 1) 高温及室温拉伸性能试验；
- 2) 室温冲击试验；
- 3) 硬度测试；
- 4) 高温持久试验；
- 5) 金相检验；
- 6) 如有需要可进行碳化物相结构、成分分析。

7.2.6 高温导汽管也可不进行取样试验进行III级评估，但应采取定期监督检验的措施保证其安全运行。当管材出现以下情况之一时即进行更换：

- 1) 明显蠕变损伤；
- 2) 明显胀粗；
- 3) 金相组织老化（球化）达到5级；
- 4) 碳钢（钼钢）石墨化达到3级以上。

7.2.7 近一个大修期（不超过六年）对发电机定子绕组绝缘进行过老化鉴定试验，无明显老化现象的，可仅进行资料审查，否则应依据DL/T 492进行发电机定子绕组绝缘老化试验。

7.2.8 当发电机整机绝缘老化试验不合格时，应进行单根线棒抽样试验，一般不少于 3 根，选取的部分应以上层线棒为主，并考虑线棒的不同运行电位。

7.2.9 当机组运行中定子绕组发生过多次击穿情况时，应在机组运行时进行发电机温升试验。

7.3 评估资料

各等级评估所需资料见表2。

表 2. 各等级评估所需资料

资料类别	I 级评估	II 级评估	III 级评估
设计、制造和安装资料	电厂及制造商资料	电厂及制造商资料	电厂及制造商资料
检修规程、运行规程	电厂资料	电厂资料	电厂资料
运行历程	电厂记录	电厂记录	电厂记录
事故、维修、试验记录	电厂记录	电厂记录	电厂记录
温度及压力	设计或实际运行值	实际运行或测量值	实际运行或测量值
运行工况	记录或额定	记录或额定	记录或额定
部件几何尺寸	设计值	测量	测量
微观组织	查阅近期检验资料	现场复型检验	现场复型+取样检验
材料性能	查阅资料，取最低值	查阅资料，取最低值	取样试验测定，取最低值

7.4 现状检查

7.4.1 在对超期服役机组进行 II 级或 III 级评估时，应先对机组进行现状检查。

7.4.2 现状检查包括以下内容：

- 1) 对关键部件近期检验资料和维修改造资料审查，必要时进行复核；
- 2) 对参与评估的部件进行专项抽检；
- 3) 必要时进行发电机定子绕组绝缘老化鉴定试验。

7.4.3 评估机构应根据机组历史的运行和检验情况，参考表 3、表 4 内容制定专项检验方案，如机组历史运行期间曾出现异常工况或设备安全事故，应对受影响的关键部件进行细致检验。

表 3. 现状检查中金属专项抽检项目

部件名称		检验项目及内容
锅 炉 部 件	锅炉汽包 汽水分离器	汽包内外部宏观检查，特别注意内部开孔边缘和预埋件焊缝区域，筒体及封头测厚；有人孔加强圈焊缝的，应对人孔加强圈焊缝进行表面磁粉检测。 抽查筒体纵、环焊缝，进行超声波检测，应包括“T”形接头； 对集中下降管、大口径给水管角焊缝进行超声波和表面磁粉检测； 抽查安全门管座及其它接管座角焊缝，进行表面磁粉检测。
	高温过热器集箱 高温再热器集箱 集汽集箱	集箱外表面、管座角焊缝外观检查，壁厚测量； 抽查集箱环焊缝，进行超声波检测； 集箱封头手孔盖进行无损探伤和测厚； 接管（导汽管、疏水管、压力表管、排空气管、安全阀、排气阀、充氮、取样等）管座角焊缝、吊耳角焊缝，进行表面磁粉或渗透检测，必要时进行超声波检测； 抽查母材及焊缝区域，进行金相检验和硬度检测。

部件名称		检验项目及内容
锅 炉 部 件	水冷壁集箱	抽查集箱外表面、管座角焊缝外观检查，壁厚测量； 抽查集箱环焊缝，进行超声波检测； 抽查管座角焊缝、吊耳角焊缝，进行表面磁粉检测； 采用内窥镜抽查水冷壁下集箱，检查内壁腐蚀情况。
	省煤器集箱	抽查联箱封头焊缝，进行超声波检测； 抽查联络管管座角焊缝，进行表面磁粉检测。
	减温器	采用内窥镜抽查混合式减温器； 抽查减温器筒体的主焊缝，进行超声波检测； 减温水管管座角焊缝进行表面磁粉检测； 有怀疑时对减温器筒体母材进行超声波检测。
	主蒸汽管道 高温再热蒸汽管道	对管道监测段进行壁厚测量、硬度检测、金相检验； 至少对管道出口第1弯管（头）及机侧门前第1弯管（头），进行外观检查、壁厚测量、椭圆度测量、硬度检测、超声波检测、磁粉检测、金相检验； 抽查管道对接焊缝，进行外观检查、硬度检测、超声波检测、金相检验； 安全门管座及疏水管、取样管、温度测点管等管座角焊缝表面进行磁粉或渗透检测； 管道支吊架外观检查。
	锅炉连接管	连接管道外观检查； 抽检过、再热器出口导汽管，进行外观检查、壁厚测量、对接焊缝超声波检测，弯管不圆度测量、磁粉检测、金相检验及硬度检测； 大口径蒸汽连接管弯管（头）、焊缝无损探伤抽查，合金钢管金相、硬度抽查； 抽查省煤器联络管、饱和蒸汽引出管、水冷壁引出管、分散下降管等，弯管进行壁厚测量、磁粉检测，焊缝进行超声波检测； 集中下降管至少抽查1道对接焊缝、1个弯管及1个分配集箱，进行壁厚测量、磁粉检测和超声波检测； 抽查减温水管、再循环管、疏水管、旁通管、高压门杆漏汽管道等小口径管道的管段、管件和阀壳，累计运行超过10万小时的，可根据检查情况进行更换或全部更换。
	主给水管道	抽查对接焊缝，进行超声波检测； 弯管（头）壁厚抽检。
	大口径三通、阀门	表面外观检查； 外表面磁粉检测，重点在应力集中区域。
	受热面	对受热面管进行宏观检验； 对水冷壁、省煤器、高温过热器、高温再热器取样，进行金相组织和力学性能试验，取样应在高温区； 抽检与奥氏体钢相连接的异种钢焊口，进行超声波检测。

部件名称		检验项目及内容
汽 轮 发 电 机 部 件 及 附 属 压 力 容 器	高压汽缸	对汽缸结合面进行表面探伤检测，对汽缸内、外壁进行宏观检验，必要时进行表面探伤检测或超声波检测。
	汽机高、中压导汽管	外表面进行宏观检验； 壁厚测量，弯管椭圆度测量，金相检验及硬度抽检； 对接焊缝及角焊缝进行超声波检测； 弯管背弧外表面进行磁粉检测、侧弧内表面超声波检测。
	主汽门、调速汽门	对门体内、外表面进行宏观检验，对应力集中区域进行磁粉检测，对阀瓣、阀座进行渗透检测；根据现场情况对阀杆进行超声波或渗透检测。
	汽轮机高、中压转子	对大轴、叶轮、叶片进行宏观检验； 对汽封槽、叶轮平衡孔、轮缘小角进行表面磁粉检测； 对调速级叶轮进行金相检验，轴颈进行硬度检测； 对大轴末级套装叶轮轴向键槽进行超声波检测； “反 T 形”结构的叶根轮缘槽进行超声波检测； 转子中心孔超声波检测，实心转子轴径进行超声波检测； 对末一级叶片和叶根进行超声波检测。
	汽轮机低压转子	对大轴、叶轮、叶片进行宏观检验； 对汽封槽、平衡孔进行表面磁粉检测； 对末级套装叶轮轴向键槽进行超声波检测； 转子中心孔超声波检测，实心转子轴径进行超声波检测； “反 T 形”结构的叶根轮缘槽进行超声波检测； 对低压转子末三级叶片和叶根进行超声波检测。
	发电机转子	对发电机两端轴径进行宏观检验、硬度检测、超声波检测； 对发电机两端护环进行金相检验，超声波检测； 发电机转子风扇叶表面探伤。
	大于等于 M32 的高温螺栓	宏观检验； 汽缸、汽门、对轮螺栓 100%超声波检测； 合金螺栓进行硬度检验和金相检验抽检。
	除氧器	对除氧器进行宏观检验、壁厚测量； 抽查除氧器环、纵焊缝，进行超声波检测，应包括“T”形接头； 对接管角焊缝进行表面磁粉抽检； 有条件时应进行内部检查，水线附近“T”形接头、支腿附近应力集中区域内壁磁粉检测。
	高压加热器	对高压加热器进行宏观检验、壁厚测量，有条件时应进行内部检查； 抽查高压加热器环、纵焊缝，进行超声波检测，应包括“T”形接头； 对接管角焊缝进行表面磁粉抽检。

表 4.发电机定子绕组绝缘老化鉴定试验项目

试验项目		试验内容
绝缘老化鉴定试验		测量整相绕组（或分支）对地及其他绕组（或分支）及单根线棒的 $\tan\delta$ 值； 测量整相绕组（或分支）对地及其他绕组（或分支）及单根线棒的电容增加率； 测量整相绕组（或分支）及单根线棒的局部放电； 整相绕组（或分支）及单根线棒的介电强度试验。
温升试验	发电机本体	对发电机定子绕组、铁心和转子绕组温度进行现场检查，运行温度（历史记录）不超过机组说明书或 GB/T 7064 规定。
	冷却系统	对水氢氢机组，应检查发电机进出水温度，气冷却器进出水温度、氢气压力和纯度； 对全空气冷却机组，应检查空气冷却器进出水温度。

7.4.4 主蒸汽母管检查项目参照主蒸汽管道执行，并适当增加检验比例。

7.4.5 如在检验中发现超标缺陷应扩大检验。

7.4.6 检验技术要求应按现行标准执行。

7.5 关键部件的评估

7.5.1 关键部件应根据其主要损伤机理并结合服役状况和现状检查情况进行寿命评估。

7.5.2 应力分析和剩余寿命计算依据 DL/T 654 进行，I、II 级评估中计算所采用的材料性能数据取用资料数据的下限值，III 级评估时主蒸汽管道、热再蒸汽管道应采用材料实际性能数据进行剩余寿命计算。

7.5.3 高温蒸汽管道及高温联箱等以蠕变损伤状况为主要损伤机理的部件，根据微观组织评价部件老化程度，根据力学性能以及壁厚、尺寸等测量结果进行强度校核。可根据 DL/T 940 进行内压应力及热应力受力状态分析，根据受力状态分析结果，推荐采用等温线外推法或 L-M 参数法对蠕变剩余寿命进行评估。宜取用 1000 小时以上持久断裂试验数据进行外推，外推时间应小于最长试验点时间的 10 倍。

7.5.4 汽包等以低周疲劳为主要失效机理的承压部件，可根据 GB/T 16507.4 附录 A 对交变应力范围及应力幅值进行计算，根据计算结果，按照累积损伤原则计算部件高应力区域在交变应力下的损伤程度以及运行周期内的累积损伤，评估其损伤状态。

7.5.5 以疲劳为主要失效机理的转动部件，应采用有限元法进行受力状态分析，计算机组不同运行工况下汽轮机高、中、低压转子交变应力范围以及应力幅值，根据计算的最危险部位的交变应力范围及应力幅值，参照材料疲劳寿命曲线估算疲劳寿命损耗。

7.5.6 以疲劳—蠕变交互作用为主要失效机理的部件，用线性累积法评估其寿命损耗，其中蠕变寿命损耗计算可按本标准 7.5.3 中规定执行，疲劳寿命损耗计算可按本标准 7.5.4 中规定执行，蠕变—疲劳交互作用损耗按照 DL/T 654 中 11.3 条中规定进行估算。

7.5.7 低温部件以氧化、腐蚀、磨损损伤状况进行评价。

7.5.8 附属压力容器以其安全状况等级进行评价。

7.5.9 进行发电机绝缘老化鉴定试验后，应依据 DL/T 492 对发电机整机绝缘老化情况进行评价。

7.6 评估结果

- 7.6.1 进行 I 级评估时除根据各关键部件理论剩余寿命计算结果和资料审查情况外,还应根据机组历史运行和检修状态以及未来运行计划等进行综合评估。
- 7.6.2 II 级评估应在 I 级评估内容的基础上,根据现状检查中发现的部件缺陷性质,确定是否影响寿命评估结果。如所检部件存在蠕变、疲劳、严重腐蚀或微观组织严重老化现象,应在评估结果中缩短可延续使用时间。
- 7.6.3 III 级评估相关取样试验宜在 2 年内完成,在出具 III 级评估报告前,应先采用资料查询的材料性能数据下限值进行剩余寿命计算,并结合现状检查情况临时出具 II 级评估报告,至 III 级评估报告完成后以 III 级评估报告结论为准。
- 7.6.4 评估结果应给出机组理论剩余寿命或剩余疲劳循环次数以及延续运行期间的监督措施,并提出机组可延续使用时间,评估结果宜趋向保守,一般不大于 5 万小时或 10 年。
- 7.6.5 母管制机组应将汽轮发电机寿命评估结果与邻近锅炉和主蒸汽母管的寿命评估结果相结合,以成套机组的形式提出合理的评估结论。如果对应的锅炉设计剩余寿命超过 10 年(设计文件中无设计寿命的按 30 年计算),在对锅炉进行现状检查合格的基础上,不再对锅炉关键部件进行剩余寿命计算,可直接取用锅炉剩余设计寿命。
- 7.6.6 发电机绝缘老化鉴定结果不合格的机组,应进行发电机绝缘改造,改造完成后出具评估报告。
- 7.6.7 当发电机绝缘老化鉴定合格,但已经出现比较明显老化现象时,需要在今后每个运行周期(一般不超过 6 年)重新进行一次老化鉴定。

8 评估报告

- 8.1 机组历史检验和现状检查中发现的影响机组安全运行的严重超标缺陷应予以消除,复检合格后方可出具寿命评估报告。不影响设备安全运行的一般缺陷,应在评估报告内提出监督意见。
- 8.2 评估机构应根据机组概况、现状检查情况及试验数据,结合部件剩余寿命计算结果,提出对机组继续使用的建议和监督措施。
- 8.3 评估报告由评估结论页与报告正文组成,结论页参考格式见附录 A,报告正文应包含以下内容:
- 1) 机组概况
 - a) 服役参数,包括压力、温度、转速、功率等;
 - b) 投运时间、累计运行小时数和启停次数;
 - c) 部件材质和规格。
 - 2) 资料审查情况
 - a) 机组事故、维修情况;
 - b) 关键设备改造情况;
 - c) 历史检验情况及缺陷返修情况。
 - 3) 现状检查情况(II 级、III 级评估)
 - a) 无损及理化检验检测结果及处理意见;
 - b) 缺陷处理及返修复检情况。
 - 4) 发电机绝缘老化鉴定情况
 - 5) 取样试验结果(III 级评估)
 - a) 力学性能试验结果;
 - b) 微观金相组织检验结果;
 - c) 持久试验数据及外推结果。
 - 6) 部件剩余寿命评估

- a) 选取的材料性能;
 - b) 关键部件的应力分析结果;
 - c) 评估方法或判据。
- 7) 机组剩余寿命评估结果
- a) 延续运行期间的参数限制与运行方式;
 - b) 延续运行期间的监督措施、监督重点和建议;
 - c) 可延续运行时间。

附 录

(资料性附录)

机组寿命评估报告结论页格式

项目名称					
锅炉编号		锅炉型号			
汽轮机编号		汽轮机型号			
发电机编号		发电机型号			
投产日期					
运行参数:					
额定蒸发量		t/h	再热蒸汽流量		t/h
过热器出口压力		MPa	过热器出口温度		°C
再热器出口压力		MPa	再热器出口温度		°C
累计运行时间		h	启停次数		
评估依据					
该机组历史上重大改造、维修等:					
本次评估等级, 评估范围, 主要内容及结果:					

评估中所发现问题及处理情况：

延续运行期间的运行要求、监督措施、监督重点及建议：

评估结论：机组可延续运行 年。

允许使用参数					
最大连续蒸发量		t/h	再热蒸汽流量		t/h
过热器出口压力		MPa	过热器出口温度		℃