



中华人民共和国国家标准

GB/T 30581—2014

电站锅炉承压系统风险管理方法

The risk management method of power plant boiler pressure systems

2014-05-06 发布

2014-12-01 实施

中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局
中国国家标准化管理委员会 发布

目 次

前言	I
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语和定义	1
4 总则	3
5 风险评估计划	5
6 风险评估的数据收集	7
7 风险定性分析方法	9
8 风险半定量分析方法	10
9 风险的确定、评价和控制	13
10 风险管理	15
11 再评估和风险评估结果的更新	18
12 风险管理文件和报告	19
附录 A (资料性附录) 电站锅炉承压系统风险管理的人员职责	20
附录 B (规范性附录) 电站锅炉的信息收集	23
附录 C (资料性附录) 电站锅炉承压部件的主要损伤模式	28
附录 D (资料性附录) 电站锅炉承压部件的典型失效模式	30
附录 E (资料性附录) 电站锅炉承压部件失效概率的等级评定	34
附录 F (资料性附录) 电站锅炉 A 级检修参考项目	36
附录 G (资料性附录) 电站锅炉承压部件主要检验和检查项目	39
附录 H (资料性附录) 无损检验方法的有效性评估	42
附录 I (资料性附录) 基于风险的检验策略	45
附录 J (资料性附录) 锅炉承压部件更换一般规定	51

前 言

本标准按照 GB/T 1.1—2009 给出的规则起草。

本标准主要参考 API RP 580 并结合电站锅炉的实际情况制定。

本标准由全国锅炉压力容器标准化技术委员会(SAC/TC 262)提出并归口。

本标准起草单位:上海发电设备成套设计研究院、中国特种设备检测研究院、苏州热工研究院有限公司、浙江省特种设备安全监督检验研究院。

本标准主要起草人:史进渊、窦文宇、任爱、汪勇、王笑梅、杨宇、邓志成、丁伯愿、张路、钱公、陈新中、李汪繁、廖晓伟、邵珊珊、丁守宝、刘福君。

电站锅炉承压系统风险管理方法

1 范围

1.1 本标准规定了电站锅炉承压系统风险管理的基本要求与实施方法。

1.2 本标准适用于电站锅炉中如下承压系统实施风险管理项目：

- a) 炉内承压部件；
- b) 炉外承压部件；
- c) 汽水管道；
- d) 炉水循环泵和汽水管道上阀门的壳体。

1.3 本标准不适用于电站锅炉中如下设备等实施的风险管理项目：

- a) 仪表与控制设备；
- b) 锅炉燃烧系统的设备；
- c) 锅炉燃料贮运系统的设备；
- d) 锅炉制粉系统的设备；
- e) 锅炉除灰系统的设备；
- f) 锅炉疏水排污系统的设备；
- g) 电气设备；
- h) 建、构筑物；
- i) 炉水循环泵和汽水管道上阀门的壳体以外的机械部件。

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 26164.1 电业安全工作规程 第1部分：热力和机械

GB/T 26610.1 承压设备系统基于风险的检验实施导则 第1部分：基本要求和实施程序

GB/T 26610.2 承压设备系统基于风险的检验实施导则 第2部分：基于风险的检验策略

DL/T 438 火力发电厂金属技术监督规程

DL 558 电业生产事故调查规程

DL 647—2004 电站锅炉压力容器检验规程

DL/T 786 碳钢石墨化检验及标准评级

DL/T 793 发电设备可靠性评价规程

DL/T 838 发电企业设备检修导则

TSG G7002 锅炉定期检验规则

3 术语和定义

GB/T 26610.1 界定的以及下列术语和定义适用于本文件。

3.1

A 级检修 A class maintenance

对电站锅炉进行全面的停炉检查和修理,以保持、恢复或提高电站锅炉性能。

3.2

B 级检修 B class maintenance

对电站锅炉的某些设备或某些承压部件进行停炉检查和修理。B级检修可根据电站锅炉的状态评估结果,有针对性的实施部分 A 级检修项目或定期滚动检修项目。

3.3

C 级检修 C class maintenance

根据电站锅炉的某些设备或某些承压部件的磨损、老化规律,有重点地对电站锅炉进行停炉检查、评估、修理、清扫。C级检修可进行少量管子更换、设备的消缺、调整、预防性试验等作业以及实施部分 A 级检修项目或定期滚动检修项目。

3.4

D 级检修 D class maintenance

当电站锅炉总体运行状况良好,而对其附属系统和设备进行消缺。D级检修除进行附属系统和设备的消缺外,还可以根据设备状态的评估结果,安排部分 C 级检修项目。

3.5

损伤机理 damage mechanism

造成材料状态或性能发生劣化的过程。

3.6

失效 failure

电站锅炉承压部件丧失规定功能的事件。电站锅炉承压部件的失效指的是失去原有承载流体(水或蒸汽)的能力而发生的泄漏。

3.7

失效模式 failure mode

失效的表现形式。

3.8

失效影响 failure effect

失效模式对产品运行、功能或状态导致的后果。

3.9

检验 inspection

用于验证材料、制造、安装、检测、试验、检修等符合现行法规、标准、设计、业主的书面程序要求的一种行为。

3.10

定性风险分析 qualitative risk analysis

以工程推断和经验为基础分析失效概率和失效后果的方法。

3.11

半定量风险分析 semiquantitative risk analysis

将电站锅炉承压部件的失效次数、停炉时间与累积寿命损耗等相关的信息进行综合分析的方法。

3.12

非计划停炉 unplanned outage

电站锅炉处于不可用而又不是计划停炉的状态。

4 总则

4.1 风险管理的目的、基本内容和原则

4.1.1 风险管理的目的

针对服役电站锅炉承压系统进行风险管理,通过识别其在使用中存在的失效模式,分析失效发生的可能性及其导致停炉后果的严重程度,评价其风险等级,通过检修和检验等措施进行风险控制,提高电站锅炉的运行安全性。

4.1.2 风险管理的基本内容

4.1.2.1 风险评估:电站锅炉承压系统风险分析和风险评价。

4.1.2.2 风险减缓:选择和实施电站锅炉承压系统风险降低措施。

4.1.2.3 风险交流:电站业主与上级发电公司和网局调度交流电站锅炉承压系统的风险信息,提前安排检修、检验与更换的费用以及停炉计划。

4.1.3 风险管理的基本原则

4.1.3.1 定职责

明确电站锅炉承压系统风险管理的职责。

4.1.3.2 定对象

确定电站锅炉承压系统风险管理的对象。

4.1.3.3 定类型

根据电站锅炉承压系统的失效数据的收集情况,确定风险分析的类型。

4.1.3.4 定关键要素

明确电站锅炉承压系统风险管理的关键要素和工作流程。

4.1.3.5 定关系

明确风险管理与电站锅炉其他安全管理的关系。

- a) 电站锅炉承压系统安全性管理体系由风险管理和其他安全管理方法共同构成。
- b) 其他安全管理方法,如:GB 26164.1 规定的电站安全工作规程、DL/T 793 规定的发电设备可靠性评价规程、DL 558 规定的电业生产事故调查规程、DL/T 838 规定的发电企业设备检修导则、DL/T 438 规定的火力发电厂金属技术监督规程、DL 647 规定的电站锅炉压力容器检验规程、火力发电厂安全性评价、以可靠性为中心检修 RCM 等,这些安全管理工作的结果可以为电站锅炉承压系统风险管理提供输入信息。
- c) 电站锅炉承压系统风险管理结果可用来完善电站锅炉承压系统已经实施的各种安全管理。风险管理不是要取代电站锅炉承压系统已经实施的各种安全管理方法,而只是这些安全管理方法的补充和完善。
- d) 电站锅炉承压系统风险管理除应符合本标准的要求外,还应遵守我国电站锅炉有关的安全技术规程的规定。

4.2 风险管理的职责

- 4.2.1 电站锅炉承压系统的风险评估工作,由相关科研院所承担,提倡第三方评估。
- 4.2.2 电站锅炉承压系统的风险减缓工作,由电站业主或电站业主委托的专业单位承担。
- 4.2.3 电站锅炉承压系统的风险交流工作,由电站业主承担。
- 4.2.4 电站锅炉承压系统风险管理的人员职责参见附录 A。

4.3 风险管理对象

- 4.3.1 开展电站锅炉承压系统的风险管理,可以对电站锅炉承压系统的全部承压部件进行风险管理,也可以对电站锅炉承压系统的部分承压部件进行风险管理。
- 4.3.2 锅炉承压系统的承压部件的风险可用如下数学形式表达:
$$\text{风险} = \text{失效概率} \times \text{失效后果}$$
- 4.3.3 重点针对材料损伤引起的电站锅炉承压系统失效进行风险管理,这种风险主要通过对电站锅炉承压系统的检修和检验来控制。
- 4.3.4 电站锅炉承压系统风险管理的对象,主要包括以下承压部件:
 - a) 炉内承压部件;
 - b) 炉外承压部件;
 - c) 汽水管道;
 - d) 炉水循环泵和汽水管道上的阀门的壳体。
- 4.3.5 电站锅炉蒸汽管道与汽轮机的分界面位于高压主汽阀、中压主汽阀和高排逆止阀,高压主汽阀、中压主汽阀和高排逆止阀属于汽轮机。
- 4.3.6 电站锅炉给水管路与给水系统的分界面位于给水调节阀,给水调节阀属于电站锅炉。

4.4 风险分析的类型

- 4.4.1 电站锅炉承压系统的风险分析采用定性和半定量两种类型,类型的选择取决于以下条件:
 - a) 风险评估的目标;
 - b) 风险评估承压部件的数量;
 - c) 可以利用的资料;
 - d) 风险评估的时间;
 - e) 现有数据的种类和数量。
- 4.4.2 电站锅炉承压系统风险的定性分析,依据最近一次检验和检查结果确定失效概率的等级,依据平均停炉时间或人员伤亡情况确定失效后果的等级。依据失效概率的级别与失效后果的级别在风险矩阵的不同位置来表示风险的高低。风险定性分析一般能够在缺乏具体定量数据条件下完成风险评估。
- 4.4.3 电站锅炉承压系统风险的半定量分析,使用年均失效次数来表示失效概率,使用平均停炉时间来表示失效后果,二者相乘得出静态风险排序数;使用累积寿命损耗来表示失效发生的可能性,其与静态风险排序数相乘得出动态风险排序数。依据静态风险排序数或动态风险排序数的大小来表示电站锅炉承压系统风险的高低。电站锅炉承压系统风险的半定量分析应用于失效次数、停炉时间和寿命损耗可量化条件下的风险评估。
- 4.4.4 在电站锅炉承压系统的风险管理中,可以将风险定性分析方法和风险半定量分析方法结合使用。

4.5 风险管理的关键要素

- 4.5.1 电站锅炉承压系统风险管理由下述关键要素组成:

- a) 风险评估计划的制定；
- b) 数据收集；
- c) 风险分析,采用风险定性分析或风险半定量分析；
- d) 风险的确定、评价和管理；
- e) 通过检修、检验和其他缓减风险的措施进行风险管理；
- f) 再评估和风险评估结果的更新。

4.5.2 电站锅炉承压系统风险管理的工作流程如图 1 所示。

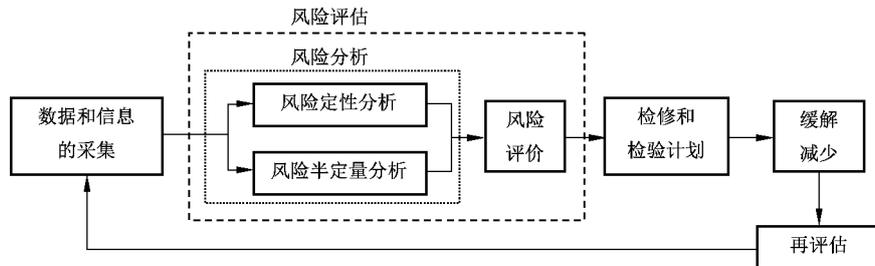


图 1 电站锅炉承压系统风险管理的工作流程

5 风险评估计划

5.1 评估的前期准备

5.1.1 在电站锅炉承压系统风险评估开始前,需要制定评估方案,方案中应明确以下内容:

- a) 评估的目的；
- b) 分析流程；
- c) 评估小组的组成；
- d) 小组成员的分工与职责；
- e) 评估对象；
- f) 评估使用的数据以及采用的规范、标准；
- g) 评估的工作进度；
- h) 评估的有效期及更新时间；
- i) 评估结果的应用。

5.1.2 评估组成员与电站业主应就电站锅炉承压系统风险评估的目的与目标达成共识,一般应包括如下内容:

- a) 电站锅炉承压系统的运行风险以及所采取的检修和检验等风险减缓措施的效果；
- b) 确定风险可接受准则；
- c) 通过风险管理,在安全生产条件下延长电站锅炉的运行周期,降低运行成本；
- d) 为符合安全与环境管理要求,建立并实施的有效的检修和检验程序；
- e) 选择除检修和检验以外的其他降低风险的措施；
- f) 评估电站锅炉备用和在役运行时的失效风险并考虑减缓措施；
- g) 在设计阶段对电站锅炉承压系统进行风险评估,以实现风险最小化；
- h) 建立电站锅炉承压系统设计寿命晚期的风险管理；
- i) 建立电站锅炉承压系统风险基础数据库并实施持续风险管理；
- j) 评估小组认为需要建立的其他风险管理的目的和目标。

5.2 评估对象的选取

5.2.1 电站锅炉承压系统的炉内承压部件包括：

- a) 水冷壁；
- b) 省煤器；
- c) 过热器；
- d) 再热器。

5.2.2 电站锅炉承压系统的炉外承压部件包括：

- a) 锅筒；
- b) 汽水分离器；
- c) 集箱；
- d) 减温器。

5.2.3 电站锅炉承压系统的汽水管道包括：

- a) 主蒸汽管道；
- b) 热再热蒸汽管道；
- c) 冷再热蒸汽管道；
- d) 导汽管；
- e) 给水管道。

5.2.4 电站锅炉承压系统的炉水循环泵和汽水管道上阀门的壳体包括：

- a) 炉水循环泵的壳体；
- b) 安全阀的阀壳；
- c) 给水调节阀的阀壳；
- d) 汽水管道上其他阀门的阀壳。

5.2.5 根据电站锅炉承压系统的可靠性统计数据 and 检修记录，选取泄漏次数比较多的承压部件进行风险评估。

5.2.6 在电站锅炉承压系统不同的服役阶段，根据电站业主要求，选取电站锅炉承压系统的部分或全部承压部件进行风险评估。

5.3 评估范围的选取

按照 DL/T 438 和 DL 647 的要求，针对电站锅炉系统部件不同的累计运行时间，每次 A 级检修、B 级检修、C 级检修和 D 级检修，对于电站锅炉的炉内承压部件、炉外承压部件、汽水管道以及炉水循环泵和汽水管道上阀门的壳体等不同部位选取不同的百分比进行金属技术监督和检验，并进行相应的风险评估。

5.4 风险评估类型的选择

5.4.1 电站锅炉承压系统风险评估类型的选择应与评估目标相适应。

5.4.2 电站锅炉承压系统风险评估类型选择的主要参考因素包括：

- a) 评估对象；
- b) 评估目标；
- c) 数据质量及可靠性；
- d) 其他资源条件；
- e) 对风险评估的认识或风险评估经验；
- f) 评估的时间要求。

5.5 评估所需资源条件与时间

5.5.1 电站锅炉承压系统风险评估的资源条件与时间决定因素包括：

- a) 实施的策略和计划；
- b) 实施人员的知识和技能；
- c) 基础数据和信息的可利用性及质量；
- d) 需要的资源的可利用性和费用；
- e) 需评估的承压系统的范围；
- f) 评估的定量化程度；
- g) 对评估准确度的要求。

5.5.2 电站锅炉承压系统风险评估的时间及费用决定因素包括：

- a) 评估电站锅炉承压系统的承压部件的数量和评估部位的百分比；
- b) 收集被评估项目的数据所需的时间及费用；
- c) 培训需要的时间及费用；
- d) 风险评估的数据和信息所要求的时间与资源；
- e) 风险评估和开展检修、检验与检查及其他缓减措施所需的时间与资源。

6 风险评估的数据收集

6.1 基本资料与数据的收集

6.1.1 电站锅炉的信息收集, 参见附录 B。

6.1.2 电站锅炉设计、制造和安装资料, 主要包括：

- a) 锅炉总图、承压部件图、热膨胀图、基础荷重图等；
- b) 锅炉热力系统图；
- c) 设计、安装、使用说明书；
- d) 材料质量证明书；
- e) 施工 QA/QC 文件；
- f) 使用法规和标准；
- g) 安全附件及连锁保护；
- h) 泄漏检验和监控系统；
- i) 防腐保温系统；
- j) 物料记录；
- k) 减压和泄压系统；
- l) 安全系统；
- m) 防火和灭火系统；
- n) 工厂布局图。

6.1.3 电站锅炉承压系统的检修、检验与检查记录, 主要包括：

- a) 检修、检验与检查时间表和周期；
- b) 检修、检验与检查类型和数量；
- c) 检修与更换；
- d) 检验与检查结果；
- e) 电站锅炉的检修规程。

6.1.4 电站锅炉运行规程及有关数据, 主要包括：

- a) 控制系统数据;
- b) 操作程序;
- c) 运行、点火、启动和停炉的运行规程要求;
- d) 运行事故处理措施;
- e) 运行日志和煤质记录。

6.1.5 电站锅炉承压系统可靠性统计数据,主要包括:

- a) 电站锅炉承压系统的承压部件的失效次数:在某一统计期间内不同失效模式造成的泄漏次数,包括非计划停炉和计划检修中发现的泄漏次数;
- b) 同类电站锅炉承压系统的承压部件的失效次数:在某一统计期间内不同失效模式造成的泄漏次数,包括非计划停炉和计划检修中发现的泄漏次数;
- c) 电站锅炉承压系统的承压部件失效停炉时间:在不同失效模式引起承压部件泄漏造成的电站锅炉非计划停炉小时数;
- d) 在非计划停炉和计划检修中发现的电站锅炉承压系统的每一种承压部件的不同失效模式造成的泄漏以及造成电站锅炉非计划停炉事件的数据汇总表。

6.1.6 厂址条件,其中主要包括:

- a) 天气和气候记录;
- b) 地震活动记录;
- c) 其他有关记录。

6.1.7 检修与更换费用,其中主要包括:

- a) 电站锅炉承压系统的承压部件更换前的剩余寿命;
- b) 电站锅炉承压系统的承压部件的检修、检验、检查与更换的费用报告。

6.1.8 电站锅炉承压系统的承压部件事故调查报告或报表。

6.2 损伤模式的识别

6.2.1 电站锅炉承压系统的承压部件主要损伤模式有如下四大类,分别为:

- a) 腐蚀减薄:高温氧化腐蚀、碱腐蚀、燃灰腐蚀、烟气露点腐蚀等;
- b) 环境开裂:应力腐蚀开裂、氢脆等;
- c) 机械损伤:机械疲劳、热疲劳、振动疲劳、冲刷、过载、热冲击、蠕变等;
- d) 其他损伤:腐蚀疲劳、冲蚀、过热等。

6.2.2 电站锅炉承压系统的承压部件的主要损伤模式和基本描述参见附录 C。

6.3 失效模式的识别

6.3.1 使用经过验证的方法来确定如下内容:

- a) 电站锅炉承压系统中哪些承压部件发生失效的概率较大;
- b) 电站锅炉承压系统中各个承压部件可能会发生哪些失效模式;
- c) 电站锅炉承压系统中的承压部件如果发生失效会产生什么样的后果;
- d) 电站锅炉承压系统的风险分布如何;
- e) 如何管理电站锅炉承压系统的潜在风险;
- f) 采取何类风险减缓措施。

6.3.2 电站锅炉承压系统的典型承压部件的失效模式与失效部位参见附录 D。

7 风险定性分析方法

7.1 失效概率的定性分析

7.1.1 电站锅炉承压系统的承压部件失效概率的定性分析方法,根据承压部件的具体失效模式并结合电站锅炉的运行、检修、检验和检查等来评估承压部件失效概率的等级。承压部件的失效概率等级的评估应从以下几方面来考虑:

- a) 目前的损伤状态在程度上是否比预期的更加严重;
- b) 目前的损伤模式会在什么程度上成为今后的失效原因;
- c) 目前的损伤模式是否会在下次检修和检验前发生失效;
- d) 目前的检修、检验与检查方法是否有效。

7.1.2 根据检验与检查结果评估电站锅炉承压系统的承压部件失效概率的等级,按照表 1 区分承压部件失效概率的等级。

表 1 失效概率的等级

失效概率等级	1 级(极低)	2 级(低)	3 级(中)	4 级(高)	5 级(极高)
炉内和炉外承压部件	较佳安全状态	安全状况一般	存在安全隐患	在限制条件下监督运行	可能会导致电站锅炉非计划停炉
汽水管道及泵与阀门的壳体	较佳安全状态	安全状况一般	存在轻微缺陷	存在较严重的缺陷	部分或整个管道破损或需要更换

7.1.3 电站锅炉承压系统的承压部件的失效概率等级的评定参见附录 E。

7.2 失效后果的定性分析

7.2.1 电站锅炉承压系统的承压部件的失效后果的等级评估,主要考虑以下因素:

- a) 承压部件失效引起的电站锅炉的非计划停炉时间;
- b) 承压部件失效引起的人员伤亡情况;
- c) 电站锅炉修复需要的费用。

7.2.2 根据停炉时间的统计分析结果和事故调查报告评估电站锅炉承压系统的承压部件的失效后果的等级,按照表 2 区分承压部件失效后果的等级。

表 2 失效后果的等级

失效后果等级	1 级(轻微)	2 级(一般)	3 级(严重)	4 级(重大)	5 级(特大)
停炉时间	8 h 以内	8 h~24 h	24 h~72 h	72 h~168 h	168 h 以上
人员伤亡	人员无损伤或轻伤	人员重伤	死亡 1 至 2 人	死亡 3 至 9 人	死亡 10 人及以上
修复费用	10 万元以下	10 万元及以上, 50 万元以下	50 万元及以上, 150 万元以下	150 万元及以上, 1 000 万元以下	1 000 万元及以上

7.2.3 分别按照停炉时间、人员伤亡和修复费用得出的承压部件的失效后果等级不一致时,建议取比较高的失效后果等级应用于电站锅炉承压系统的风险定性分析。

7.3 风险矩阵

电站锅炉承压系统的第 i 个承压部件的风险定性分析结果可以用如图 2 所示的 5×5 风险矩阵表

征。在图 2 中, x 轴表示失效后果等级, 失效后果等级随着 x 轴方向的递增顺序增大, 数值 5 表示失效后果等级最大; y 轴表示失效概率等级, 失效概率等级随着 y 轴方向的递增顺序增大, 数值 5 表示失效概率等级最大。风险矩阵的不同区域表征电站锅炉承压系统的承压部件的不同风险。

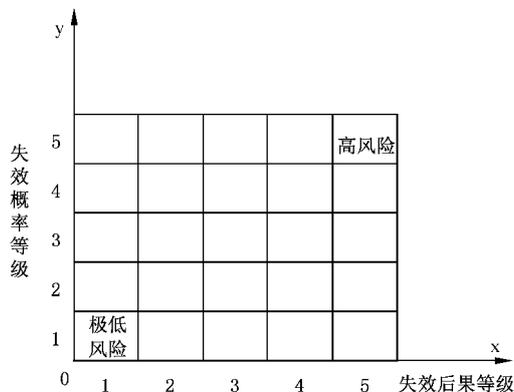


图 2 风险矩阵

8 风险半定量分析方法

8.1 失效概率的统计方法

8.1.1 统计非计划停炉次数

根据 DL/T 793 统计电站锅炉可靠性的基础数据, 统计出电站锅炉承压系统的第 i 个承压部件第 j 种失效模式引起的非计划停炉次数 $N_{u,ij}$ 。

8.1.2 统计计划检修中发现的失效次数

根据电站锅炉计划检修(A 级检修、B 级检修、C 级检修和 D 级检修)记录, 统计出计划检修停炉中发现的电站锅炉承压系统的第 i 个承压部件第 j 种失效模式引起的失效次数 $N_{f,ij}$ 。

8.1.3 统计失效总次数

电站锅炉承压系统的第 i 个承压部件第 j 种失效模式的总次数 N_{ij} (次)按式(1)计算:

$$N_{ij} = N_{u,ij} + N_{f,ij} \dots\dots\dots (1)$$

式中:

- N_{ij} ——第 i 个承压部件第 j 种失效模式的总次数, 次;
- $N_{u,ij}$ ——第 i 个承压部件第 j 种失效模式引起的非计划停炉次数, 次;
- $N_{f,ij}$ ——计划检修停炉中发现的电站锅炉承压系统的第 i 个承压部件第 j 种失效模式引起的失效次数, 次。

8.1.4 失效概率的计算方法

在电站锅炉承压系统的风险半定量分析中, 失效概率 P_{ij} 指的是: 在规定条件下和规定时间内失效总次数与统计期间日历年数之比。 P_{ij} 的物理意义是衡量电站锅炉承压系统的第 i 个承压部件第 j 种失效模式发生的频度, P_{ij} 大表示失效频度高。电站锅炉承压系统的第 i 个承压部件第 j 种失效模式的失效概率 P_{ij} (次/年)按式(2)计算:

$$P_{ij} = \frac{N_{ij} \times 8\,760}{t_{PH}} \dots\dots\dots (2)$$

式中：

t_{PH} ——统计期间的日历小时数，单位为时(h)。

8.2 失效后果的统计方法

8.2.1 统计非计划停炉时间

根据 DL/T 793 统计电站锅炉可靠性的基础数据，统计出电站锅炉承压系统的第 i 个承压部件第 j 种失效模式引起的非计划停炉检修时间 $t_{u,ij}$ 。

8.2.2 失效后果的计算方法

在电站锅炉承压系统的风险半定量分析中，第 i 个承压部件第 j 种失效模式引起的失效后果表示为该承压部件平均非计划停炉检修时间，用符号 S_{ij} 表示。 S_{ij} 的物理意义是表示电站锅炉承压系统的第 i 个承压部件第 j 种失效模式引起的失效后果， S_{ij} 大表示第 i 个承压部件第 j 种失效模式引起的非计划停炉检修时间长、经济损失大且后果严重。电站锅炉第 i 个承压部件第 j 种失效模式引起的失效后果 S_{ij} (h/次) 按式(3)计算：

$$S_{ij} = \frac{t_{u,ij}}{N_{u,ij}} \dots\dots\dots (3)$$

式中：

$t_{u,ij}$ ——第 i 个承压部件第 j 种失效模式引起的非计划停炉检修时间，单位为时(h)；

$N_{u,ij}$ ——第 i 个承压部件第 j 种失效模式引起的非计划停炉次数，次。

8.3 失效发生可能性系数的统计方法

8.3.1 累积寿命损耗的评估方法

电站锅炉承压系统的第 i 个承压部件第 j 个部位的累积寿命损耗 E_{ij} 按式(4)计算：

$$E_{ij} = \frac{\tau_{ij}}{\tau_{D,ij}} \dots\dots\dots (4)$$

式中：

τ_{ij} ——第 i 个承压部件第 j 个部位投入使用的累积日历时间，单位为时，h；

$\tau_{D,ij}$ ——第 i 个承压部件第 j 个部位的设计寿命，单位为时，h。

8.3.2 失效发生可能性系数的计算方法

电站锅炉第 i 个承压部件第 j 个部位的失效发生可能性系数 C_{ij} 按式(5)计算：

$$C_{ij} = [2E_{ij} + 1] \dots\dots\dots (5)$$

式中：

$[2E_{ij} + 1]$ ——表示不超过 $(2E_{ij} + 1)$ 的最大整数。

8.4 计算静态风险排序数和动态风险排序数

8.4.1 静态风险排序数的计算方法

在电站锅炉承压系统的风险半定量分析中，采用静态风险排序数 $R_{s,ij}$ 描述第 i 个承压部件第 j 种失效模式的静态风险。 $R_{s,ij}$ 的物理意义表示单位时间内电站锅炉承压系统的承压部件失效引起的非计

划停炉的经济损失。 $R_{s,ij}$ 大表示在单位时间(1年)内承压部件失效引起的非计划停炉检修时间长、非计划停炉的经济损失大。电站锅炉承压系统的第*i*个承压部件第*j*种失效模式的静态风险排序数 $R_{s,ij}$ (h/年)按式(6)计算:

$$R_{s,ij} = P_{ij} \times S_{ij} \dots\dots\dots(6)$$

8.4.2 动态风险排序数的计算方法

在电站锅炉承压系统的风险半定量分析中,采用动态风险排序数 $R_{d,ij}$ 描述第*i*个承压部件第*j*种失效模式的动态风险。 $R_{d,ij}$ 的物理意义是表示当前单位时间内电站锅炉承压系统的承压部件失效引起的非计划停炉的经济损失。 $R_{d,ij}$ 大表示在单位时间(1年)内,当前承压部件失效引起的非计划停炉检修时间长、非计划停炉经济损失大。电站锅炉承压系统的第*i*个承压部件第*j*种失效模式的动态风险排序数 $R_{d,ij}$ (h/年)按式(7)计算:

$$R_{d,ij} = P_{ij} \times C_{ij} \times S_{ij} = R_{s,ij} \times C_{ij} \dots\dots\dots(7)$$

8.4.3 静态和动态风险排序数的应用

静态风险排序数和动态风险排序数都可应用于电站锅炉承压系统的风险半定量分析。电站锅炉承压系统的承压部件的动态风险排序数 $R_{d,ij}$ 与静态风险排序数 $R_{s,ij}$ 的主要区别在于动态风险排序数考虑了电站锅炉承压部件的安全状态随时间的变化情况。在动态风险排序数的计算方法中,使用失效概率 P_{ij} 与失效发生可能性系数 C_{ij} 的乘积表示失效可能性的大小。在具有电站锅炉承压系统的承压部件累积寿命损耗计算结果的情况下,应用动态风险排序数开展电站锅炉承压系统的承压部件的风险半定量分析。在缺少电站锅炉承压部件累积寿命损耗计算结果的情况下,应用静态风险排序数开展电站锅炉承压系统的承压部件的风险半定量分析。

8.4.4 承压部件失效后果修正系数

8.4.4.1 根据人员伤亡或修复费用,按照表3确定失效后果修正系数*k*。

表3 失效后果修正系数

失效后果修正系数 <i>k</i>	0.5	1	1.5	2.0	2.5
人员伤亡	人员无损伤或轻伤	人员重伤	死亡1至2人	死亡3至9人	死亡10人及以上
修复费用	10万元以下	10万元及以上, 50万元以下	50万元及以上, 150万元以下	150万元及以上, 1000万元以下	1000万元及以上

8.4.4.2 分别按照人员伤亡或修复费用得出失效后果修正系数*k*不一致时,建议取比较大的失效后果修正系数应用于电站锅炉承压部件的风险半定量分析。

8.4.4.3 在电站锅炉承压部件的风险半定量分析中,无法确定失效后果修正系数*k*时,建议取*k*=1。

8.4.5 承压部件风险排序数的计算方法

电站锅炉承压系统的第*i*个承压部件有*n*种失效模式,该部件静态风险排序数 $R_{s,i}$ (h/年)和动态风险排序数 $R_{d,i}$ (h/年)分别按式(8)和式(9)计算:

$$R_{s,i} = k \times \sum_{j=1}^n R_{s,ij} \dots\dots\dots(8)$$

$$R_{d,i} = k \times \sum_{j=1}^n R_{d,ij} \dots\dots\dots (9)$$

式中：

k ——失效后果修正系数。

9 风险的确定、评价和控制

9.1 风险的确定

9.1.1 电站锅炉承压系统的风险定性分析方法,采用风险矩阵(图 2)来表示电站锅炉承压系统的第 i 个承压部件的风险高低。

9.1.2 电站锅炉承压系统的风险半定量分析方法,采用静态风险排序数 $R_{s,i}$ 或动态风险排序数 $R_{d,i}$ 来描述电站锅炉承压系统的第 i 个承压部件的风险高低。

9.2 风险可接受准则

9.2.1 安全、环境和经济风险的可接受准则可为风险管理提供依据。

9.2.2 无确定可接受风险准则时,可采用等风险原则。等风险原则是指对风险等级为低或中的电站锅炉承压部件采取的风险控制方法,要求电站锅炉承压系统的承压部件在下一次检验之前风险等级不得上升。

9.2.3 风险可接受准则可采用成本与效益分析方法。

9.3 按风险评估结果制定检修和检验计划

9.3.1 根据电站锅炉承压系统的部件风险,以风险为基础安排检修和检验顺序,确定被检修和检验的电站锅炉承压系统的部件名称、检修项目、检验技术和检验范围。

9.3.2 根据风险随时间的变化确定电站锅炉承压系统的承压部件的检修计划和检验周期。

9.4 可接受风险阈值的确定

9.4.1 阈值将风险矩阵、静态风险排序数或动态风险排序数分为可接受和不可接受区域。

9.4.2 阈值可根据有关法规、风险准则及企业的经济安全策略确定。

9.4.3 对于位于不可接受区域的电站锅炉承压系统的承压部件,应按以下办法处理：

- a) 采取减缓措施,降低位于不可接受区域电站锅炉承压系统的承压部件的风险值,使其降至可接受区域；
- b) 无法采取风险减缓措施时,应采用风险管理方法进行管理。

9.5 风险评价

9.5.1 在电站锅炉承压系统的风险定性评价中,承压系统第 i 个部件的风险分为 4 个风险等级：

- a) 高风险,不可接受风险(A 区)；
- b) 中风险,不期望风险(A 区)；
- c) 低风险,可接受风险(B 区)；
- d) 极低风险,可忽略风险(C 区)。

9.5.2 在电站锅炉承压系统的风险定性评价中,根据图 3 所示的风险矩阵分为 4 个风险等级。

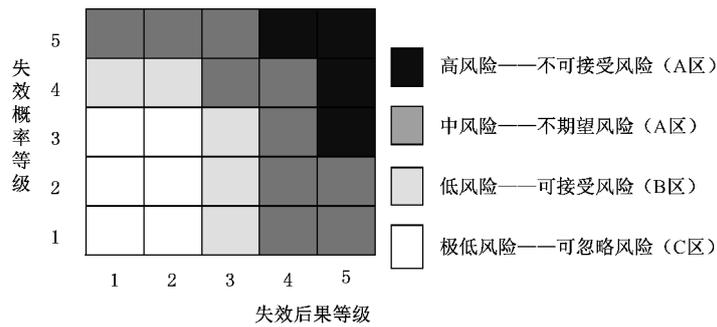


图 3 风险矩阵和可接受风险的阈值

9.5.3 在电站锅炉承压系统的风险半定量评价中,根据承压系统的第 i 个承压部件动态风险排序数 $R_{d,i}$ 或静态风险排序数 $R_{s,i}$ 的大小确定风险级别,按照表 4 划分为 4 个风险等级。

表 4 风险排序数与风险等级

序号	$R_{d,i}$ 或 $R_{s,i}$	风险等级	风险评价判据
1	$R_{d,i}$ 或 $R_{s,i} \geq 72$	高风险	不可接受风险(A区)
2	$24 \leq R_{d,i}$ 或 $R_{s,i} < 72$	中风险	不期望风险(A区)
3	$8 \leq R_{d,i}$ 或 $R_{s,i} < 24$	低风险	可接受风险(B区)
4	$R_{d,i}$ 或 $R_{s,i} < 8$	极低风险	可忽略风险(C区)

9.6 风险控制

9.6.1 基于电站锅炉承压系统的承压部件的风险等级进行风险控制。

9.6.2 对于可忽略风险和可接受的风险,不必采取减缓措施或其他措施。

9.6.3 对于不可接受的风险,采取如下减缓措施降低风险等级:

- a) 更换,应考虑通过检修来更换该承压部件或该承压部件(管子、管道)的高风险部位;
- b) 检验与检查或状态监测,应考虑是否具有有效的检验与检查方法以及由检验与检查结果给出的检修手段;
- c) 降低失效后果;
- d) 降低失效概率或失效概率等级。

9.6.4 对应电站锅炉承压系统的风险评价结果,针对不同的风险等级采取相应的整改措施如表 5 所示。

表 5 风险等级及相应措施

序号	风险等级	整改措施
1	高风险(A区)	立即采取如下措施,降低风险等级: a) 进行检修或更换; b) 检验与检查方法的改善; c) 运行操作和管理方法上的改善; d) 增设在线监控设施; e) 采取能减少伤害的工程措施

表 5 (续)

序号	风险等级	整改措施
2	中风险(A区)	直至下次检修和检验至少采取上述措施中的一项以降低风险
3	低风险(B区)	适当改善检修和检验措施,对检验结果应偏于保守采用
4	极低风险(C区)	除了规定的检修和检验外,不需要其他的措施,可根据实际情况适当延长检修和检验周期

10 风险管理

10.1 基于风险等级的检修与检验的计划

10.1.1 若电站锅炉承压系统的各承压部件的风险等级均处于 C 区,建议按 DL/T 838 和 TSG G7002 规定的间隔和项目安排检修与检验计划。

10.1.2 若电站锅炉承压系统的各承压部件的风险等级均处于 B 区,建议按 DL/T 838 规定的间隔和检修项目安排检修,并按 DL/T 438 和 TSG G7002 规定的要求安排检验和检查项目。

10.1.3 若电站锅炉承压系统有 3 个以内(含 3 个)承压部件的风险等级处于中风险 A 区,建议在半年内安排 C 级或 D 级检修,并对这些承压部件进行全面检验和检查。

10.1.4 若电站锅炉承压系统有 4 个以上(含 4 个)承压部件的风险等级处于中风险 A 区,建议在本年内安排 A 级或 B 级检修,并对这些承压部件进行全面检验和检查。

10.1.5 若电站锅炉承压系统有 3 个以内(含 3 个)承压部件的风险等级处于高风险 A 区,建议在本月内安排 C 级或 D 级检修,并对这些承压部件进行全面检验和检查。

10.1.6 若电站锅炉承压系统有 4 个以上(含 4 个)承压部件的风险等级处于高风险 A 区,建议在半年内安排 A 级或 B 级检修,并对这些承压部件进行全面检验和检查。

10.2 电站锅炉检修的标准项目和特殊项目

10.2.1 电站锅炉承压系统的 A 级检修标准项目的主要内容:

- a) 制造厂要求的项目;
- b) 全面解体、定期检查、清扫、测量、调整和修理;
- c) 按照规定需要定期更换零部件的项目;
- d) 按照各项技术监督规定检查项目;
- e) 消除设备和系统的缺陷和隐患。

10.2.2 电站锅炉承压系统的 A 级检修项目参见附录 F。

10.2.3 B 级检修项目是根据电站锅炉承压系统的部件状态评价及系统特点和运行状况,有针对性地实施部分 A 级检修项目和定期滚动检修项目。

10.2.4 C 级检修标准项目的主要内容:

- a) 消除运行中发生的缺陷;
- b) 重点清扫、检查和处理易损、易磨部件,必要时进行实测和试验;
- c) 按各项技术监督规定检查项目。

10.2.5 D 级检修的主要内容是消除设备和系统的缺陷。

10.2.6 发电企业可根据电站锅炉的状况调整各级检修的项目,原则上在一个 A 级检修周期内所有的标准项目都必须进行检修。

10.2.7 电站锅炉承压系统的特殊项目为标准项目以外的检修项目以及执行反事故措施、节能措施、技

改措施等项目；重大特殊项目是指技术复杂、工期长、费用高或对系统设备结构有重大改变的项目，发电企业可根据需要安排在各级检修中。

10.3 电站锅炉的检验和检查项目

10.3.1 电站锅炉的炉内和炉外承压部件的检验和检查项目：

- a) 电站锅炉外部检验和检查；
- b) 电站锅炉锅筒、内(外)置式汽水分离器检验和检查；
- c) 电站锅炉省煤器检验和检查；
- d) 电站锅炉水冷壁检验和检查；
- e) 电站锅炉过热器检验和检查；
- f) 电站锅炉再热器检验和检查；
- g) 电站锅炉集箱检验和检查；
- h) 电站锅炉减温器、汽-汽热交换器检验和检查；
- i) 电站锅炉承重部件检验和检查；
- j) 电站锅炉超压水压试验；
- k) 电站锅炉保护装置检验和检查；
- l) 电站锅炉化学项目检验和检查；
- m) 电站锅炉膨胀系统检验和检查；
- n) 电站锅炉炉墙保温检验和检查。

10.3.2 电站锅炉汽水管道及泵与阀门壳体的检验和检查项目：

- a) 电站锅炉范围内管道及附件检验和检查；
- b) 电站锅炉安全附件检验和检查；
- c) 电站锅炉锅水循环泵检验和检查；
- d) 管道壁厚和管壁减薄检验和检查；
- e) 管道弯管检验和检查；
- f) 管道焊缝缺陷检验和检查；
- g) 管道材料组织劣化检验和检查；
- h) 管道蠕变膨胀检验和检查；
- i) 管道支吊架状况检验和检查；
- j) 泵与阀门的壳体缺陷检验和检查；
- k) 泵与阀门的壳体材料组织劣化检验和检查。

10.3.3 电站锅炉承压部件的主要检验和检查项目参见附录 G。

10.4 检验技术

10.4.1 检验技术及检验方法的选取应根据失效机理和失效模式进行选择。在检验方法的选择上，首先应当考虑检验方法都必须能够提供评估所需的信息。电站锅炉承压系统的承压部件的检验，也强调综合运用各种检验技术。

10.4.2 电站锅炉承压系统的各无损检验方法的适用性参见附录 H。

10.4.3 按照 GB/T 26610.2 要求的电站锅炉基于风险的检验策略参见附录 I。

10.5 电站锅炉承压部件的更换

10.5.1 当电站锅炉承压系统的承压部件损伤导致的失效风险无法控制在可接受水平时，应对该承压部件高风险部位进行更换与检修。

10.5.2 电站锅炉承压系统的管子和管道发现缺陷,应根据缺陷的性质和程度采取不同的措施;电站锅炉承压系统的筒体或壳体发现缺陷,在剩余寿命评价的基础上采取相应的运行措施和检修措施。

10.5.3 电站锅炉承压系统的的管子与管道等承压部件的更换一般规定参见附录J。

10.5.4 对所有需要检修和更换的承压部件,应制定完整的工作计划,给出检修(或更换)的范围、项目、推荐方法、相应程序文件、完成日期。

10.6 其他缓减风险的措施

10.6.1 概述

除检修、检验和更换外,可通过以下方法来减缓风险:

- a) 降低失效后果;
- b) 降低失效概率或失效概率等级。

10.6.2 电站锅炉承压部件改造和重新划分级别

10.6.2.1 改造或改变所用材料措施可以降低电站锅炉承压系统的承压部件失效的概率或失效概率的等级。

10.6.2.2 当电站锅炉的蒸发量和出口参数达不到原设计要求时,降低出力和参数可降低电站锅炉承压系统的承压部件的失效概率的等级。

10.6.2.3 采取增装管内节流圈、增加涂层、防磨瓦等措施降低失效概率的等级。

10.6.3 运行控制措施

10.6.3.1 采取运行措施防止电站锅炉的炉膛爆炸事故、尾部烟道再次燃烧事故、锅筒缺水事故、锅筒满水事故等重大事故,可以降低电站锅炉承压系统的承压部件的失效概率。

10.6.3.2 采取运行措施防止电站锅炉承压系统的炉内高温承压部件管内发生高温氧化,可以降低这些承压部件的失效概率等级。

10.6.3.3 在电站锅炉的启动、停炉和负荷变动过程中,通过控制主蒸汽温度变化率来减小热应力,可以降低电站锅炉承压系统的承压部件的失效概率等级。

10.6.3.4 采用设计煤质,减少炉膛结渣和掉渣,可以降低电站锅炉水冷壁等承压部件的失效概率等级。

10.6.4 防爆结构

防爆结构可以降低爆炸引起的损失,防爆结构应包括保护人员的建筑物、应急设备、关键仪表、控制电路等。

10.6.5 其他措施

下述各种措施也可起到缓减风险的效果:

- a) 防火设计;
- b) 仪器连锁(联动装置、停炉系统、警报等);
- c) 大楼和封闭结构的空气流通;
- d) 管道重新设计;
- e) 机械限流设施;
- f) 火源控制;
- g) 提高设计标准;
- h) 加强安全管理;
- i) 紧急撤离;
- j) 安全掩体;

- k) 异常状态在线监测；
- l) 加强人员培训,减少人为失误。

11 再评估和风险评估结果的更新

11.1 概述

风险评估是个动态的工具,可以对当前和未来的风险进行评估。风险评估是基于当时的数据和认识,随着时间的推移会发生改变。风险评估应该用最新的检修和检验、煤质与可靠性统计、寿命损耗计算结果等信息来进行持续的更新。

11.2 执行风险再评估的关键因素

11.2.1 损伤模式与检验活动

11.2.1.1 电站锅炉承压系统的承压部件的很多损伤机理均与时间有关,损伤速率随时间而变化,通过新的检验结果可以即时修正损伤速率。

11.2.1.2 电站锅炉承压系统的承压部件的有些损伤机理与时间无关,只会在特定条件下发生。最初的风险评估无法预测这些特定条件,当损伤发生后需对风险进行再评估。

11.2.1.3 新的检修、检验和检查活动可能提供新的信息,当新的检修、检验和检查活动结束后,应根据检修、检验和检查结果判定是否需要电站锅炉承压系统的承压部件进行风险再评估。

11.2.2 煤质改变与设备改造

11.2.2.1 运行煤质的改变有可能导致电站锅炉承压系统的承压部件发生失效和无法预测的损伤,一旦煤质的变化对损伤机理有明显影响,则需要再进行再评估。

11.2.2.2 电站锅炉的改造对风险有显著影响,需要进行再评估。

11.2.3 风险管理前提条件的变化

风险管理前提条件的变化对风险评估结果有显著影响,可能的变化包括:

- a) 承压系统的承压部件材料改变;
- b) 安全与环境法律法规改变;
- c) 电站业主风险评估计划修改(如风险可接受准则变化)。

11.2.4 降险策略的影响

实施了降低风险策略(如安装锅炉泄漏状态监测系统,更换和检修了高风险部位或高风险部件等)并达到预期目的后,需更新电站锅炉承压系统的承压部件的风险评估结果,对风险进行再评估。

11.3 实施风险再评估的时机

11.3.1 电站锅炉改造完成之后,应估计每一项改造措施对风险改变的影响。煤质条件、损伤机理、损伤速率、损伤严重程度以及风险评估的前提条件的改变都可能都需要风险再评估。

11.3.2 评估周期满了之后,细小变化的长时间积累也会引起风险等级的重大变化。应设定实施风险再评估的最长时间间隔。

11.3.3 实施降低风险策略之后,实施降低风险策略后,应采用风险再评估的结果验证采取风险缓减措施后是否已将风险降低到可接受的水平。

11.3.4 相关法规修改之后,应考虑相关法规修改后对检验要求的影响。

12 风险管理文件和报告

12.1 风险管理文件

应记录风险管理的全部数据。风险管理文件中应包含以下内容：

- a) 评估的类型；
- b) 实施评估的小组成员；
- c) 评估的进度安排；
- d) 基础数据的来源；
- e) 评估过程中做出的假设；
- f) 风险评估的结果(包括可能性和后果)；
- g) 检验策略(如果运用这些策略,可以管理风险)；
- h) 减缓后的风险水平(例如,实施风险减缓后的残余风险)；
- i) 检验策略所参考的规范或标准。

12.2 风险评估的数据来源

各种输入都将用于评价失效的概率和后果,输入的信息至少包括以下几方面：

- a) 电站锅炉的基本数据和检验历史,例如:运行规程、材料结构、工况、腐蚀或磨损速率、检验历史等；
- b) 明确的损伤模式；
- c) 判断损伤模式严重程度的标准；
- d) 预测的失效模式；
- e) 判断失效模式严重程度的主要参数；
- f) 判定各种失效后果类型的标准,包括安全、健康、环境和经济；
- g) 评定风险可接受准则的标准。

12.3 降险措施与结果

文件中应记录实施的降险措施、方法、过程、人员以及实施降险措施的结果。

12.4 风险管理报告的格式

电站锅炉承压系统的风险管理报告一般包括以下内容：

- a) 编制与审核人员名单；
- b) 前言:包括项目单位简介、评估项目的委托方及评估目的；
- c) 评价项目概述:评估项目概况、评估电站名称、机组编号、锅炉制造企业,评估锅炉承压系统的承压部件名称,评估依据等；
- d) 评估程序和评估方法:说明选用的评估程序和评估方法；
- e) 识别失效模式:采用本台炉或本电站同类锅炉或其他电站同类产品可靠性历史数据的统计分析、失效模式与影响分析等技术,分析所选定评估对象的失效模式等；
- f) 风险评估结果:失效概率和失效后果的等级,或失效概率、失效后果与累积寿命损耗的计算结果,风险矩阵、动态风险排序数、静态风险排序数的计算值,风险等级评价结果等；
- g) 风险交流建议:基于风险等级的检修和检验计划等；
- h) 风险管理措施:依据风险等级,提出相应的风险管理措施与建议,对处于不可接受风险,提出相应的改进措施等；
- i) 评估结论:风险管理结论意见。

附录 A

(资料性附录)

电站锅炉承压系统风险管理的人员职责

A.1 风险管理小组的组成

风险管理需要通过多方面收集数据、专门分析并做出风险管理的决定,通常需要组成一个具备所需技术与经验的评估小组来有效实施风险管理。

A.2 技术负责人的职责

A.2.1 技术负责人应是全职的小组成员。

A.2.2 技术负责人的职责包括下述几方面:

- a) 组建评估小组,核实小组成员是否具备需要的技术与知识;
- b) 确保评估的正常进行;
- c) 准确收集数据;
- d) 做出合乎逻辑的假设并进行记录;
- e) 确定收集数据的适当人选;
- f) 对数据收集与分析的质量进行适当的监督和检查;
- g) 准备风险评估报告,并将其分发给做出风险管理决定或实施缓减风险措施的责任人;
- h) 保证实施正确的风险降低措施。

A.3 电站锅炉工程师或检验技术人员的职责

A.3.1 收集电站锅炉状态和历史数据。

A.3.2 当无法获得状态数据时,应会同材料和腐蚀专家共同对电站锅炉现有状态进行预测。

A.3.3 会同材料和腐蚀专家评价历史检验的有效性。

A.3.4 实施风险控制的检验和检查计划。

A.4 材料、水质和腐蚀专家的职责

A.4.1 考虑电站锅炉的煤质、环境、水质、材质和寿命等因素,评估损伤机理的类型以及对电站锅炉的适用性和破坏程度。

A.4.2 比较风险评估预期条件与电站锅炉实际条件的差异及差异产生的原因,为风险评估使用的损伤机理、损伤速率提供指导,并确定检验对相关损伤机理的有效性。

A.4.3 推荐降低失效可能性的方法(如改变材质、改变水质、增加涂层等)及监控损伤速率变化的控制方法(如 pH 值监控、腐蚀速率监控、介质监控等)。

A.5 煤质专家的职责

A.5.1 提供煤质条件信息,用煤质数据表的形式给出,记录煤质变化对点火、启动、停炉和结焦的影响。

- A.5.2 给出煤样分析结果。
- A.5.3 推荐通过改变煤质条件降低风险的方法。

A.6 运行和检修人员的职责

- A.6.1 核实电站锅炉的运行参数是否在运行规程规定的范围内工作。
- A.6.2 按照检验人员提供的数据进行电站锅炉承压部件的检修和更换。
- A.6.3 推荐修改运行规程、设备改造及监控的建议。

A.7 管理者的职责

- A.7.1 为风险评估提供资源保证并进行监督。
- A.7.2 做出风险管理的决策并为组内其他人员提供风险管理的框架和机理,使他们按照风险评估的结果开展工作。
- A.7.3 为降险措施的执行提供资源与后续系统。
- A.7.4 与上级发电公司进行风险交流,落实计划检修和检验的费用。
- A.7.5 与网局调度进行风险交流,落实计划检修的日期安排。

A.8 风险评估人员的职责

- A.8.1 集中全部数据进行风险评估,其具体任务是:
 - a) 确定其他小组成员应提供的数据;
 - b) 确定数据的准确水平;
 - c) 检查核实数据和假设的正确性;
 - d) 将数据输入计算机程序、运行程序;
 - e) 数据输入和输出的质量控制;
 - f) 人工计算风险(如果不使用计算机程序);
 - g) 将结果用可理解的方式显示出来,编制风险评估报告。
- A.8.2 必要时应进行风险与利润分析。

A.9 环境安全人员的职责

- A.9.1 提供环境安全系统和有关法规的数据。
- A.9.2 推荐降低失效环境后果的方法。

A.10 财务和营销人员的职责

- A.10.1 提供开展风险评估所需的费用及停炉造成经济损失的数据。
- A.10.2 推荐降低失效经济后果的方法。

A.11 风险评估人员的培训和资格

- A.11.1 风险评估人员应接受过风险评估方法与实施程序的严格训练,掌握如何操作程序及影响最终

评估结果的有关因素。

A.11.2 提供风险评估服务的单位的技术负责人应接受过评估程序方面的培训,以保证所组织的风险评估项目成员具备相应的资质和经验。

A.11.3 利用内部的风险评估人员实施风险评估项目的电站业主,应有相应的程序和方法保证其人员具备应有的资质。

A.11.4 应有风险评估人员的资质和培训记录。

A.12 小组其他成员的培训和资格

A.12.1 应接受风险评估方法和评估程序的基本培训,以使小组其他成员正确理解和有效运用风险管理。

A.12.2 上述培训应由风险管理小组内风险评估人员提供,也可由其他掌握风险评估方法和程序的人员提供。

附 录 B
(规范性附录)
电站锅炉的信息收集

表 B.1 主要设计参数

序号	项 目	单 位	设计参数	备 注
1	额定蒸发量	t/h		
2	再热蒸汽量	t/h		
3	锅筒工作压力(表压力)	MPa		锅筒锅炉
4	过热蒸汽压力(表压力)	MPa		
5	再热蒸汽进口压力(表压力)	MPa		
6	再热蒸汽出口压力(表压力)	MPa		
7	过热蒸汽温度	℃		
8	再热蒸汽进口温度	℃		
9	再热蒸汽出口温度	℃		
10	给水温度	℃		
11	送风机进风温度	℃		
12	热风温度	℃		
13	排烟温度	℃		
14	锅炉正常水容积	m ³		
15	水压试验时水容积	m ³		
16	启动分离器压力(表压力)	MPa		直流锅炉
17	低温过热器出口前炉本体压力(表压力)	MPa		直流锅炉
18	汽水系统总阻力(表压力)	MPa		
19	锅炉烟气阻力	Pa		
20	空气预热器空气阻力	Pa		

表 B.2 电站锅炉承压部件信息

序号	名称	项目	单位	设计参数	备注
1	主蒸汽管道	1) 主蒸汽管道长度	m		
		2) 焊缝数量	个		
		3) 材质	—		
		4) 壁厚	mm		
		5) 外径	mm		
		6) 计算管壁温度	℃		
		7) 允许耐热温度	℃		
2	热再热蒸汽管道	1) 热再热蒸汽管道长度	M		
		2) 焊缝数量	个		
		3) 材质	—		
		4) 壁厚	mm		
		5) 外径	mm		
		6) 计算管壁温度	℃		
		7) 允许耐热温度	℃		
3	冷再热蒸汽管道	1) 冷再热蒸汽管道长度	m		
		2) 焊缝数量	个		
		3) 材质	—		
		4) 壁厚	mm		
		5) 外径	mm		
		6) 计算管壁温度	℃		
		7) 允许耐热温度	℃		
4	高温导汽管	1) 高温导汽管道长度	m		按温度和材质 分别列出
		2) 焊缝数量	个		
		3) 材质	—		
		4) 壁厚	mm		
		5) 外径	mm		
		6) 计算管壁温度	℃		
		7) 允许耐热温度	℃		
5	给水管道	1) 主给水管道长度	m		
		2) 焊缝数量	个		
		3) 材质	—		
		4) 壁厚	mm		
		5) 外径	mm		
		6) 计算管壁温度	℃		
		7) 允许耐热温度	℃		

表 B.2 (续)

序号	名称	项目	单位	设计参数	备注
6	低温管道	1) 低温管道长度	m		按材质 分别列出
		2) 焊缝数量	个		
		3) 材质	—		
		4) 壁厚	mm		
		5) 外径	mm		
		6) 计算管壁温度	℃		
		7) 允许耐热温度	℃		
7	水冷壁	1) 型式	—		按炉膛四面墙 分别列出
		2) 水循环回路	个		
		3) 管数	根		
		4) 外径及壁厚	mm		
		5) 材质	—		
		6) 计算管壁温度	℃		
		7) 允许耐热温度	℃		
		8) 受热面积	m ²		
8	再热器	1) 型式	—		按级分别列出
		2) 受热面积	m ²		
		3) 管数	根		
		4) 外径及壁厚	mm		
		5) 材质	—		
		6) 计算管壁温度	℃		
		7) 允许管壁温度	℃		
		8) 进口/出口蒸汽温度	℃		
		9) 进口/出口烟气温度	℃		
9	过热器	1) 型式	—		按级分别列出
		2) 受热面积	m ²		
		3) 管数	根		
		4) 外径及壁厚	mm		
		5) 材质	—		
		6) 计算管壁温度	℃		
		7) 允许管壁温度	℃		
		8) 进口/出口蒸汽温度	℃		
		9) 进口/出口烟气温度	℃		

表 B.2 (续)

序号	名称	项目	单位	设计参数	备注
10	省煤器	1) 型式	—		按级分别列出
		2) 受热面积	m ²		
		3) 管数	根		
		4) 外径及壁厚	mm		
		5) 材质	—		
		6) 允许管壁温度	℃		
		7) 进口/出口水温	℃		
		8) 进口/出口烟温	℃		
11	高温集箱	1) 数量	个		按温度和材质 分别列出
		2) 材质	—		
		3) 壁厚	mm		
		4) 外径	mm		
		5) 计算管壁温度	℃		
		6) 允许耐热温度	℃		
12	低温集箱	1) 数量	个		按材质 分别列出
		2) 材质	—		
		3) 壁厚	mm		
		4) 外径	mm		
		5) 计算管壁温度	℃		
		6) 允许耐热温度	℃		
13	锅筒	1) 长度	m		
		2) 内径	mm		
		3) 壁厚	mm		
		4) 材质	mm		
		5) 材质冷脆温度	℃		
		6) 中心线标高	M		
		7) 正常水位线在中心线下位置	mm		
		8) 旋风分离器数量	个		
		9) 旋风分离器单个出力	t/h		
		10) 工作水容积	m ³		
		11) 总水容积	m ³		

表 B.2 (续)

序号	名称	项目	单位	设计参数	备注
14	汽水分离器	1) 长度	m		
		2) 内径	mm		
		3) 壁厚	mm		
		4) 材质	mm		
		5) 材质冷脆温度	℃		
		6) 中心线标高	M		
		7) 正常水位线在中心线下位置	mm		
		8) 旋风分离器数量	个		
		9) 旋风分离器单个出力	t/h		
		10) 工作水容积	m ³		
		11) 总水容积	m ³		
15	减温器	1) 型式	—		按级、用途 分别列出
		2) 数量	个		
		3) 外径及壁厚	mm		
		4) 材质	—		
		5) 减温水量	t/h		
		6) 减温水源	—		
		7) 减温水温度	℃		
		8) 减温水压力(表压力)	MPa		
		9) 调温幅度	℃		

附录 C
(资料性附录)

电站锅炉承压部件的主要损伤模式

表 C.1 电站锅炉承压部件的主要损伤模式

损伤模式类别	损伤模式	基本描述
腐蚀减薄	高温氧化腐蚀	高温下金属与氧气发生反应生成金属氧化物的过程。在高温下,氧气和金属反应生成氧化物膜;通常发生在加热炉和锅炉燃烧的含氧环境中。多数合金,包括碳钢和低合金钢,在高温氧化环境中发生腐蚀并在金属表面生产氧化物膜,一般表现为均匀减薄;奥氏体不锈钢和镍基合金在高温氧化作用下易形成暗色的氧化物薄膜
	碱腐蚀	高浓度的苛性碱或碱性盐,或因蒸发及高传热导致的局部浓缩引起的金属腐蚀。局部浓缩致碱腐蚀表现为局部腐蚀,锅炉管道的腐蚀沟槽或热障垢层下的局部减薄均属此类;垢下局部腐蚀在垢层的遮掩下一般不太明显,使用带尖锐前端的工具轻击垢层可有助于观察到局部腐蚀情况;水汽界面的介质浓缩区域在腐蚀后形成局部沟槽,竖直管道发生腐蚀时形成一个环形槽,水平或倾斜管道则可在管道顶端或在管道相对两边形成纵向槽;温度高于 79 °C 的高强度碱液可导致碳钢的均匀腐蚀,温度升高至 95 °C 时腐蚀加剧
	燃灰腐蚀	高温燃灰在金属表面沉积和熔化,致使材料损耗的过程。燃灰腐蚀是材料在高温下的加速损伤,燃料中的杂质(主要为 S、Na、K、V)在加热炉、锅炉和燃气涡轮的金属表面沉积和熔化时发生,生成的熔渣溶解了表面的氧化物膜,使膜下新鲜金属能和氧气反应生成氧化物,不断损坏管壁或部件。燃灰腐蚀可表现为严重的金属损耗,且伴有结渣,金属腐蚀速率可达到 25 mm/年;金相检查和沉积物分析技术可用于确定燃灰腐蚀是否存在;过热器和再热器燃灰沉积物至少可分为两层:附着在部件上的沉积物最为重要,在室温下呈暗灰色或黑色的外观;熔融态硫酸盐腐蚀产物则覆盖在表面,形成粘着力很强的玻璃状硬垢。去除燃灰沉积物后,金属基体表面呈鳄鱼皮状,腐蚀沟纵横交错。燃灰层的玻璃状硬垢层和基体金属间存在明显的光滑界面;水冷壁开裂以环向为主,轴向较少见
	烟气露点腐蚀	燃料燃烧时燃料中的硫和氯类物质形成二氧化硫、三氧化硫和氯化氢,低温(露点及以下)遇水蒸气形成酸从而对金属造成的腐蚀。烟气露点腐蚀是亚硫酸腐蚀、硫酸腐蚀和盐酸腐蚀中某种腐蚀或几种腐蚀共同作用的综合结果;发生在省煤器的碳钢或低合金钢部件的烟气露点腐蚀表现为大面积的宽浅蚀坑,形态取决于硫燃烧后凝结时形成的酸性产物;对于余热锅炉中的奥氏体不锈钢制给水加热器部分,可能发生环境开裂并形成表面裂纹
环境开裂	应力腐蚀开裂	暴露在氯化物、硫酸盐、氢氧化物等杂质的环境中,由于运行工况产生比较高的应力,弯头、附件焊缝和支撑处因制造和安装工艺产生残余应力,造成这些部位管子承受比较高的应力,与杂质环境联合作用造成开裂
	氢脆	腐蚀过程中化学反应产生的氢或材料内部的氢,以氢原子形式渗入高强度钢,造成材料韧性降低,在材料内部残余应力及外加载荷应力共同作用下发生脆性断裂。氢脆引起的开裂以表面开裂为主,也可能发生在表面下;氢脆发生在高残余或三向应力的部位(缺口、缩颈);断裂时一般不会发生显著的塑性变形;强度较高的钢氢脆开裂一般形成沿晶裂纹

表 C.1 (续)

损伤模式类别	损伤模式	基本描述
机械损伤	机械疲劳	<p>在循环机械载荷作用下,材料、零件或构件在一处或几处产生局部永久性累积损伤而产生裂纹的过程。经一定循环次数后,裂纹不断扩展,可能导致突然完全断裂。</p> <p>损伤可分为三个阶段:</p> <p>a) 微观起裂:在循环机械载荷作用下,材料内部的不连续或不均匀处,以及表面或近表面区易形成高应力,在驻留滑移带、晶界和夹杂部位形成严重应力集中点引发微观起裂;</p> <p>b) 宏观裂纹扩展:微观裂纹在应力作用下进一步扩张,发展成为宏观裂纹,宏观裂纹基本与主应力方向相垂直;</p> <p>c) 瞬时断裂:宏观裂纹扩大到使构件残存截面不足以承受外载荷时,就会在某一次循环载荷作用下突然断裂</p>
	热疲劳	<p>温度变化导致零件截面上存在温度梯度,厚壁件尤为明显,在温度梯度最大处可能造成塑性应变集中,在热应变最大的区域发生局部开裂,在温度变化引起的周期应力作用下不断扩展。高温区间内材料内部组织结构发生变化,降低了材料抗疲劳能力,并促使材料表面和裂纹尖端氧化,甚至局部熔化,加速热疲劳破坏速率</p>
	振动疲劳	<p>设备或构件在振动载荷、水锤或不稳定流体流动等动态载荷作用下,引起了交变载荷,产生疲劳开裂</p>
	冲刷	<p>固体、液体、气体及其混合物的运动或相对运动,在流体与金属之间产生切应力,能剥离金属表面层,造成表面材料的损耗。冲刷可以在很短的时间内造成材料局部严重损失,典型情况有冲刷形成的坑、沟、锐槽、孔和波纹状形貌,且具有一定的方向性</p>
	过载	<p>外加载荷超过设备的承受极限,导致设备发生变形或破坏。如物料的流动性或其能量在承压设备内处于非平衡状态时,物料和/或能量在容器内发生聚集累加,造成承载压力超过设备最大允许工作压力,形成超压或负压过大,会发生变形、失稳或破裂。对于超压一般可分为物理超压和化学反应超压</p>
	热冲击	<p>金属材料受到急剧的加热或冷却时,局部温度发生剧烈的变化,其内部将产生较大温差,产生变形不协调形成高热应力,甚至可能超过材料的屈服极限,导致开裂或金属部件损坏。常见情况如某一较冷液体与另一较热金属表面接触时,易发生热冲击。热冲击引发的表面开裂多呈现为“发丝状”裂纹</p>
	蠕变	<p>在低于屈服应力的载荷作用下,高温设备或设备高温部分金属材料随时间推移缓慢发生塑性变形的过程称为蠕变,蠕变变形导致构件实际承载截面收缩,应力增大,并最终发生不同形式的断裂。蠕变一般可分为以下两类:</p> <p>a) 沿晶蠕变:常用高温金属材料(如耐热钢、高温合金等)蠕变的主要形式,在高温、低应力长时间作用下,晶界滑移和晶界扩散比较充分,孔洞、裂纹沿晶界形成和发展;</p> <p>b) 穿晶蠕变:高应力条件下,孔洞在晶粒中夹杂物处形成,随蠕变损伤的持续而长大、汇合</p>
其他损伤	腐蚀疲劳	<p>材料遭受介质腐蚀后形成的点蚀坑或表面保护膜破裂引起局部阳极作用,导致阳极优先溶解;阴极反应释放的氢产生氢脆,使部分材料塑性降低,在疲劳载荷作用下易在表面高应力区形成开裂,开裂尖端的金属接触介质发生腐蚀溶解,如此循环作用造成开裂快速发展。断裂呈现脆断特征,裂纹多穿晶,与应力腐蚀开裂的形态相近,但腐蚀疲劳无分叉,并常常形成多条平行裂纹</p>
	冲蚀	<p>在腐蚀介质的作用下,固体、液体、气体及其混合物的运动或相对运动产生切应力,能剥离金属表面腐蚀产物,使新鲜的金属表面暴露出来,形成快速腐蚀。冲蚀可以在很短的时间内造成局部严重腐蚀,典型情况有腐蚀坑、沟、锐槽、蚀孔和波纹状形貌,且具有一定的方向性</p>
	过热	<p>设备在运行过程中,由于冷却条件恶化,壁温在短时间内快速上升,使钢材的屈服强度急剧下降,在压力作用下发生塑性变形。局部鼓胀、伸长等明显变形;壁厚减薄</p>

附录 D

(资料性附录)

电站锅炉承压部件的典型失效模式

表 D.1 蒸汽管道主要失效模式及失效部位

失效模式	失效原因 或损伤机理	常见区域			典型部位
		直管	弯头	焊缝	
韧性断裂	过载(超压)	—	是	是	发生超压的管道
脆性断裂	机械疲劳、 热疲劳	—	是	是	材料存在原始缺陷
蠕变断裂	蠕变	是	是	是	碳素钢>300℃~350℃,合金钢>400℃,椭圆度超标部位;超温、超期服役机组管道
疲劳开裂	振动疲劳	是	是	是	焊接缺陷部位、管道振动部位
蠕变与疲劳 交互作用开裂	蠕变与 热疲劳	是	是	是	焊接缺陷部位、管道振动部位
低周疲劳开裂	热疲劳	是	—	—	疏水管连接的母管部位
腐蚀开裂	腐蚀减薄类	是	是	是	管子内壁、接管座、疏水管
冲蚀开裂	冲蚀	—	是	是	阀门出口、弯头、三通、大小头部位

表 D.2 给水管道的失效模式及失效部位

失效模式	失效原因 或损伤机理	常见区域			典型部位
		直管	弯头	焊缝	
韧性断裂	过载(超压)	—	是	是	发生超压的管道
脆性断裂	机械疲劳、振动疲劳	—	是	是	材料存在原始缺陷
疲劳开裂	振动疲劳	是	是	是	焊接缺陷部位、管道振动部位
腐蚀开裂	腐蚀减薄类	是	是	是	管子内壁、接管座、疏水管
冲蚀开裂	冲蚀	—	是	是	阀门出口、弯头、三通、大小头部位
(应力)腐蚀开裂	应力腐蚀开裂	—	是	是	应力集中部位

表 D.3 省煤器管子主要失效模式及失效部位

失效模式	失效原因 或损伤机理	常见区域			典型部位
		给水 入口处	弯头	烟气 入口处	
内壁腐蚀开裂	氧化腐蚀(点蚀)	是	—	是	停机期间可能存水的水平管段,给水入口段
外壁腐蚀开裂	烟气露点腐蚀 (低温腐蚀)	是	—	—	温度低于烟气酸露点管子,给水入口段

表 D.3 (续)

失效模式	失效原因 或损伤机理	常见区域			典型部位
		给水 入口处	弯头	烟气 入口处	
磨损开裂	飞灰磨损	—	是	是	排列不当或突出管子,靠近包墙管的管弯头上管,烟气入口处
磨损开裂	吹灰磨损	是	—	是	吹灰器吹灰方向管子,烟气入口处
冲蚀开裂	飞灰冲蚀	—	是	是	弯头,上升管,高流速烟气区域
冲蚀开裂	吹灰冲蚀	是	—	是	烟气入口处,吹灰器吹灰方向管子
疲劳开裂	热疲劳	是	—	—	与给水进口集箱连接的管接头处
疲劳开裂	腐蚀疲劳	是	是	—	U形弯头,管夹或管子焊接有附件,焊缝结合处

表 D.4 过热器和再热器管子主要失效模式及失效部位

失效模式	失效原因 或损伤机理	常见区域		典型部位
		辐射式流程	对流式流程	
超温断裂	过热 (短时超温)	是	是	悬吊式管屏下弯头处,可能被异物堵塞的部位,或由于上游爆管而出现流量减少部位
蠕变断裂	蠕变	是	是	管排出口和突出的管段,部分被异物堵塞的部位,内壁结垢部位,弯头,悬吊管最外几圈
焊缝开裂	异种金属焊缝开裂	是	是	壁温超过设计温度区域,热膨胀受阻管段
老化开裂	石墨化	是	是	低温段碳钢管子
内壁腐蚀开裂	氧化腐蚀和点蚀	是	是	悬吊式管屏下部水平管,水平管下垂部分
内壁(应力)腐蚀开裂	应力腐蚀开裂	是	是	弯头或焊接处,汽侧或火侧有沉积物的地方,焊接结合处
磨损开裂	飞灰磨损	—	是	管排突出管段,烟气旁路通道处,低温段,炉墙开裂有漏风处的附近管子
磨损开裂	吹灰磨损	—	是	沿吹灰器的吹灰方向管,设于烟气入口处的可伸缩式吹灰器,靠近炉墙第一根管子
冲蚀开裂	飞灰冲蚀	—	是	低温段,炉膛顶部区域,高流速烟气区域
冲蚀开裂	吹灰冲蚀	—	是	沿吹灰器的吹灰方向管,设于烟气入口处的可伸缩式吹灰器,靠近炉墙第一根管子,水平管和集箱间的直管段
疲劳开裂	机械疲劳	—	是	焊接有固定管夹的垂直屏,附近水平管处
低周疲劳开裂	热疲劳	是	是	吹灰介质中凝结下来的水溅到处,喷水减温器附近管
疲劳开裂	腐蚀疲劳	—	是	弯头,焊接处,集箱对接焊缝处,集箱两端膨胀最大处
高温煤灰腐蚀开裂	燃灰腐蚀	是	是	屏式过热器或再热器高温区下部外圈水平管子以及离开炉膛之前管内蒸汽温度最高的管子
高温油灰腐蚀开裂	燃灰腐蚀	是	是	屏式过热器或再热器高温区下部外圈水平管子以及离开炉膛之前管内蒸汽温度最高的管子

表 D.5 水冷壁管子主要失效模式及失效部位

失效模式	失效原因 或损伤机理	常见区域			典型部位
		燃烧器层 以下	燃烧 器层	高于燃烧 器层	
超温断裂	过热 (短时超温)	—	是	是	倾斜管;有流动紊乱,管子堵塞后泄漏的下游部位;直接 受火焰冲击部位;发生膜态沸腾区域
内壁腐蚀开裂	碱腐蚀	—	是	是	高热流区;倾斜管;焊缝弯头水流紊乱下游区
脆性断裂	氢脆	—	是	是	碳钢、钼含量小于 0.5% 的 Mo 钢;高热流区;倾斜管;焊 缝,燃烧器周围管段
热冲击开裂	热冲击(水冷 壁向火侧 火焰冲刷)	是	是	是	燃烧器周围管段;受火焰冲刷区域或受到强烈热冲击的 部位
磨损开裂	落渣磨损	是	—	—	冷灰斗管段
磨损开裂	吹灰磨损	—	—	是	吹灰器周围管段;受吹灰器直接冲刷的炉膛角部管道
冲蚀开裂	吹灰冲蚀	—	—	是	吹灰器周围管段;受吹灰器直接冲刷的炉膛角部管道
磨损开裂	煤粒磨损	—	是	—	燃烧器周围管段
疲劳开裂	机械疲劳	—	—	是	定位夹悬吊屏;承压管与非承压支撑件接合处
低周疲劳开裂	热疲劳	是	—	是	灰水溅泼到的管;吹灰器中凝结水溅到的管子
疲劳开裂	腐蚀疲劳	是	是	是	弯管段;焊缝处;两壁呈直角相接时拐角部位
老化开裂	石墨化	—	是	是	燃烧器层及以上区域管子;焊缝

表 D.6 高温集箱主要失效模式及失效部位

失效模式	失效原因 或损伤机理	常见区域			典型部位
		筒体	封头	接管座	
蠕变断裂	蠕变	是	是	是	筒体、接管座部位 超温、超期服役机组集箱
疲劳开裂	振动疲劳	是	是	是	吊耳、支座、管座角焊缝、应力集中部位
蠕变疲劳交互作用开裂	蠕变、热疲劳	是	是	是	接管座部位
腐蚀开裂	腐蚀减薄类	是	是	是	筒体内壁、接管
(应力)腐蚀开裂	应力腐蚀开裂	—	—	是	水冷壁集箱应力集中部位

表 D.7 减温器主要失效模式及失效部位

失效模式	失效原因 或损伤机理	常见区域				典型部位
		筒体、 封头	喷头	文丘里 混合管	衬套	
蠕变断裂	蠕变	是	是	是	—	筒体、接管座部位
疲劳开裂	振动疲劳	—	是	是	是	衬套焊缝、固定销等定位元件的焊缝、筒体内壁

表 D.7 (续)

失效模式	失效原因 或损伤机理	常见区域				典型部位
		筒体、 封头	喷头	文丘里 混合管	衬套	
蠕变疲劳交互作用开裂	蠕变、热疲劳	是	是	是	接管 座部位	接管座部位
腐蚀开裂	腐蚀减薄类	—	是	是	是	喷嘴和内衬套连接焊缝
冲蚀开裂	冲蚀	是	是	是	是	喷嘴、内衬套、混合管内壁

表 D.8 锅筒主要失效模式及失效部位

失效模式	失效原因 或损伤机理	常见区域			典型部位
		筒体、封头	下降管	内部构件	
低周疲劳开裂	热疲劳	是	是	是	筒体内壁、集中下降管座、人孔加强圈、内部构件、给水套管、加药管孔、安全阀管座
低周疲劳开裂	热疲劳	是	是	—	下降管孔、给水套管及管孔、加药管孔、安全阀管座
腐蚀开裂	腐蚀或减薄类	是	是	是	筒体内壁、下降管孔、给水套管及管孔、加药管孔、再循环管孔、安全阀管座
冲蚀开裂	冲蚀	是	是	是	下降管孔、给水套管及管孔、加药管孔、再循环管孔、安全阀管座
(应力) 腐蚀开裂	应力腐蚀开裂	是	是	是	下降管孔、给水套管及管孔、加药管孔、安全阀管座
脆性断裂	碱腐蚀 (苛性脆化)	是	是	—	材料存在原始缺陷的部位,加药管附近或可能发生介质浓缩的部位

表 D.9 汽水分离器主要失效模式及失效部位

失效模式	失效原因 或损伤机理	常见区域			典型部位
		筒体、封头	接管	内部装置	
疲劳开裂	热疲劳	是	是	是	筒体、封头焊缝、接管角焊缝
冲蚀开裂	冲蚀	是	是	—	接管内壁
脆性断裂	碱腐蚀(苛性脆化)	是	是	—	材料存在原始缺陷的部位

附录 E

(资料性附录)

电站锅炉承压部件失效概率的等级评定

E.1 失效概率等级的定性评价

失效概率等级的定性评价见表 E.1。

表 E.1 失效概率等级的定性评价

失效概率等级	1 级	2 级	3 级	4 级	5 级
失效可能性	极低	低	中	高	极高
发生频度	不大可能发生	很少发生	偶尔发生	有可能发生	经常发生
失效概率 P_i	$0 \leq P_i \leq 0.001$	$0.001 < P_i \leq 0.01$	$0.01 < P_i \leq 0.1$	$0.1 < P_i \leq 0.2$	$P_i \geq 0.2$

E.2 评级说明

E.2.1 电站锅炉的炉内与炉外承压部件与汽水管道的安全状况级别应根据其健康状况及部件检验结果进行评定,电站锅炉承压部件安全状况级别是其失效概率评级的依据。

E.2.2 电站锅炉的炉内和炉外承压部件的安全状况共分为五个级别:

- a) 1 级:表示炉内和炉外承压部件处于最佳安全状态;
- b) 2 级:表示炉内和炉外承压部件安全状况一般,尚在合格范围内;
- c) 3 级:表示炉内和炉外承压部件存在安全隐患,需要下次停炉中检修;
- d) 4 级:表示炉内和炉外承压部件处于限制条件下监督运行状态;
- e) 5 级:表示炉内和炉外承压部件停止使用或判废。

E.2.3 电站锅炉汽水管道安全状况共分为五个级别:

- a) 1 级:表示电站锅炉汽水管道处于最佳安全状态;
- b) 2 级:表示电站锅炉汽水管道安全状况一般,尚在合格范围内;
- c) 3 级:表示电站锅炉汽水管道存在轻微缺陷,需要在下次停炉中检查;
- d) 4 级:表示电站锅炉汽水管道存在较严重缺陷,使用单位采取有效措施,经检验单位检验认可,可在一个大修周期内安全使用;
- e) 5 级:表示电站锅炉汽水管道存在严重缺陷,难于修复,部分管段或整个电站锅炉汽水管道需要更换;或电站锅炉汽水管道使用超过设计寿命,且电站锅炉汽水管道材质有明显损伤,需要作电站锅炉汽水管道寿命评估,由评估结论确定能否继续使用的电站锅炉汽水管道。

E.2.4 安全状况级别对应的失效概率等级:

- a) 1 级安全状况对应 1 级失效概率等级;
- b) 2 级安全状况对应 2 级失效概率等级;
- c) 3 级安全状况对应 3 级失效概率等级;
- d) 4 级安全状况对应 4 级失效概率等级;
- e) 5 级安全状况对应 5 级失效概率等级。

E.3 电站锅炉承压部件安全状况级别评定项目

按照 DL 647—2004 的附录 B.2 和附录 B.4。

E.4 电站锅炉承压部件安全状况级别评定标准

按照 DL 647—2004 的附录 B.5 和附录 B.7。

附录 F
(资料性附录)

电站锅炉 A 级检修参考项目

表 F.1 电站锅炉 A 级检修参考项目

部件名称	标准项目	特殊项目
锅炉本体	<ol style="list-style-type: none"> 1. 检修看火门、人孔门、防爆门、膨胀节,消除漏风; 2. 检查、修补冷灰斗、水冷壁保温及炉顶密封; 3. 局部钢架防腐; 4. 疏通及修理横梁的冷却通风装置; 5. 检查钢梁、横梁的下沉、弯曲情况 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 校正钢架; 2. 拆修保温层超过 20%; 3. 炉项罩壳和钢架全面防腐; 4. 重做炉顶密封
水冷壁管和集箱	<ol style="list-style-type: none"> 1. 清理管子外壁焦渣和积灰,检查管子焊缝及鳍片; 2. 检查管子外壁的磨损、胀粗、变形、损伤、烟气冲刷和高温腐蚀,水冷壁测厚,更换少量管子; 3. 检查支吊架、拉钩膨胀间隙; 4. 调整集箱支吊架紧力; 5. 检查、修理和校正管子、管排及管卡等; 6. 打开集箱手孔或割下封头,检查清理腐蚀、结垢,清理内部沉积物; 7. 割管取样 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 更换集箱; 2. 更换水冷壁管超过 5%; 3. 水冷壁管酸洗
省煤器及集箱	<ol style="list-style-type: none"> 1. 清扫管子外壁积灰; 2. 检查管子磨损、变形、腐蚀等情况,更换不合格的管子及弯头; 3. 检修支吊架、管卡及防磨装置; 4. 检查、调整集箱支吊架; 5. 打开手孔,检查腐蚀结垢,清理内部; 6. 校正管排; 7. 测量管子蠕胀 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 处理大量有缺陷的蛇形管焊口或更换管子超过 5%以上; 2. 省煤器酸洗; 3. 整组更换省煤器; 4. 更换集箱; 5. 增、减省煤器受热面超过 10%
过热器、再热器及集箱	<ol style="list-style-type: none"> 1. 清扫管子外壁积灰; 2. 检查管子磨损、胀粗、弯曲、腐蚀、变形情况,测量壁厚及蠕胀; 3. 检查、修理管子支吊架、管卡、防磨装置等; 4. 检查、调整集箱支吊架; 5. 打开手孔或割下封头,检查腐蚀,清理结垢; 6. 测量在 450℃以上蒸汽集箱管段的蠕胀,检查集箱管座焊口; 7. 割管取样; 8. 更换少量管子; 9. 校正管排; 10. 检查出口导汽管弯头、集汽集箱焊缝 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 更换管子超过 5%,或处理大量焊口; 2. 挖补或更换集箱; 3. 更换管子支架及管卡超过 25%; 4. 增加受热面 10%以上; 5. 过热器、再热器酸洗
减温器	<ol style="list-style-type: none"> 1. 检查、修理混合式减温器集箱、进水管,必要时更换喷嘴; 2. 表面式减温器抽芯检查或更换减温器管子; 3. 检查、修理支吊架 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 更换减温器芯子; 2. 更换减温器集箱或内套筒

表 F.1 (续)

部件名称	标准项目	特殊项目
锅筒	<ol style="list-style-type: none"> 1. 检修人孔门,检查和清理锅筒内部的腐蚀和结垢; 2. 检查内部焊缝和汽水分离装置; 3. 测量锅筒倾斜和弯曲度; 4. 检查、清理水位表连通管、压力表管接头、加药管、排污管、事故放水管等内部装置; 5. 检查、清理支吊架、顶部波形板箱及多孔板等,位指示计; 6. 拆下汽水分离装置,清洗和部分修理 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 更换、改进或检修大量汽水分离装置; 2. 拆卸 50%以上保温层; 3. 锅筒补焊、挖补及开孔
空气预热器	<ol style="list-style-type: none"> 1. 清除空气预热器各处积灰和堵灰; 2. 检查、更换部分腐蚀和磨损的管子、传热元件,更换部分防腐套管; 3. 检查、修理和调整回转式预热器的各部分密封装置、传动机构、中心支承轴承、传热元件等,检查转子及扇形板,并测量转子晃度; 4. 检查、修理进出口挡板、膨胀节; 5. 检查、修理冷却水系统、润滑油系统; 6. 检查、修理吹灰装置及消防系统; 7. 检查、修理暖风器; 8. 漏风试验 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 检查和校正回转式预热器外壳铁板或转子; 2. 更换整组防腐套管; 3. 更换管式预热器 10%以上管子; 4. 更换回转式预热器传热元件超过 20%; 5. 翻身或更换回转式预热器转子围带; 6. 更换回转式预热器上下轴承
汽水管道系统	<ol style="list-style-type: none"> 1. 检查、调整管道膨胀指示器; 2. 检查高温高压主汽管、再热汽管、主给水管焊口,测量弯头壁厚; 3. 测量高温高压蒸汽管道的蠕胀; 4. 检查高压主蒸汽管法兰、螺丝、温度计插座的外观; 5. 检查、调整支吊架; 6. 检查流量测量装置; 7. 检查、处理高温高压法兰、螺栓; 8. 检查排污管、疏水管、减温水管等的三通、弯头壁厚及焊缝; 9. 检修安全阀、水位测量装置、水位报警器及其阀门; 10. 检修各常用汽水阀门; 11. 检修电动汽水门的传动装置; 12. 更换阀门填料并校验灵活; 13. 安全阀校验、整定试验; 14. 检修消声器及其管道 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 更换主蒸汽管、再热蒸汽管、主给水管段及其三通、弯头,大量更换其他管道; 2. 更换高压电动主汽门或高压电动给水门、安全阀; 3. 割换高温高压管道监视段
炉水循环泵	<ol style="list-style-type: none"> 1. 检查、修理炉水泵及电动机; 2. 检查、修理过滤器、滤网、高压阀门及管路; 3. 检查、清理冷却器及冷却水系统 	电动机绕组更新

表 F.1 (续)

部件名称	标准项目	特殊项目
其他	1. 锅炉整体水压试验,检查承压部件的严密性; 2. 本体漏风试验; 3. 检修本体吹灰器; 4. 检查、修理灰渣系统及装置; 5. 检查膨胀指示器; 6. 检查加药及取样装置; 7. 检查、修补烟道; 8. 检查风道系统; 9. 检查、修理高、低压疏水系统及装置,校验其安全门; 10. 检查、修理排污系统; 11. 按照金属、化学监督及锅炉压力容器监察的规定进行检查; 12. 锅炉效率试验	1. 锅炉超水压试验; 2. 烟囱检修; 3. 化学清洗

附录 G

(资料性附录)

电站锅炉承压部件主要检验和检查项目

表 G.1 电站锅炉承压部件主要检验和检查项目

部件名称	检验和检查项目
锅炉本体	<ol style="list-style-type: none"> 1. 从窥视孔、门孔等观察受压部件可见部位是否有变形、泄漏、结焦、积灰，耐火砌筑或卫燃带是否有破损、脱落； 2. 管接头可见部位、阀门、法兰及人孔、手孔、头孔、检验孔、汽水取样孔周围是否有腐蚀、渗漏； 3. 装有膨胀指示器的锅炉，膨胀指示器是否完好，其指示值是否在规定的范围之内； 4. 炉顶、炉墙、保温是否密封良好，有无漏烟现象，是否有开裂、凸鼓、脱落等缺陷； 5. 承重结构和支、吊架等是否有过热、变形、裂纹、腐蚀、卡死
水冷壁	<ol style="list-style-type: none"> 1. 应定点监测管壁厚度和胀粗情况； 2. 热负荷较高或水循环流速较低区域，水冷壁管是否有过热、变形、鼓包、磨损、高温腐蚀、胀粗、裂纹等缺陷，必要时应增加测厚、胀粗量、变形量、割管和金相检验； 3. 燃烧器周围、各门孔两侧、水冷壁底部、沸腾炉的埋管、液态除渣炉的出渣口及炉底耐火混凝土与水冷壁管交界处等处是否有碰伤、砸扁、磨损、开裂、腐蚀等缺陷，必要时应增加测厚和变形量测量； 4. 顶棚水冷壁管是否有过热、变形、胀粗等缺陷； 5. 折焰角处水冷壁管是否过热、变形、鼓包和疲劳裂纹等缺陷； 6. 防渣管是否有过热、胀粗、变形、鼓包和疲劳裂纹等缺陷，必要时应增加测厚或表面探伤检验； 7. 吹灰器附近的炉膛出口窗的水冷壁管是否有磨损减薄，必要时应附加测厚检验； 8. 膜式水冷壁是否有开裂和严重变形，固定件是否有损坏、脱落现象
水冷壁集箱	<ol style="list-style-type: none"> 1. 抽查集箱内外表面有无严重腐蚀必要时测厚； 2. 管座角焊缝有无超标缺陷、裂纹，必要时进行表面探伤； 3. 对于内部有挡板的集箱，应用内窥镜检验挡板是否完好、有无开裂，连通管是否被堵，水冷壁入口节流圈有无脱落、结垢、磨损； 4. 集箱支座接触是否良好，吊耳与集箱焊缝有无裂纹，必要时进行表面探伤； 5. 对于已运行 10 万 h 或调峰机组的锅炉，应对集箱封头焊缝、孔桥部位、管座角焊缝、环形集箱弯头对接焊缝进行表面探伤，探伤比例应不少于 25%，必要时进行超声波探伤
省煤器	<ol style="list-style-type: none"> 1. 定点检验每项组上部管排、弯头附近管子和烟气走廊管子的壁厚； 2. 整体管排有无变形、磨损；支吊架、管卡、阻流板、防磨瓦等有无烧坏、脱落、磨损； 3. 低温省煤器膜片焊缝两端有无裂纹； 4. 对于已运行 5 万 h 的锅炉，应检验入口端管子内部的氧腐蚀情况，必要时进行割管、抽样检验
省煤器集箱	<ol style="list-style-type: none"> 1. 抽查集箱内部是否有腐蚀和水渣、泥垢； 2. 检验省煤器入口集箱内部的氧腐蚀情况； 3. 集箱短管角焊缝是否有裂纹，必要时进行表面探伤； 4. 集箱支座接触是否良好，吊耳或吊挂管与集箱焊缝是否有裂纹，必要时进行表面探伤； 5. 对于已运行 10 万 h 的集箱，应对集箱封头焊缝进行表面探伤，探伤比例应不少于 25%

表 G.1 (续)

部件名称	检验和检查项目
过热器和再热器	<ol style="list-style-type: none"> 1. 对高温出口段管子的外径和金相进行定点监测,并计算蠕胀值; 2. 过热器、再热器管是否有磨损、腐蚀、氧化、变形、鼓包等缺陷; 3. 过热器、再热器管排间距是否均匀,有无变形、移位; 4. 过热器、再热器管空墙和烟气走廊部分以及包墙管过热器有无磨损; 5. 过热器、再热器管束的悬吊结构件、固定卡、管卡、阻流板、防磨板等是否有烧坏、脱落、变形、移位、磨损等情况; 6. 吹灰器附近的管子是否有严重磨损,必要时应进行测厚; 7. 抽查过热器、再热器管弯头是否有裂纹和蠕变; 8. 对运行时间已达 10 万 h 的,与不锈钢连接的异种钢接头进行无损探伤抽查,必要时可进行割管检验
过热器和再热器集箱	<ol style="list-style-type: none"> 1. 抽查表面有无严重氧化、腐蚀情况; 2. 环焊缝是否有裂纹等缺陷,必要时应进行无损探伤; 3. 吊耳、支座与集箱和管座角焊缝是否有裂纹,必要时应进行表面探伤; 4. 与集箱连接的大直径管等焊缝是否有裂纹等缺陷,必要时进行无损探伤; 5. 集箱筒体是否能自由膨胀; 6. 对运行时间已达 5 万 h 的,应对集箱外表面的主焊缝和角焊缝进行表面探伤检验,探伤比例应不少于 25%,必要时应进行超声波探伤或射线探伤; 7. 检验炉顶各集箱有无由于炉顶漏烟而产生集箱及板梁的永久变形; 8. 对出口集箱引入管孔桥部位宜进行超声波探伤检验,以确定是否有内部裂纹; 9. 对于使用时间超过 10 万 h 的,应进行硬度和金相检验,同时应检验集汽集箱有无胀粗、变形情况,特别是孔的部位
减温器	<ol style="list-style-type: none"> 1. 筒体表面有无严重氧化、腐蚀情况,必要时应进行测厚、硬度和金相检验; 2. 筒体环焊缝、封头焊缝是否有裂纹等缺陷,必要时应进行无损探伤; 3. 吊耳、支座与集箱和管座角焊缝是否有裂纹,必要时应进行表面探伤; 4. 对于混合式减温器应用内窥镜检验内衬套及喷嘴,是否有裂纹;喷口是否有磨损;内壁是否有腐蚀裂纹、裂纹等缺陷; 5. 对于面式减温器应进行抽芯抽查,内壁和管板是否有腐蚀、裂纹等缺陷;对于运行 5 万 h 的,应对不少于 50% 的芯管进行不低于 1.25 倍工作压力的水压试验; 6. 筒体是滞能自由膨胀。 7. 对运行时间已达 5 万 h 的,应对筒体外表面的主焊缝和角焊缝进行表面探伤检验,探伤比例应不少于 25%,必要时应进行超声波探伤或射线探伤
锅筒	<ol style="list-style-type: none"> 1. 检修人孔门,检验和清理锅筒内部的腐蚀和结垢; 2. 检验内部焊接和汽水分离装置; 3. 测量锅筒倾斜和弯曲度; 4. 检验、清理水位表连通管、压力管接头、加药管、排污管、事故放水管等内部装置; 5. 检验、清理支吊架、顶部波形板箱及多孔板等,校准水位指示计; 6. 拆下汽水分离装置,清洗和部分修理

表 G.1 (续)

部件名称	检验和检查项目
空气预热器	<ol style="list-style-type: none"> 1. 清除空气预热器各处积灰和堵灰； 2. 检验、更换部分腐蚀和磨损的管子、传热原件，更换部分防腐套管； 3. 检验、修理和调整回转式预热器的各部分密封装置、传动机构、中心支承轴、传热元件等，检验转子及扇形板，并测量转子晃度； 4. 检验、修理进出口板、膨胀节； 5. 检验、修理冷却水系统、润滑油系统； 6. 检验、修理吹灰装置及消防系统； 7. 检验、修理暖风器； 8. 漏风实验
锅炉范围内汽水管道	<ol style="list-style-type: none"> 1. 导汽管、主蒸汽管、再热蒸汽管、给水管、旁路管等是否有腐蚀、裂纹等缺陷，抽查弯头厚度；应用无损探伤检验是否有裂纹或其他缺陷；对于运行时间已达 10 万 h 的主蒸汽管和再热蒸汽管，还应对弯曲部位等进行硬度、蠕变裂纹和金相检验； 2. 其他承压管道是否有腐蚀、裂纹、变形等缺陷，必要时应进行测厚和无损探伤； 3. 管道支吊装置是否完好牢固
膨胀指示装置和主要承重部件	<ol style="list-style-type: none"> 1. 对于首次进行检验的锅炉，检验所有膨胀指示装置是否安装指示正确；检验大板梁挠度，应不大于 1/850，无明显变形； 2. 检验大板梁焊缝，是否有裂纹等缺陷； 3. 各承力柱及梁的表面是否有腐蚀油漆是否完好； 4. 吊杆是否有松动、过热氧化、腐蚀、裂纹等情况

附录 H
(资料性附录)
无损检验方法的有效性评估

表 H.1 常用无损检验方法

缩略语	检验方法	检验方法说明
VT	目测	目测是最直观、最有价值的检验方式,可以直接发现电站锅炉承压部件的一些外观缺陷
UT	超声波检测	主要分三种,超声波测厚、超声波探伤、超声波材料检验
RT	射线检测	利用射线(α 射线、 γ 射线、中子射线等)穿过材料或工件时的强度衰减,检验其内部结构的不连续性
MT	磁粉检测	利用漏磁和合适的检验介质发现试件表面不连续的无损检验方法。主要方法有,轴向通电法、横向通电法、穿棒法、支杆法、感应电流法和线圈法等
PT	渗透检测	利用液体的毛细管作用,将渗透液渗入固体材料表面开口的缺陷处,再通过显像剂将渗入的渗透液吸出到表面显示缺陷的存在
ET	涡流检测	利用铁磁线圈在工件中的感生的涡流,通过分析工件内部缺陷引起涡流电流强度和分布状况的变化情况,得到工件内部质量状况
AE	声发射检测	大多数承压部件材料变形和断裂时有声发射发生,用仪器探测、记录、分析声发射信号和利用声发射信号来推断声发射源,从而确定工件的缺陷

表 H.2 检验可接近表面缺陷所用的无损检验方法

材料	NDT 检验方法				
	VT	PT	MT	UT	ET
碳钢	可以	可以	可以	可以	受限制
合金钢	可以	可以	可以	可以	受限制

表 H.3 金属焊接内部缺陷的无损检验方法

焊接类型	焊接材料		
	工件材料厚度 t /mm		
	$t \leq 8$	$8 < t \leq 40$	$t > 40$
碳钢	RT 或 (UT)	UT 或 RT	UT 或 (RT)
碳钢 T 型焊接	(RT) 或 (UT)	UT 或 (RT)	UT 或 (RT)
合金钢	RT	(UT) 或 RT	UT 或 (RT)
合金钢 T 型焊接	(UT) 或 ((RT)	(UT) 或 (RT)	(UT) 或 (RT)

注: () 表示这种方法的使用受到限制。

表 H.4 主要无损检验方法的检验能力与尺度能力

类型		VT	PT	MT	ET	RT	UT
检测能力	表面裂纹	受限制	可以	可以	可以	受限制	可以
	内部裂纹	—	—	—	—	受限制	可以
	未焊透	—	—	—	—	可以	可以
	焊接熔渣	—	—	—	—	可以	可以
	气孔	—	—	—	—	可以	
	腐蚀/侵蚀	可以	—	—	—	可以	可以
尺度能力	缺陷位置	可以	可以	可以	可以	可以	可以
	缺陷长度	可以	可以	可以	可以	可以	可以
	缺陷高度	—	—	—	—	—	可以
	工件厚度	—	—	—	受限制	—	可以
	覆盖层厚度	—	—	—	可以	—	可以

表 H.5 无损检验和破坏类型

损失类型	检验方法	检验能力
内腐蚀与侵蚀	目视 内部	检验能力好,但检验尺度受限
	手动 UT/纵波直探头外部	检验能力强,可以确定缺陷特性
	自动 UT/纵波直探头外部	检验能力强,可以确定缺陷特性,数据较准确
	间歇式 UT 监控外部	具有很好的检验和确定缺陷特性的能力
	剖面 RT(适用管道)外部	具有很好的检验和确定缺陷特性的能力,但检验速度慢
焊接根部的 腐蚀/侵蚀	UT 外部相控阵超声波	具有很好的检验和确定缺陷特性的能力
	UT 外部纵波直探头	具有很好的检验和确定缺陷特性的能力,但需要进行外部清理
	UT 外部横波探头	可以检验出缺陷以及缺陷的特性,不是很可靠
金属蠕变	表面检测	可以使用 MT、PT 进行检验,但易受到应力水平和热处理等因素的影响。表面样品可用来检验工件的微结构
	UT 检验	在蠕变初期的应用还没有得到证实,标准的超声波检验适用于蠕变晚期
疲劳裂纹	表面检测	MT/PT/ET 都有很好的检验能力,要求停工
	UT 纵波直探头	检验能力好,可以确定缺陷特性,能在线检验
	交流电磁场检验	有很好的检验能力,能确定缺陷特性,不需要表面清理
应力腐蚀开裂	表面检测	MT/PT/ET 都有很好的检验能力,要求停工
	UT 外部	检验能力好,能在线检验,确定缺陷特性需要专家意见
	声发射外部	用来检验其他检验方法难以检验的体积较大的系统,外部的噪声可能引起错误的检验

表 H.6 炉内承压部件失效的常用无损检验方法

序号	失效原因或失效机理	VT	UT	RT	MT	PT	其他检验方法
1	短期超温	—	—	—	—	—	√
2	高温蠕变	—	√	—	—	—	√
3	异种钢焊接	—	√	√	—	—	—
4	拉裂	√	—	—	√	√	—
5	碱性腐蚀	—	√	√	—	—	√
6	氢损伤	—	√	√	—	—	√
7	点蚀	—	√	—	—	—	—
8	应力腐蚀开裂	—	—	—	√	√	—
9	低温腐蚀	√	√	—	—	—	√
10	水冷壁烟侧腐蚀	—	√	—	—	—	√
11	高温煤灰腐蚀	—	√	—	—	—	√
12	高温油灰腐蚀	—	√	—	—	—	√
13	长期停炉管外腐蚀	√	√	—	—	—	√
14	飞灰磨损	√	√	—	—	—	√
15	落渣磨损	√	√	—	—	—	—
16	吹灰器冲蚀	√	√	—	—	—	—
17	煤粒磨损	√	√	—	—	—	—
18	机械磨损	√	√	—	—	—	—
19	振动疲劳	—	—	—	√	√	—
20	热疲劳	—	—	—	√	√	—
21	腐蚀疲劳	—	√	√	√	√	—
22	维护清洁损伤	√	√	—	—	—	—
23	化学偏差损伤	—	—	—	—	—	—
24	材料缺陷	√	√	—	√	—	—
25	用错钢材	√	—	—	—	—	—
26	焊接缺陷	—	—	√	√	√	—
27	相邻管子冲刷	√	√	—	—	—	—
28	相邻管子碰撞	√	—	—	—	—	—

附录 I
(资料性附录)
基于风险的检验策略

I.1 制定基于风险的检验策略的一般流程

I.1.1 采用本附录制定的基于风险的检验策略并实施检验的电站锅炉承压部件必须事先经过风险分析计算,得出明确的风险分析计算结果。

I.1.2 确定电站业主的风险可接受水平,风险可接受水平可以按电站单位时间内锅炉停炉时间或经济损失两种方式表述,由电站业主根据自身实际情况确定,但应满足法律、法规的有关规定。

I.1.3 按照本附录制定检验策略并实施检验。

I.2 基于风险的检验策略的基本内容

基于风险的检验策略一般包括以下内容:

- a) 电站锅炉承压部件实施检验之前的风险水平;
- b) 电站锅炉承压部件按基于风险的检验策略实施检验之后的风险水平;
- c) 电站锅炉承压部件潜在的失效模式;
- d) 设定的风险可接受水平;
- e) 检验时间;
- f) 检验范围;
- g) 检验类型;
- h) 检验部位、方法和比例。

I.3 检验策略的调整

应根据电站锅炉承压部件停炉检修时内部暴露在空气和潮湿环境中可能造成的加剧腐蚀或损伤来调整检验策略。

如果煤质、检修更换承压部件后的材质发生改变,导致损伤机理、劣化速率等发生变化,则应当动态调整检验策略,如改变检验时间、检验范围、检验类型、调整检验方法和比例、调整状态监测措施等。

I.4 检验时间

检验时间的确定以电站锅炉承压部件处于风险可接受水平为前提。选择检验时间时,宜考虑包括电站锅炉未来一个或几个检修周期,并根据以下情况调整:

- a) 在计划检验时间之前的某一时间点,电站锅炉承压部件风险达到风险可接受水平。在这种情况下,推荐的检验时间是风险达到风险可接受水平的日期,检验次数和检验有效性应保证计划检验时间的风险不超过风险可接受水平;
- b) 执行风险评估时的风险已超过风险可接受水平。在这种情况下,应立即实施检验,检验次数和检验有效性应保证计划检验时间的风险不超过风险可接受水平;
- c) 计划检验时间的风险仍不超过风险可接受水平。在这种情况下,可以调整原定检验时间至风

险达到风险可接受水平的日期。

I.5 检验范围

I.5.1 总体要求

当按电站锅炉承压部件风险可接受水平确定检验时间后,根据本附录的要求确定基于风险的检验范围。在风险矩阵图上,将锅炉承压部件的风险评价划分三个不同的风险区(A区、B区和C区),如表 I.1、表 I.2 和表 I.3 所示,并根据不同的风险区对应的电站锅炉不同的承压部件抽检比例来确定待检验电站锅炉承压部件的清单,即检验范围。确定检验范围时,应根据首次检验和非首次检验以及炉内承压部件、炉外承压部件和汽水管道不同情况确定抽检比例。必要时,电站业主可结合实际使用情况,调整检验范围。

I.5.2 首次检验

检验内容如下:

- a) 电站锅炉的炉内承压部件、炉外承压部件以及泵和汽水管道上阀门的壳体应按可检验部位 100% 比例实施检验;
- b) 电站锅炉的汽水管道按表 I.1 确定抽检比例。

表 I.1 电站锅炉汽水管道首次检验时的抽检比例

汽水管道所处风险区	可检验部位的抽检比例
A 区	≥80%
B 区	≥30%
C 区	用户自行确定

I.5.3 非首次检验

检验内容如下:

- a) 电站锅炉的炉内承压部件、炉外承压部件以及泵和汽水管道上阀门的壳体的检验范围的确定,按上次风险检验结果确定到达检验时间的炉内、炉外承压部件以及泵和汽水管道上阀门的壳体按可检验部位的 100% 比例实施检验,按上次风险检验结果确定的检验周期跨越下次可确定的停炉检修期的电站锅炉炉内、炉外承压部件以及泵和汽水管道上阀门的壳体可不纳入本次检验范围,其他炉内和炉外承压部件按表 I.2 确定检验范围;

表 I.2 炉内和炉外承压部件非首次检验时的抽检比例

承压部件所处风险区	可检验部位的抽检比例
A 区	100%
B 区	≥50%
C 区	用户自行确定

- b) 电站锅炉的汽水管道检验范围的确定,按上次风险检验结果确定到达检验时间的汽水管道按可检验部位的100%比例实施检验;按上次风险检验结果确定的汽水管道检验周期跨越下次可确定的停工检修期的汽水管道可不纳入本次检验范围;其他汽水管道按表 I.3 确定检验范围。

表 I.3 汽水管道非首次检验时的抽检比例

汽水管道所处风险区	可检验部位的抽检比例
A 区	≥50%
B 区	≥20%
C 区	用户自行确定

I.6 检验类型

I.6.1 炉内承压部件、炉外承压部件以及泵和汽水管道上阀门的壳体检验类型包括:

- a) 停炉内部检验;
- b) 停炉外部检验;
- c) 在线检验。

I.6.2 炉内承压部件、炉外承压部件以及泵和汽水管道上阀门的壳体检验类型选择原则如下:

- a) 首次检验:具备条件时均进行停炉内部检验,否则进行停炉外部检验;
- b) 非首次检验:具备条件时优选停炉内部检验,否则进行停炉外部检验或在线检验。

I.6.3 汽水管道检验类型包括:

- a) 停炉外部检验;
- b) 在线检验。

I.7 检验部位、方法和比例

I.7.1 基于风险的检验策略的制定应以电站锅炉承压部件的完整性为目标,综合考虑母材、焊缝区、接管、密封部件的失效,并重点关注潜在损伤机理、腐蚀或磨损速率以及失效导致的缺陷类型和分布。

I.7.2 根据电站锅炉承压部件潜在损伤机理及其发生位置确定检验部位。

I.7.3 根据电站锅炉承压部件潜在的损伤机理及其后果等级确定检验方法和比例,不同的检验方法和比例对应不同的检验有效性。对于风险处于 A 区的电站锅炉承压部件,应采用高度有效或通常有效的检验方法;对于风险处于 B 区、C 区的电站锅炉承压部件,应采用通常有效或一般有效的检验方法。当实施在线检验时,还要考虑检验方法从电站锅炉承压部件外部检验内部缺陷的能力和在工作温度对检验有效性的影响。

I.7.4 首次检验时,不仅要在使用环境下可能发生的损伤实施检验,还应补充对制造、安装质量的检验抽查。

I.7.5 若在某一台电站锅炉某一受热面管子中发现使用性缺陷,则应排查同一区域中的其他受热面管子。

I.7.6 检验计划必须明确电站锅炉承压部件检验的具体部位,即确定有风险的电站锅炉承压部件部位。部位是进行风险评估需要诊断的位置,诊断位置确定后应收集评估所必需的资料,如结构材料、尺寸、设计、制造条件、检验记录、无损寿命评估、剩余寿命诊断以及检修记录等。具体检验内容应根据电站锅炉

的实际使用情况由检验人员自己制定,以电站锅炉的再热器为例,可参考表 I.4。

表 I.4 电站锅炉再热器检验分类情况表

系统	设备	部位
再热器	再热器入口集箱	集装箱焊缝 x 处
	再热器入口短管	管子 x 处
	再热器水平下段	管子,吊耳 x 处
	再热器水平中段	管子,吊耳 x 处
	再热器水平上段	管子,吊耳 x 处
	直管上半部	管子 x 处
	非加热管	管子 x 处
	再热器出口集箱	筒体焊缝
诊断对象	8 部件	N 处

I.8 检验结果评价

I.8.1 前次的检验结果对检验计划的制定有着直接的影响,对上次检验发现存在缺陷的电站锅炉承压部件的检验结果的评价尤为重要。前次检验的结果评价通常包括两个方面:

- a) 检验结果有效性的评价;
- b) 存在缺陷承压部件使用安全性评价。

I.8.2 检验结果的评价可归结于检验方法在发现、定位以及检验缺陷参数(缺陷的长、宽、深)的能力。检验的有效性则是建立在大量检验技术应用基础上统计数字。

I.8.3 风险管理通过制定针对不同失效机理的检验计划,同时对高失效后果的承压部件实施比低失效后果的承压部件更全面的检验,明确不同风险等级电站锅炉承压部件的检验范围。

I.8.4 检验结果(如损伤机理、损伤率、电站锅炉承压部件对破坏类型的耐受性等),可以作为评定剩余寿命和将来检验计划的依据,以及对失效概率的已用计算模型进行对比和验证。

I.9 检验周期

I.9.1 电站锅炉在确定检验周期时,基于风险的检验推荐应当考虑以下问题:

- a) 电站锅炉的运行历史记录;
- b) 电站锅炉的可靠性基础数据;
- c) 电站锅炉当前的运行情况;
- d) 电站锅炉所用的在线监测系统;
- e) 法律、法规规定的一些电站锅炉的最大检验周期;
- f) 承压部件磨蚀或磨损等损伤的速率;
- g) 电站锅炉的运行规程、检修规程与检验标准;
- h) 电站锅炉承压部件在计划周期内失效的概率;
- i) 以上因素的不确定性。

I.9.2 根据电站锅炉承压部件的剩余寿命确定其检验周期,检验周期可以是电站锅炉承压部件剩余寿

命的一个确定的百分比,这个百分比的确定考虑了数据可靠性和条件的不确定性。一般情况下,承压部件的检验周期不能超过按照实测腐蚀速率计算得出的电站锅炉承压部件剩余寿命的50%。

I.9.3 电站锅炉承压部件剩余寿命的计算,需要考虑所有已知的和潜在的退化。为保证不确定性应当留有足够的余量,所采取的计算应当采取保守的假设。检验数据和材料的断裂力学性能试验数据是剩余寿命计算的关键问题。

I.9.4 有些失效机理没有一个稳定的速率,这种情况下电站锅炉承压部件剩余寿命的计算就不再是一个合适的检验方案,在接近电站锅炉承压部件的剩余寿命时,需要进行更加频繁的检验。

I.9.5 电站锅炉承压部件的检验周期在总体上应当协调一致,尽量将类似的检验集中到一次检验。

I.10 检验资料

I.10.1 检验人员应对电站锅炉的技术资料进行查阅。对于首次检验的电站锅炉,应对技术资料做全面审查;对于非首次检验的电站锅炉,重点审核新增加和有变更的部分。

I.10.2 锅炉设计、制造质量资料主要包括:

- a) 电站锅炉竣工图,包括总图、承压部件图、热膨胀图和基础荷重图等;
- b) 电站锅炉承压部件强度计算书或汇总表;
- c) 电站锅炉设计说明书和使用说明书;
- d) 电站锅炉热力计算书或汇总表;
- e) 电站锅炉过热器和再热器壁温计算书;
- f) 电站锅炉安全阀排量计算书;
- g) 电站锅炉锅炉质量证明书。

I.10.3 电站锅炉的安装、调试资料。

I.10.4 电站锅炉的检修、改造及变更的图纸和资料主要包括:

- a) 检修、改造或变更方案及审批文件;
- b) 设计图样、计算资料;
- c) 质量检验和验收报告。

I.10.5 电站锅炉的记录及档案资料主要包括:

- a) 电站锅炉运行规程和检修规程;
- b) 电站锅炉历次定期检验计划及报告;
- c) 电站锅炉运行记录,事故、故障记录,超温超压记录;
- d) 电站锅炉承压部件损坏记录和缺陷处理记录;
- e) 电站锅炉检修记录,质量验收卡,大修技术总结;
- f) 电站锅炉金属监督、化学监督技术资料档案;
- g) 电站锅炉安全阀校验及仪表、保护装置的整定、校验记录。

I.10.6 检验人员认为需要查阅的其他资料。

I.11 检验优化

I.11.1 减少低风险区域内的检验活动,将检验资源集中于高风险区域。

I.11.2 如能实现足够的风险管理,采用外部检验,总体而言可减少停炉时间,延长正常运行周期,节约检验费用。

I.11.3 确定检验方案后,基于风险的检验通过对检验方案的优化,形成最终可行的检验方案,本标准给出了具体的优化检验程序的步骤。

I.11.3.1 风险评估,对所研究的电站锅炉承压部件进行风险评估。

I.11.3.2 降低风险,从高风险电站锅炉承压部件中选择那些高失效概率的项目,对可检验计划进行评估,以降低风险。

I.11.3.3 检验优化,从低风险电站锅炉承压部件中选择那些低失效概率的项目,评估可选检验计划以找到保持低风险所要求的最佳检验计划。

附录 J

(资料性附录)

锅炉承压部件更换一般规定

锅炉内部检验中对承压部件更换原则为经检验承压部件有下列情况之一时应予更换：

- a) 碳钢和低合金钢管的壁厚减薄大于 30% 或按式(J.1)计算, 剩余寿命(R_i)小于一个大修期时间间隔者。

$$R_i = \frac{\delta(2R_u - p) - p(D - 2\delta_0)}{C(2R_u - p)} \quad \dots\dots\dots (J.1)$$

式中：

$$C = \frac{\delta_1 - \delta}{\tau} \quad \dots\dots\dots (J.2)$$

式中：

- R_i ——管子剩余寿命, 单位为小时(h);
- δ ——最近一次测量的壁厚, 单位为毫米(mm);
- R_u ——钢材使用温度下的最低蠕变断裂强度(持久强度), 单位为兆帕(MPa);
- p ——管内压力, 单位为兆帕(MPa);
- D ——管子原始直径, 单位为毫米(mm);
- δ_0 ——管子原始壁厚, 单位为毫米(mm);
- C ——管壁减薄速度, 单位为毫米每小时(mm/h);
- δ_1 ——上一次测量的壁厚, 单位为毫米(mm);
- τ ——测得 δ 和 δ_1 值之间累计运行时间, 单位为小时(h)。
- b) 碳钢管胀粗量超过公称直径的 3.5%; 合金钢管胀粗量超过公称直径的 2.5% 时; 集箱、管道胀粗量超过公称直径的 1% 时;
- c) 集箱、管子腐蚀点深度大于壁厚的 30% 时;
- d) 碳钢和钼钢的石墨化程度参照 DL/T 786 达四级以上时;
- e) 高温过热器管或高温再热器管表面氧化皮厚度超过 0.6 mm, 且晶界氧化裂纹深度超过 3~5 晶粒时;
- f) 已产生蠕变裂纹或疲劳裂纹, 表面有目视可见裂纹;
- g) 常温机械性能低, 运行一个小修间隔后的残余计算壁厚已不能满足强度计算要求。