

ICS 27.100
F 20
备案号: 26317-2009

DL

中华人民共和国电力行业标准

DL / T 438 — 2009
代替 DL 438 — 2000

火力发电厂金属技术 监督 规 程

**The technical supervision codes for metal
in fossil-fuel power plant**



2009-07-22 发布

2009-12-01 实施

中华人民共和国国家能源局 发 布

目 次

前言	II
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 总则	2
4 名词术语	3
5 金属材料的监督	4
6 焊接质量的监督	4
7 主蒸汽管道和再热蒸汽管道及导汽管的金属监督	5
8 高温联箱的金属监督	11
9 受热面管子的金属监督	14
10 汽包的金属监督	16
11 给水管道和低温联箱的金属监督	17
12 汽轮机部件的金属监督	18
13 发电机部件的金属监督	19
14 紧固件的金属监督	20
15 大型铸件的金属监督	21
16 金属技术监督管理	21
附录 A (规范性附录) 金属技术监督工程师职责	23
附录 B (资料性附录) 电站常用金属材料 and 重要部件国内外技术标准	24
附录 C (规范性附录) 电站常用金属材料硬度值	28
附录 D (规范性附录) 低合金耐热钢蠕变损伤评级	31

前 言

本标准是根据《国家发展改革委办公厅关于印发 2005 年行业标准项目计划的通知》（发改办工业[2005] 739 号）的要求修订的。

本标准与 DL 438—2000《火力发电厂金属技术监督规程》相比，主要作了以下修订：

——本标准修订后由强制性标准改为推荐性标准。

——在章节的内容、编排顺序上作了大的调整。

——将原规程中“10 联箱和给水管道的技术监督”改为“高温联箱的金属监督”和“给水管道的低温联箱的金属监督”。

——将原规程中“11 汽轮发电机转子的技术监督”改为“汽轮机部件的金属监督”和“发电机部件的金属监督”。

——将原规程的 6 个附录缩减为 4 个附录，取消了原规程的附录 D、附录 E 和附录 F。

——增加了附录 C“电站常用金属材料硬度值”。

——对每一类部件的金属监督按“制造、安装检验”和“机组运行期间的检验监督”编排。

——对新装机组蒸汽管道，不强制要求安装蠕变变形测点；但对已安装了蠕变变形测点的低合金耐热钢制管道，则继续进行检测。

——对原规程中的“12 高温螺栓的技术监督”内容作了大的改动，新规程中基本无具体内容，只强调高温螺栓用钢、选材原则、安装前和运行期间的检验、更换及报废按 GB/T 20410—2006 和 DL/T 439—2006 执行。

——新修订规程增加了对 9%~12%Cr（包括 P91、P92、P122、X20CrMoV121、X20CrMoWV121、CSN417134 等）钢制管道的监督检验。

本标准附录 A、附录 C、附录 D 为规范性附录；附录 B 为资料性附录。

本标准由中国电力企业联合会提出。

本标准由电力行业电站金属标准化技术委员会归口并解释。

本标准起草单位：西安热工研究院有限公司、苏州热工研究院有限公司、神华国华（北京）电力研究院、陕西电力科学研究院、华北电力科学研究院、广东电网公司电力科学研究院。

本标准主要起草人：李益民、范长信、杨百勋、赵彦芬、梁军、严苏星、蔡文河、林介东、史志刚、刘树涛。

本标准自实施之日起代替 DL 438—2000《火力发电厂金属技术监督规程》。

本标准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中心（北京市宣武区白广路二条一号，100761）。

火力发电厂金属技术监督规程

1 范围

本标准规定了火力发电厂金属监督的部件范围，检验监督的项目、内容及相应的判据。

本标准适用于以下金属部件的监督：

- a) 工作温度大于等于 400℃ 的高温承压部件（含主蒸汽管道、高温再热蒸汽管道、过热器管、再热器管、联箱、阀壳和三通），以及与管道、联箱相联的小管。
- b) 工作温度大于等于 400℃ 的导汽管、联络管。
- c) 工作压力大于等于 3.82MPa 汽包和直流锅炉的汽水分离器、储水罐。
- d) 工作压力大于等于 5.88MPa 的承压汽水管道和部件（含水冷壁管、蒸发段、省煤器管、联箱和主给水管道）。
- e) 汽轮机大轴、叶轮、叶片、拉金、轴瓦和发电机大轴、护环、风扇叶。
- f) 工作温度大于等于 400℃ 的螺栓。
- g) 工作温度大于等于 400℃ 的汽缸、汽室、主汽门、调速汽门、喷嘴、隔板和隔板套。
- h) 300MW 及以上机组带纵焊缝的低温再热蒸汽管道。

2 规范性引用文件

下列文件中的条款通过本标准的引用而成为本标准的条款。凡是注日期的引用文件，其随后所有的修改单（不包括勘误的内容）或修订版均不适用于本标准，然而，鼓励根据本标准达成协议的各方研究是否可使用这些文件的最新版本。凡是不注日期的引用文件，其最新版本适用于本标准。

- GB 713—2008 锅炉和压力容器用钢板
- GB 5310—2008 高压锅炉用无缝钢管
- GB/T 9222—2008 水管锅炉受压元件强度计算
- GB/T 19624—2004 在用含缺陷压力容器安全评定
- GB/T 20410—2006 涡轮机高温螺栓用钢
- DL/T 439—2006 火力发电厂高温紧固件技术导则
- DL/T 440—2004 在役电站锅炉汽包的检验及评定规程
- DL/T 441—2004 火力发电厂高温高压蒸汽管道蠕变监督规程
- DL 473—1992 大直径三通锻件技术条件
- DL/T 505 汽轮机主轴焊缝超声波探伤规程
- DL/T 515—2004 电站弯管
- DL/T 531—1994 电站高温高压截止阀闸阀技术条件
- DL 612—1996 电力工业锅炉压力容器监察规程
- DL/T 616—2006 火力发电厂汽水管道与支吊架维修调整导则
- DL 647—2004 电站锅炉压力容器检验规程
- DL/T 654 火电机组寿命评估技术导则
- DL/T 674—1999 火电厂用 20 号钢珠光体球化评级标准
- DL/T 695—1999 电站钢制对焊管件
- DL/T 714 汽轮机叶片超声波检验技术导则

DL/T 715 火力发电厂金属材料选用导则
DL/T 717 汽轮发电机组转子中心孔检验技术导则
DL/T 734 火力发电厂锅炉汽包焊接修复技术导则
DL/T 752—2001 火力发电厂异种钢焊接技术规程
DL/T 753 汽轮机铸钢件补焊技术导则
DL/T 773—2001 火电厂用 12Cr1MoV 钢球化评级标准
DL/T 786—2001 碳钢石墨化检验及评级标准
DL/T 787—2001 火力发电厂用 15CrMo 钢珠光体球化评级标准
DL/T 819 火力发电厂焊接热处理技术规程
DL/T 820 管道焊接接头超声波检验技术规程
DL/T 821 钢制承压管道对接焊接接头射线检验技术规程
DL/T 850—2004 电站配管
DL/T 868—2004 焊接工艺评定规程
DL/T 869 火力发电厂焊接技术规程
DL/T 884—2004 火电厂金相组织检验与评定技术导则
DL/T 922—2005 火力发电用钢制通用阀门订货、验收导则
DL/T 925 汽轮机叶片涡流检验技术导则
DL/T 930 整锻式汽轮机实心转子体超声波检验技术导则
DL/T 939—2005 火力发电厂锅炉受热面管监督检验技术导则
DL/T 940 火力发电厂蒸汽管道寿命评估技术导则
DL/T 991 电力设备金属光谱分析技术导则
DL/T 999—2006 电站用 2.25Cr-1Mo 钢球化评级标准
JB/T 1611—1993 锅炉管子制造技术条件
JB/T 3375 锅炉用材料入厂验收规则
JB/T 3595—2002 电站阀门一般要求
JB/T 4730—2005 承压设备无损检测
ASTM A335/A335M 高温用无缝铁素体合金钢管

3 总则

3.1 金属技术监督的目的

通过对受监部件的检验和诊断,及时了解并掌握设备金属部件的质量状况,防止机组设计、制造、安装中出现的与金属材料相关的问题以及运行中材料老化、性能下降等因素而引起的各类事故,从而减少机组非计划停运次数和时间,提高设备安全运行的可靠性,延长设备的使用寿命。

3.2 金属技术监督的任务

- a) 做好受监范围内各种金属部件在制造、安装、检修及老机组更新改造中材料质量、焊接质量、部件质量监督以及金属试验工作。
- b) 对受监金属部件的失效进行调查和原因分析,提出处理对策。
- c) 按照相应的技术标准,采用无损探伤技术对设备的缺陷及缺陷的发展进行检测和评判,提出相应的技术措施。
- d) 按照相应的技术标准,检查和掌握受监部件服役过程中表面状态、几何尺寸的变化、金属组织老化、力学性能劣化,并对材料的损伤状态作出评估,提出相应的技术措施。
- e) 对重要的受监金属部件和超期服役机组进行寿命评估,对含缺陷的部件进行安全性评估,为机组的寿命管理和预知性检修提供技术依据。

- f) 参与焊工培训考核。
- g) 建立、健全金属技术监督档案，并进行电子文档管理。

3.3 金属技术监督的实施

- a) 金属技术监督是火力发电厂技术监督的重要组成部分，是保证火电机组安全运行的重要措施，应实现在机组设计、制造、安装（包括工厂化配管）、工程监理、调试、试运行、运行、停用、检修、技术改造各个环节的全过程技术监督和技术管理工作中。
- b) 金属技术监督应贯彻“安全第一、预防为主”的方针，实行金属专业监督与其他专业监督相结合，有关电力设计、安装、工程监理、调试、运行、检修、修造、物资供应和试验研究等部门应执行本标准。
- c) 火力发电厂和电力建设公司应设相应的金属技术监督网并设置金属技术监督专责工程师，监督网成员应有金属监督的技术主管，金属检验、焊接、锅炉、汽轮机、电气专业技术人员和金属材料供应部门的主管人员；金属技术监督专责工程师应有从事金属监督的经验。
- d) 火力发电厂的金属技术监督专责工程师在技术主管领导下进行工作，金属技术监督专责工程师的职责参见附录 A。
- e) 各电力公司可根据本标准制定相应的本企业金属技术监督规程、制度或实施细则，地方电厂（热电厂）和各行业系统的自备电厂可参照本标准开展金属技术监督工作。

4 名词术语

4.1

管件 pipe fittings

构成管道系统的零部件的通称，包括弯管、弯头、三通、异径管、接管座、堵头、封头等。

4.2

弯管 bent pipes/tubes

指轴线发生弯曲的管子。用钢管经热弯（通常用中频加热弯制）或冷弯制作的带有直段的称为弯管。

4.3

弯头 elbows

弯曲半径小于或等于 2 倍名义直径且直段小于直径的轴线发生弯曲的管子称为弯头。通常通过锻造、热挤压、热推制或铸造制作。

4.4

高温联箱 high temperature headers

指工作温度大于等于 400℃ 的联箱。

4.5

低温联箱 low temperature headers

指工作温度小于 400℃ 的联箱。

4.6

椭圆度 ellipticity

弯管或弯头弯曲部分同一圆截面上最大外径与最小外径之差与名义外径之比。

4.7

监督段 supervision section of pipe

蒸汽管道上主要用于金相组织和硬度跟踪检验的区段。

4.8

A 级检修 A Class Maintenance

A 级检修是指对机组进行全面的解体检查和修理,以保持、恢复或提高设备性能。国产机组 A 级检修间隔 4 年~6 年,进口机组 A 级检修间隔 6 年~8 年。A 级检修与机组的传统大修相当。

4.9

B 级检修 B Class Maintenance

B 级检修是指针对机组某些设备存在的问题,对机组部分设备进行解体检查和修理。B 级检修可根据机组设备状态评估结果,有针对性地实施部分 A 级检修项目或定期滚动检修项目。

5 金属材料的监督

5.1 受监范围的金属材料及其部件应严格按相应的国内外国家标准、行业标准的规定对其质量进行检验。有关电站金属材料及部件的技术标准参见附录 B。

5.2 材料的质量验收应遵照如下规定:

- a) 受监的金属材料,应符合相关国家标准和行业标准;进口的金属材料,应符合合同规定的相关国家的技术法规、标准。
- b) 受监的钢材、钢管、备品和配件应按质量保证书进行质量验收。质量保证书中一般应包括材料牌号、炉批号、化学成分、热加工工艺、力学性能及必要的金相、无损探伤结果等。数据不全的应进行补检,补检的方法、范围、数量应符合相关国家标准或行业标准。
- c) 重要的金属部件,如汽包、汽水分离器、联箱、汽轮机大轴、叶轮、发电机大轴、护环等,应有部件质量保证书,质量保证书中的技术指标应符合相关国家标准或行业标准。
- d) 锅炉部件金属材料的入厂检验按照 JB/T 3375 执行。
- e) 受监金属材料的个别技术指标不满足相应标准的规定或对材料质量发生疑问时,应按相关标准扩大抽样检验比例。
- f) 无论复型式试样的金相组织检验,金相照片均应注明分辨率(标尺)。

5.3 凡是受监范围的合金钢材及部件,在制造、安装或检修中更换时,应验证其材料牌号,防止错用。安装前应进行光谱检验,确认材料无误,方可投入运行。

5.4 具有质保书或经过检验合格的受监范围内的钢材、钢管和备品、配件,无论是短期或长期存放,都应挂牌,标明材料牌号和规格,按材料牌号和规格分类存放,并做好防腐蚀措施。

5.5 对进口钢材、钢管和备品、配件等,进口单位应在索赔期内,按合同规定进行质量验收。除应符合相关国家的标准和合同规定的技术条件外,应有商检合格证明书。

5.6 材料代用原则按 DL/T 715 中的有关条款执行:

- a) 采用代用材料时,应持慎重态度,要有充分的技术依据,原则上应选择成分、性能略优者;代用材料壁厚偏薄时,应进行强度校核,应保证在使用条件下各项性能指标均不低于设计要求。
- b) 修造、安装(含工厂化配管)中使用代用材料时,应取得设计单位和金属技术监督专责工程师的认可,并经技术主管批准;检修中使用代用材料时,应征得金属技术监督专责工程师的同意,并经技术主管批准。
- c) 采用代用材料后,应做好记录,同时应修改相应图纸并在图纸上注明。

5.7 物资供应部门、各级仓库、车间和工地储存受监范围内的钢材、钢管、焊接材料和备品、配件等,应建立严格的质量验收和领用制度,严防错收错发。

5.8 原材料的存放应根据存放地区的气候条件、周围环境和存放时间的长短,建立严格的保管制度,防止变形、腐蚀和损伤;奥氏体不锈钢应单独存放,严禁与碳钢混放或接触。

6 焊接质量的监督

6.1 凡金属监督范围内的锅炉、汽轮机承压管道和部件的焊接,应由具有相应资质的焊工担任。对有特殊要求的部件焊接,焊工应做焊前模拟性练习,熟悉该部件材料的焊接特性。

6.2 凡焊接受监范围内的各种管道和部件，焊前应按 DL/T 868—2004 的规定进行焊接工艺评定；焊接材料的选择、焊接工艺、焊后热处理、焊接质量检验及质量评定标准等，应按 DL/T 869 和 DL/T 819 执行。

6.3 焊接材料（焊条、焊丝、钨棒、氩气、氧气、乙炔和焊剂）的质量应符合国家标准或相关标准规定的要求，焊条、焊丝等均应有制造厂的质量合格证；焊材过期，应重新送检。

6.4 焊接材料应设专库储存，并按相关技术要求进行管理，保证库房内湿度和温度符合要求，防止变质锈蚀；焊接材料的保管还应符合相关安全技术规定。

6.5 受压组件不合格焊缝的处理原则，应按 DL/T 869 执行。

6.6 外委工作中凡属受监范围内的部件和设备的焊接，应遵循如下原则：

- a) 承担单位应有按照 DL/T 868—2004 规定进行的焊接工艺评定，且评定项目能够覆盖承担的焊接工作范围。
- b) 承担单位应具有相应的检验试验能力，或与有能力的检验单位签订技术合同，负责其承担范围的检验工作。
- c) 承担单位应有符合 6.1 要求且考试合格的焊工。
- d) 委托方应及时对焊接质量和检验技术报告进行监督检查。
- e) 焊接接头的质量检验程序，检验方法、范围和数量，以及质量验收标准，应按 DL/T 869 的规定进行。
- f) 工程竣工时，承担单位应向委托单位提供完整的技术报告。

6.7 受监范围内部件外观质量检验不合格的焊缝，不允许进行其他项目的检验。

6.8 采用代用材料后，应做好记录，同时应修改相应图纸并在图纸上注明。尤其要做好抢修更换管排时材料变更后的用材及焊缝位置的变化记录。

7 主蒸汽管道和再热蒸汽管道及导汽管的金属监督

7.1 制造、安装检验

7.1.1 管道材料的监督按 5.1 和 5.2 相关条款执行。

7.1.2 国产管件和阀门应满足以下标准：弯管的制造质量应符合 DL/T 515—2004 的规定；弯头、三通和异径管的制造质量应符合 DL/T 695—1999 的规定；锻制的大直径三通应满足 DL 473—1992 的技术条件；阀门的制造质量应符合 DL/T 531—1994、DL/T 922—2005 和 JB/T 3595—2002 的规定。

7.1.3 受监督的管道，在工厂化配管前应进行如下检验：

- a) 钢管表面上的出厂标记（钢印或漆记）应与该制造商产品标记相符。
- b) 100%进行外观质量检验。钢管内外表面不允许有裂纹、折叠、轧折、结疤、离层等缺陷，钢管表面的裂纹、机械划痕、擦伤和凹陷以及深度大于 1.6mm 的缺陷应完全清除，清除处应圆滑过渡；清理处的实际壁厚不得小于壁厚偏差所允许的最小值且不应小于按 GB/T 9222—2008 计算的钢管最小需要壁厚。
- c) 钢管内外表面不允许有大于以下尺寸的直道缺陷：热轧（挤）管，大于壁厚的 5%，且最大深度大于 0.4mm。
- d) 校核钢管的壁厚和管径应符合相关标准的规定。
- e) 对合金钢管逐根进行光谱分析，光谱检验按 DL/T 991 执行。
- f) 合金钢管按同规格根数的 50%进行硬度检验，每炉批至少抽查 1 根；在每根钢管的 3 个截面（两端和中间）检验硬度，每一截面在相对 180° 检查两点；若发现硬度异常，应进行金相组织检验，电站常用金属材料的硬度值见附录 C。
- g) 钢管硬度高于本标准的规定值，通过再次回火；硬度低于本标准的规定值，重新正火+回火处理不得超过 2 次。

- h) 对合金钢管按同规格根数的 10% 进行金相组织检验, 每炉批至少抽查 1 根。
- i) 钢管按同规格根数的 50% 进行超声波探伤, 探伤部位为钢管两端头的 300mm~500mm 区段。
- j) 对直管按每炉批至少抽取 1 根进行以下项目的试验, 确认下列项目应符合现行国家、行业标准或国外相应的标准:
 - 化学成分;
 - 拉伸、冲击、硬度;
 - 金相组织、晶粒度和非金属夹杂物;
 - 弯曲试验 (按 ASTM A335 执行);
 - 无损探伤。
- k) P22 钢管的试验评价应确认制造商。若为美国 WYMAN—GORDON 公司生产, 其金相组织为珠光体+铁素体; 若为德国 VOLLOREC&MANNESMANN 公司或国产管, 金相组织为贝氏体 (珠光体)+铁素体。两个公司生产的钢管采用的标准不同, 且拉伸强度要求不同。

7.1.4 受监督的弯头/弯管, 在工厂化配管前应进行如下检验:

- a) 查明弯头/弯管表面上的出厂标记 (钢印或漆记) 应与该制造商产品标记相符。
- b) 100% 进行外观质量检查。弯头/弯管表面不允许有裂纹、折叠、重皮、凹陷和尖锐划痕等缺陷。表面缺陷的处理及消缺后的壁厚按 7.1.3 中的 b) 执行。
- c) 按质量证明书校核弯头/弯管规格并检查以下几何尺寸:
 - 1) 逐件检验弯管/弯头的中性面/外/内弧侧壁厚、椭圆度和波浪率。
 - 2) 弯管的椭圆度应满足: 公称压力大于 8MPa 时, 椭圆度不大于 5%; 公称压力不大于 8MPa 时, 椭圆度不大于 7%。
 - 3) 弯头的椭圆度应满足: 公称压力不小于 10MPa 时, 椭圆度不大于 3%; 公称压力小于 10MPa 时, 椭圆度不大于 5%。
- d) 合金钢弯头/弯管应逐件进行光谱分析, 光谱检验按 DL/T 991 执行。
- e) 对合金钢弯头/弯管 100% 进行硬度检验, 至少在外弧侧顶点和侧弧中间位置测 3 点。电站常用金属材料的硬度值见附录 C。
- f) 对合金钢弯头/弯管按 10% 进行金相组织检验 (同一规格的不得少于 1 件), 若发现硬度异常, 应进行金相组织检验。
- g) 弯头/弯管的外弧面按 10% 进行探伤抽查。
- h) 弯头/弯管有下列情况之一时, 为不合格:
 - 1) 存在晶间裂纹、过烧组织、夹层或无损探伤的其他超标缺陷;
 - 2) 弯管几何形状和尺寸不满足 DL/T 515 中有关规定, 弯头几何形状和尺寸不满足本标准和 DL/T 695—1999 中有关规定;
 - 3) 弯头/弯管外弧侧的最小壁厚小于按 GB/T 9222—2008 计算的管子或管道的最小需要壁厚。

7.1.5 受监督的锻制、热压和焊制三通以及异径管, 在配管前应进行如下检查:

- a) 三通和异径管表面上的出厂标记 (钢印或漆记) 应与该制造商产品标记相符。
- b) 100% 进行外观质量检验。锻制、热压三通以及异径管表面不允许有裂纹、折叠、重皮、凹陷和尖锐划痕等缺陷。表面缺陷的处理及消缺后的壁厚按 7.1.3 中的 b) 执行, 三通肩部的壁厚应大于主管公称壁厚的 1.4 倍。
- c) 合金钢三通、异径管应逐件进行光谱分析, 光谱检验按 DL/T 991 执行。
- d) 合金钢三通、异径管按 100% 进行硬度检验。三通至少在肩部和腹部位置各测 3 点, 异径管至少在大、小头位置测 3 点。电站常用金属材料的硬度值见附录 C。
- e) 对合金钢三通、异径管按 10% 进行金相组织检验 (不得少于 1 件), 若发现硬度异常, 则应进行金相组织检验。

- f) 三通、异径管按 10% 进行探伤抽查。
- g) 三通、异径管有下列情况之一时，为不合格：
 - 1) 存在晶间裂纹、过烧组织、夹层或无损探伤的其他超标缺陷；
 - 2) 焊接三通焊缝存在超标缺陷；
 - 3) 几何形状和尺寸不符合 DL/T 695—1999 中有关规定；
 - 4) 最小壁厚小于按 GB/T 9222—2008 中规定计算的最小需要壁厚。

7.1.6 管件硬度高于本标准的规定值，通过再次回火；硬度低于本标准的规定值，重新正火+回火处理不得超过 2 次。

7.1.7 对验收合格的直管段与管件，按 DL/T 850—2004 进行组配，组配后的配管应进行以下检验，并满足以下技术条件：

- a) 几何尺寸应符合 DL/T 850—2004 的规定。
- b) 对合金钢管焊缝 100% 进行光谱检验和热处理后的硬度检验；若组配后进行整体热处理，应对合金钢管按 10% 进行硬度抽查，同规格至少抽查 1 根；若发现硬度异常，则扩大检验比例，且焊缝或管段应进行金相组织检验。
- c) 组配焊缝进行 100% 无损探伤。
- d) 管段上小径接管的形位偏差应符合 DL/T 850—2004 中的规定。

7.1.8 受监督的阀门，安装前应做如下检验：

- a) 阀壳表面上的出厂标记（钢印或漆记）应与该制造商产品标记相符。
- b) 按质量证明书校核阀壳材料有关技术指标应符合现行国家或行业技术标准，特别要注意阀壳的无损探伤结果。
- c) 校核阀门的规格，并 100% 进行外观质量检验。铸造阀壳内外表面应光洁，不得存在裂纹、气孔、毛刺和夹砂及尖锐划痕等缺陷；锻件表面不得存在裂纹、折叠、锻伤、斑痕、重皮、凹陷和尖锐划痕等缺陷；焊缝表面应光滑，不得有裂纹、气孔、咬边、漏焊、焊瘤等缺陷；若存在上述表面缺陷，则应完全清除，清除深度不得超过公称壁厚的负偏差，清理处的实际壁厚不得小于壁厚偏差所允许的最小值。
- d) 对合金钢制阀壳逐件进行光谱分析，光谱检验按 DL/T 991 执行。
- e) 按 20% 对阀壳进行表面探伤，至少抽查 1 件。重点检验阀壳外表面非圆滑过渡的区域和壁厚变化较大的区域。

7.1.9 设计单位应向电厂提供管道单线立体布置图。图中标明：

- a) 管道的材料牌号、规格、理论计算壁厚、壁厚偏差。
- b) 设计采用的材料许用应力、弹性模量、线膨胀系数。
- c) 管道的冷紧口位置及冷紧值。
- d) 管道对设备的推力、力矩。
- e) 管道最大应力值及其位置。

7.1.10 对新建机组蒸汽管道，不强制要求安装蠕变变形测点；对已安装了蠕变变形测点的蒸汽管道，则继续按照 DL/T 441—2004 进行检验。

7.1.11 对工作温度大于 450℃ 的主蒸汽管道、高温再热蒸汽管道，应在直管段上设置监督段（主要用于金相和硬度跟踪检验）；监督段应选择该管系中实际壁厚最薄的同规格钢管，其长度约 1000mm；监督段同时应包括锅炉蒸汽出口第一道焊缝后的管段和汽轮机入口前第一道焊缝前的管段。

7.1.12 在以下部位可装设蒸汽管道安全状态在线监测装置：

- a) 管道应力危险的区段。
- b) 管壁较薄，应力较大，或运行时间较长，以及经评估后剩余寿命较短的管道。

7.1.13 安装前，安装单位应对直管段、管件和阀门的外观质量进行检验，部件表面不许存在裂纹、严

重凹陷、变形等缺陷。

7.1.14 安装前，安装单位应对直管段、弯头/弯管、三通进行内外表面检验和几何尺寸抽查：

- a) 按管段数量的 20% 测量直管的外（内）径和壁厚。
- b) 按弯管（弯头）数量的 20% 进行不圆度、壁厚测量，特别是外弧侧的壁厚。
- c) 检验热压三通检验肩部、管口区段以及焊制三通管口区段的壁厚。
- d) 对异径管进行壁厚和直径测量。
- e) 管道上小接管的形位偏差。
- f) 几何尺寸不合格的管件，应加倍抽查。

7.1.15 安装前，安装单位应对合金钢管、合金钢制管件（弯头/弯管、三通、异径管）100% 进行光谱检验，按管段、管件数量的 20% 和 10% 分别进行硬度和金相组织检验；每种规格至少抽查 1 个，硬度异常的管件应扩大检查比例且进行金相组织检验。

7.1.16 应对主蒸汽管道、高温再热蒸汽管道上的堵阀/堵板阀体、焊缝进行无损探伤。

7.1.17 工作温度大于 450℃ 的主蒸汽管道、高温再热蒸汽管道和高温导汽管的安装焊缝应采取氩弧焊打底。焊缝在热处理后或焊后（不需热处理的焊缝）应进行 100% 无损探伤。管道焊缝超声波探伤按 DL/T 820 进行，射线探伤按 DL/T 821 执行，质量评定按 DL/T 869 执行。对虽未超标但记录的缺陷，应确定位置、尺寸和性质，并记入技术档案。

7.1.18 安装焊缝的外观、光谱、硬度、金相组织检验和无损探伤的比例、质量要求按 DL/T 869 中的规定执行，对 9%~12%Cr 类钢制管道的有关检验监督项目按 7.3 执行。

7.1.19 管道安装完应对监督段进行硬度和金相组织检验。

7.1.20 管道保温层表面应有焊缝位置的标志。

7.1.21 安装单位应向电厂提供与实际管道和部件相对应的以下资料：

- a) 三通、阀门的型号、规格、出厂证明书及检验结果；若电厂直接从制造商获得三通、阀门的出厂证明书，则可不提供。
- b) 安装焊缝坡口形式、焊缝位置、焊接及热处理工艺及各项检验结果。
- c) 直管的外观、几何尺寸和硬度检查结果；合金钢直管应有金相组织检验结果。
- d) 弯管/弯头的外观、椭圆度、波浪率、壁厚等检验结果。
- e) 合金钢制弯头/弯管的硬度和金相组织检验结果。
- f) 管道系统合金钢部件的光谱检验记录。
- g) 代用材料记录。
- h) 安装过程中异常情况及处理记录。

7.1.22 监理单位应向电厂提供钢管、管件原材料检验、焊接工艺执行监督以及安装质量检验监督等相应的监理资料。

7.1.23 主蒸汽管道、高温再热蒸汽管道露天布置的部分，及与油管平行、交叉和可能滴水的部分，应加包金属薄板保护层。已投产的露天布置的主蒸汽管道和高温再热蒸汽管道，应加包金属薄板保护层。露天吊架处应有防雨水渗入保护层的措施。

7.1.24 主蒸汽管道、高温再热蒸汽管道要保温良好，严禁裸露运行，保温材料应符合设计要求，不能对管道金属有腐蚀作用；运行中严防水、油渗入管道保温层。保温层破裂或脱落时，应及时修补；更换容重相差较大的保温材料时，应考虑对支吊架的影响；严禁在管道上焊接保温拉钩，不得借助管道起吊重物。

7.1.25 工作温度高于 450℃ 的锅炉出口、汽轮机进口的导汽管，参照主蒸汽管道、高温再热蒸汽管道的监督检验规定执行。

7.2 机组运行期间的检验监督

7.2.1 管件及阀门的检验监督

7.2.1.1 机组第一次 A 级检修或 B 级检修, 应按 10% 对管件及阀壳进行外观质量、硬度、金相组织、壁厚、椭圆度检验和无损探伤 (弯头的探伤包括外弧侧的表面探伤与对内壁表面的超声波探伤)。以后的检验逐步增加抽查比例, 后次 A 级检修或 B 级检修的抽查部件为前次未检部件, 至 10 万 h 完成 100% 检验。

7.2.1.2 每次 A 级检修应对以下管件进行硬度、金相组织检验, 硬度和金相组织检验点应在前次检验点处或附近区域:

- a) 安装前硬度、金相组织异常的管件。
- b) 安装前不圆度较大、外弧侧壁厚较薄的弯头/弯管。
- c) 锅炉出口第一个弯头/弯管、汽轮机入口邻近的弯头/弯管。

7.2.1.3 机组每次 A 级检修应对安装前椭圆度较大、外弧侧壁厚较薄的弯头/弯管进行椭圆度和壁厚测量; 对存在较严重缺陷的阀门、管件每次 A 级检修或 B 级检修应进行无损探伤。

7.2.1.4 工作温度高于 450℃ 的锅炉出口、汽轮机进口的导汽管弯管, 参照主蒸汽管道、高温再热蒸汽管道弯管监督检验规定执行。

7.2.1.5 弯头/弯管发现下列情况时, 应及时处理或更换:

- a) 当发现 7.1.4 中 h) 所列情况之一时。
- b) 产生蠕变裂纹或严重的蠕变损伤 (蠕变损伤 4 级及以上) 时。蠕变损伤评级按附录 D 执行。
- c) 碳钢、钼钢弯头焊接接头石墨化达 4 级时; 石墨化评级按 DL/T 786—2001 规定执行。
- d) 相对于初始椭圆度, 复圆 50%。
- e) 已运行 20 万 h 的铸造弯头, 检验周期应缩短到 2 万 h, 根据检验结果决定是否更换。

7.2.1.6 三通和异径管有下列情况时, 应及时处理或更换:

- a) 当发现 7.1.5 中 g) 所列情况之一时。
- b) 产生蠕变裂纹或严重的蠕变损伤 (蠕变损伤 4 级及以上) 时。蠕变损伤评级按附录 D 执行。
- c) 碳钢、钼钢三通, 当发现石墨化达 4 级时; 石墨化评级按 DL/T 786—2001 规定执行。
- d) 已运行 20 万 h 的铸造三通, 检验周期应缩短到 2 万 h, 根据检验结果决定是否更换。
- e) 对需更换的三通和异径管, 推荐选用锻造、热挤压、带有加强的焊制三通。

7.2.1.7 铸钢阀壳存在裂纹、铸造缺陷, 经打磨消缺后的实际壁厚小于最小壁厚时, 应及时处理或更换。

7.2.1.8 累计运行时间达到或超过 10 万 h 的主蒸汽管道和高温再热蒸汽管道, 其弯管为非中频弯制的应予更换。若不具备更换条件, 应予以重点监督, 监督的内容主要为:

- a) 弯管外弧侧、中性面的壁厚。
- b) 弯管外弧侧、中性面的硬度。
- c) 弯管外弧侧的金相组织。
- d) 弯管的椭圆度。

7.2.2 支调架的检验监督

7.2.2.1 应定期检查管道支吊架和位移指示器的状况, 特别要注意机组启停前后的检查, 发现支吊架松脱、偏斜、卡死或损坏等现象时, 及时调整修复并做好记录。

7.2.2.2 管道安装完毕和机组每次 A 级检修, 对管道支吊架进行检验。根据检查结果, 在第一次或第二次 A 级检修期间, 对管道支吊架进行调整; 此后根据每次 A 级检修检验结果, 确定是否再次调整。管道支调架检查与调整按 DL/T 616—2006 执行。

7.2.3 低合金耐热钢及碳钢管道的检验监督

7.2.3.1 机组第一次 A 级检修或 B 级检修, 按 10% 对直管段和焊缝进行外观质量、硬度、金相组织、壁厚检验和无损探伤。以后检验逐步增加抽查比例, 后次 A 级检修或 B 级检修的抽查的区段、焊缝为前次未检区段、焊缝, 至 10 万 h 完成 100% 检验。

7.2.3.2 机组每次 A 级检修, 应对以下管段和焊缝进行硬度和金相组织检验, 硬度和金相组织检验点应

在前次检验点处或附近区域:

- a) 监督段直管。
- b) 安装前硬度、金相组织异常的直段和焊缝。

7.2.3.3 管道的外观质量检验和焊缝的无损探伤

- a) 管道直段、焊缝外观不允许存在裂纹、严重划痕、拉痕、麻坑、重皮及腐蚀等缺陷。
- b) 焊缝的无损探伤抽查依据安装焊缝的检验记录选取,对于缺陷较严重的焊缝,每次 A 级检修或 B 级检修应进行无损探伤复查。焊缝表面探伤按 JB/T 4730—2005 执行,超声波探伤按 DL/T 820 规定执行。

7.2.3.4 与主蒸汽管道相连的小管,应采取如下监督检验措施:

- a) 主蒸汽管道可能有积水或凝结水的部位(压力表管、疏水管附近、喷水减温器下部、较长的盲管及不经常使用的联络管),应重点检验其与母管相连的角焊缝。运行 10 万 h 后,宜结合检修全部更换。
- b) 小管道上的管件和阀壳的检验与处理参照 7.2.1 执行。
- c) 对联络管、防腐管等小管道的管段、管件和阀壳,运行 10 万 h 以后,根据实际情况,尽可能全部更换。

7.2.3.5 工作温度大于等于 450℃、运行时间较长和受力复杂的碳钢、钼钢制蒸汽管道,重点检验石墨化和珠光体球化;对石墨化倾向日趋严重的管道,除做好检验外,应按规定要求做好管道运行、维修工作,防止超温、水冲击等;碳钢的石墨化和珠光体球化评级按 DL/T 786—2001 和 DL/T 674—1999 执行,钼钢的石墨化和珠光体球化评级可参考 DL/T 786—2001 和 DL/T 674—1999。

7.2.3.6 工作温度大于等于 450℃的碳钢、钼钢制蒸汽管道,当运行时间超过 20 万 h 时,应割管进行材质评定,割管部位应包括焊接接头。

7.2.3.7 300MW 及以上机组带纵焊缝的低温再热蒸汽管道投运后,应做如下检验:

- a) 第 1 次 A 级检修或 B 级检修抽取 10%的纵焊缝进行超声波探伤;以后的检验逐步增加抽查比例,至 10 万 h 完成 100%检验。
- b) 对于缺陷较严重的焊缝每次 A 级检修或 B 级检修,应进行无损探伤复查。

7.2.3.8 对运行时间达到或超过 20 万 h、工作温度高于 450℃的主蒸汽管道、高温再热蒸汽管道,应割管进行材质评定;当割管试验表明材质损伤严重时(材质损伤程度根据割管试验的各项力学性能指标和微观金相组织的老化程度由金属监督人员确定),应进行寿命评估;管道寿命评估按照 DL/T 940 执行。

7.2.3.9 已运行 20 万 h 的 12CrMo、15CrMo、12CrMoV、12Cr1MoV、12Cr2MoG (2.25Cr—1Mo、P22、10CrMo910) 钢制蒸汽管道,经检验符合下列条件,直管段一般可继续运行至 30 万 h:

- a) 实测最大蠕变应变小于 0.75%或最大蠕变速度小于 $0.35 \times 10^{-5} \%$ /h。
- b) 监督段金相组织未严重球化(即未达到 5 级),12CrMo、15CrMo 钢的珠光体球化评级按 DL/T 787—2001 执行,12CrMoV、12Cr1MoV 钢的珠光体球化评级按 DL/T 773—2001 执行,12Cr2MoG、2.25Cr—1Mo、P22 和 10CrMo910 钢的珠光体球化评级按 DL/T 999—2006 执行。
- c) 未发现严重的蠕变损伤。

7.2.3.10 12CrMo、15CrMo、12CrMoV、12Cr1MoV 和 12Cr2MoG 钢蒸汽管道,当金相组织珠光体球化达到 5 级,或蠕变应变达到 1%或蠕变速度大于 $0.35 \times 10^{-5} \%$ /h,应割管进行材质评定和寿命评估。

7.2.3.11 除 7.2.3.9 所列的五种钢种外,其余合金钢制主蒸汽管道、高温再热蒸汽管道,当蠕变应变达 1%或蠕变速度大于 $1 \times 10^{-5} \%$ /h 时,应割管进行材质评定和寿命评估。

7.2.3.12 主蒸汽管道材质损伤,经检验发现下列情况之一时,须及时处理或更换:

- a) 自机组投运以后,一直提供蠕变测量数据,其蠕变应变达 1.5%。
- b) 一个或多个晶粒长的蠕变微裂纹。

7.2.3.13 工作温度高于 450℃的锅炉出口、汽轮机进口的导汽管,根据不同的机组型号在运行 5 万 h~

10 万 h 时间范围内, 进行外观质量和无损检验, 以后检验周期约 5 万 h。对启停次数较多、原始椭圆度较大和运行后有明显复圆的弯管, 应特别注意, 发现超标缺陷或裂纹时, 应及时更换。

7.3 9%~12%Cr 系列钢制管道的检验监督

7.3.1 9%~12%Cr 系列钢包括 P91、P92、P122、X20CrMoV121、X20CrMoWV121、CSN41 7134 等。

7.3.2 管材和制造、安装检验按 7.1 中相关条款执行。

7.3.3 直管段母材的硬度应均匀, 且控制在 180 HB~250HB, 同根钢管上任意两点间的硬度差不应大于 $\Delta 30\text{HB}$; 安装前检验母材硬度小于 160 HB 时, 应取样进行拉伸试验。

7.3.4 用金相显微镜在 100 倍下检查 δ -铁素体含量, 取 10 个视场的平均值, 纵向面金相组织中的 δ -铁素体含量不超过 5%。

7.3.5 热推、热压和锻造管件的硬度应均匀, 且控制在 175HB~250HB, 同一管件上任两点之间的硬度差不应大于 $\Delta 50\text{HB}$; 纵截面金相组织中的 δ -铁素体含量不超过 5%。

7.3.6 对于公称直径大于 150mm 或壁厚大于 20mm 的管道, 100% 进行焊缝的硬度检验; 其余规格管道的焊接接头按 5% 抽检; 焊后热处理记录显示异常的焊缝应进行硬度检验; 焊缝硬度应控制在 180HB~270HB。

7.3.7 硬度检验的打磨深度通常为 0.5mm~1.0mm, 并以 120 号或更细的砂轮、砂纸精磨。表面粗糙度 $Ra < 1.6\mu\text{m}$; 硬度检验部位包括焊缝和近缝区的母材, 同一部位至少测量 3 点。

7.3.8 焊缝硬度超出控制范围, 首先在原测点附近两处和原测点 180° 位置再次测量; 其次在原测点可适当打磨较深位置, 打磨后的管道壁厚不应小于按 GB/T 9222—2008 计算的最小需要壁厚。

7.3.9 对于公称直径大于 150mm 或壁厚大于 20mm 的管道, 10% 进行焊缝的金相组织检验, 硬度超标或焊后热处理记录显示异常的焊缝应进行金相组织检验。

7.3.10 焊缝和熔合区金相组织中的 δ -铁素体含量不超过 8%, 最严重的视场不超过 10%。

7.3.11 对于焊缝区域的裂纹检验, 打磨后进行磁粉探伤。

7.3.12 管道直段、管件硬度高于本标准的规定值, 通过再次回火; 硬度低于本标准的规定值, 重新正火+回火处理不得超过 2 次。

7.3.13 服役期间管道的监督检验按 7.2.3.1~7.2.3.4 执行。

7.3.14 机组服役 3 个 A 级检修 (约 10 万 h) 时, 在主蒸汽管道监督段割管一次进行以下试验:

- a) 硬度检验, 并与每次检修现场检测的硬度值进行比较。
- b) 拉伸性能 (室温、服役温度)。
- c) 冲击性能 (室温、服役温度)。
- d) 微观组织的光学金相和透射电镜检验。
- e) 依据试验结果, 对管道的材质状态作出评估, 由金属专责工程师确定下次割管时间。
- f) 第 2 次割管除进行 7.3.14 中 a) 项~d) 项试验外, 还应进行持久断裂试验。
- g) 第 2 次割管试验后, 依据试验结果, 对管道的材质状态和剩余寿命作出评估。

7.3.15 对安装期间来源不清或有疑虑的管材, 首先应对管材进行鉴定性检验, 检验项目包括:

- a) 直管段和管件的壁厚、外径检查。
- b) 直管段和管件的超声波探伤。
- c) 割管取样进行 7.3.14 中的试验项目。
- d) 依据试验结果, 对管道的材质状态作出评估。

8 高温联箱的金属监督

8.1 制造、安装检验

8.1.1 工作温度高于 400℃ 的联箱安装前, 应做如下检验:

- a) 制造商合格证明书中有关技术指标应符合现行国家或行业技术标准; 对进口联箱, 除应符合有

关国家的技术标准和合同规定的技术条件外，应有商检合格证明单。

- b) 查明联箱筒体表面上的出厂标记（钢印或漆记）是否与该厂产品相符。
- c) 按设计要求校对其筒体、管座型式、规格和材料牌号及技术参数。
- d) 进行外观质量检验。
- e) 进行筒体和管座壁厚和直径测量，特别注意环焊缝邻近区段的壁厚。
- f) 联箱上接管的形位偏差检验，应符合相关制造标准中的规定。
- g) 对合金钢制联箱，逐件对筒体筒节、封头进行光谱检验。
- h) 对合金钢制联箱，按筒体段数和制造焊缝的 20% 进行硬度检验，所查联箱的母材及焊缝至少各选 1 处；对联箱过渡段 100% 进行硬度检验。一旦发现硬度异常，须进行金相组织检验。
- i) 9%~12%Cr（牌号同 7.3.1 中所列）钢制联箱的母材、焊缝的硬度和金相组织参照 7.3.3~7.3.12 执行。
- j) 对联箱制造环焊缝按 10% 进行超声波探伤，管座角焊缝和手孔管座角焊缝按 50% 进行表面探伤复查。
- k) 检验联箱内部清洁度，如钻孔残留的“眼镜片”、焊瘤、杂物等，并彻底清除。

8.1.2 对联箱筒体和管座的表面质量要求为：

- a) 筒体表面不允许有裂纹、折叠、重皮、结疤及尖锐划痕等缺陷，筒体焊缝和管座角焊缝不允许存在裂纹、未熔合、气孔、夹渣、咬边、根部凸出和内凹等缺陷，管座角焊缝应圆滑过渡。
- b) 对上述表面缺陷应完全清除，清除后的实际壁厚不得小于壁厚偏差所允许的最小值且不应小于按 GB/T 9222—2008 计算的筒体的最小需要壁厚。
- c) 筒体表面凹陷深度不得超过 1.5mm，凹缺最大长度不应大于周长的 5%，且不大于 40mm。
- d) 环形联箱弯头外观应无裂纹、重皮和损伤，外形尺寸符合设计要求。

8.1.3 联箱筒体、焊缝有下列情况时，应予返修或判不合格：

- a) 母材存在裂纹、夹层或无损探伤的其他超标缺陷。
- b) 焊缝存在裂纹、未熔合及较严重的气孔、夹渣，咬边、根部内凹等缺陷。
- c) 筒体和管座的壁厚小于最小需要壁厚。
- d) 筒体与管座型式、规格、材料牌号不匹配。

8.1.4 安装焊缝的外观、光谱、硬度、金相和无损探伤的比例、质量要求按 DL/T 869 中的规定执行；对 9%~12%Cr 类钢制联箱安装焊缝的母材、焊缝的硬度和金相组织参照 7.3.3~7.3.12 执行。一旦发现硬度异常，应进行金相组织检验。

8.1.5 联箱安装过程中，应用内窥镜进行联箱清洁度检验。

8.1.6 联箱要保温良好，严禁裸露运行，保温材料应符合设计要求。运行中严防水、油渗入联箱保温层；保温层破裂或脱落时，应及时修补；更换的保温材料不能对管道金属有腐蚀作用；严禁在联箱筒体上焊接保温拉钩。

8.1.7 安装单位应向电厂提供与实际联箱相对应的以下资料：

- a) 联箱型号、规格、出厂证明书及检验结果；若电厂直接从制造商获得联箱的出厂证明书，则可不提供。
- b) 安装焊缝坡口形式、焊接及热处理工艺和各项检验结果。
- c) 筒体的外观、壁厚、金相组织及硬度检验结果。
- d) 合金钢制联箱筒体、焊缝的硬度和金相检验结果。
- e) 合金钢制联箱筒体、焊缝的光谱检验记录。
- f) 代用材料记录。
- g) 安装过程中异常情况处理记录。

8.1.8 监理单位应向电厂提供钢管、管件原材料检验、焊接工艺执行监督以及安装质量检验监督等相应

的监理资料。

8.2 机组运行期间的检验监督

8.2.1 机组每次 A 级检修或 B 级检修对联箱进行以下项目和内容的检验：

- a) 安装前硬度、金相组织异常的筒体部位和焊缝进行硬度和金相组织检验。
- b) 对缺陷较严重的焊缝进行无损探伤复查。
- c) 对运行温度高于 540℃ 的联箱，首次检查对联箱筒体焊缝、封头焊缝、管座角焊缝以及与联箱连接的大直径三通焊缝按 10% 进行无损探伤。以后逐步增加抽查比例，后次大修的检查部位为前次未检部位，至 10 万 h 完成 100% 检查，检查的排序按制造安装前的检验结果确定。此后的 A 级检修重点检查缺陷相对严重的焊缝，检查数量不少于 20%。表面探伤按 JB/T 4730—2005 执行，超声波探伤按 DL/T 820 执行。
- d) 每次 A 级检修按 8.1.2 检查拆除保温层的联箱部位筒体和管座角焊缝的外观质量，同时要检查外壁氧化、腐蚀、胀粗等；环形联箱弯头/弯管外观应无裂纹、重皮和损伤，外形尺寸符合设计要求。
- e) 运行温度高于 540℃ 的联箱，根据联箱的运行参数，按筒节、焊缝数量的 10%（选温度最高的部位，至少选 2 个筒节、2 道焊缝）对筒节、焊缝及邻近母材进行硬度和金相组织检验，后次的检查部位为首次检查部位或其邻近区域；对联箱过渡段 100% 进行硬度检验；检查中发现硬度异常，应进行金相组织检验。
- f) 首次检查对与联箱相联的疏水管、测温管、压力表管、空气管、安全阀、排气阀、充氮、取样、压力信号等小口径管等管座按 20%（至少抽取 3 个）进行抽查，检查内容包括角焊缝外观质量、表面探伤；重点检查其与母管连接的开孔的内孔周围是否有裂纹，若有裂纹，应进行挖补或更换；以后的检查逐步增加比例，后次抽查部位为前次未检部位，至 10 万 h 完成 100% 检查；此后的 A 级检修检查重点检查缺陷相对严重的管座焊缝，检查数量不少于 50%。机组运行 10 万 h 后，宜结合检修全部更换。
- g) 每次 A 级检修对集汽联箱的安全门管座角焊缝进行无损探伤。
- h) 每次 A 级检修对吊耳与联箱焊缝进行外观质量检验和表面探伤，必要时进行超声波探伤。
- i) 对存在内隔板的联箱，运行 10 万 h 后用内窥镜对内隔板位置及焊缝进行全面检查。
- j) 顶棚过热器管发生下陷时，应检查下垂部位联箱的弯曲度及其连接管道的位移情况。

8.2.2 根据设备状况，结合机组检修，对减温器联箱进行下列检查：

- a) 对混合式（文丘里式）减温器联箱用内窥镜检查内壁、内衬套、喷嘴。应无裂纹、磨损、腐蚀脱落等情况，对安装内套管的管段进行胀粗检查。
- b) 对内套筒定位螺丝封口焊缝和喷水管角焊缝进行表面探伤。
- c) 表面式减温器运行约 2 万 h~3 万 h 后进行抽芯，检查冷却管板变形、内壁裂纹、腐蚀情况及冷却管水压检查泄漏情况，以后每隔约 5 万 h 检查一次。
- d) 减温器联箱对接焊缝按 8.2.1 中 c) 的规定进行无损探伤。

8.2.3 工作温度高于等于 400℃ 的碳钢、钼钢制联箱，当运行至 10 万 h 时，应进行石墨化检查，以后的检查周期约 5 万 h；运行至 20 万 h 时，每次机组 A 级检修或 B 级检修按 8.2.1 中有关条款执行。

8.2.4 已运行 20 万 h 的 12CrMo、15CrMo、10CrMo910、12CrMoV、12Cr1MoV 钢制联箱，经检查符合下列条件，筒体一般可继续运行至 30 万 h：

- a) 金相组织未严重球化（即未达到 5 级）。
- b) 未发现严重的蠕变损伤。
- c) 筒体未见明显胀粗。
- d) 对珠光体球化达到 5 级，硬度下降明显的联箱，应进行寿命评估或更换。联箱寿命评估参照 DL/T 940 执行。

8.2.5 联箱发现下列情况时，应及时处理或更换：

- a) 当发现 8.1.3 所列规定之一时。
- b) 筒体产生蠕变裂纹或严重的蠕变损伤（蠕变损伤 4 级及以上）时。
- c) 碳钢和钼钢制联箱，当石墨化达 4 级时，应予更换；石墨化评级按 DL/T 786—2001 的规定执行。
- d) 联箱筒体周向胀粗超过公称直径的 1%。

8.2.6 9%~12%Cr 钢制联箱运行期间的监督检验按照 8.2.1 中的有关条款执行。

9 受热面管子的金属监督

9.1 制造、安装检验

9.1.1 对受监范围的受热面管子，应根据 GB 5310—2008 或相应的技术标准，对管材质量进行检验监督。主要检验管子供应商的质量保证书和材料复检记录或报告，进口管材应有商检报告。报告中应包括：

- a) 管材制造商。
- b) 管材的化学成分、低倍检验、金相组织、力学性能、工艺性能和无损探伤结果应符合 GB 5310 中相关条款的规定；进口管材应符合相应国家的标准及合同规定的技术条件；受热面管材料技术标准参见附录 B。
- c) 奥氏体不锈钢管应作晶间应力腐蚀试验。
- d) 管子表面不允许有裂纹、折叠、轧折、结疤、离层、撞伤、压扁及较严重腐蚀等缺陷，视情况对缺陷管进行处理（打磨或更换）；处理后缺陷处的实际壁厚不得小于壁厚偏差所允许的最小值且不应小于按 GB/T 9222—2008 计算的管子的最小需要壁厚。
- e) 管子内外表面不允许有大于以下尺寸的直道缺陷：热轧（挤）管，大于壁厚的 5%，且最大深度 0.4mm；冷拔（轧）钢管，大于公称壁厚的 4%，且最大深度 0.2mm。

9.1.2 受热面管子安装前，首先应根据装箱单和图纸进行全面清点。检查制造资料、图纸，并对制作工艺和检验的文件资料进行见证（包括材料复检记录或报告、制作工艺、焊接及热处理工艺、焊缝的无损探伤、焊缝返修、通球检验、水压试验记录等）。

9.1.3 受热面管制造商应提供以下技术资料，内容应符合国家标准、行业标准。

- a) 受热面管的图纸、强度计算书和过热器、再热器壁温计算书。
- b) 设计修改资料，制造缺陷的返修处理记录。
- c) 对于首次用于锅炉受热面的管材和异种钢焊接，锅炉制造商应提供焊接工艺评定报告和热加工工艺资料。

9.1.4 膜式水冷壁的鳍片应选与管子同类的材料；蛇形管应进行通球试验和超水压试验。

9.1.5 受热面管的制造焊缝，应进行 100% 的射线探伤或超声波探伤，对于超临界、超超临界压力锅炉受热面管的焊缝，在 100% 无损探伤中至少包括 50% 的射线探伤。

9.1.6 受热面管子安装前，应进行以下检验：

- a) 受热面管出厂前，内部不得有杂物、积水及锈蚀；管接头、管口应密封。
- b) 管排平整，部件外形尺寸符合图纸要求，吊卡结构、防磨装置、密封部件质量良好；螺旋管圈水冷壁悬吊装置与水冷壁管的连接焊缝应无漏焊、裂纹及咬边等超标缺陷；液态排渣炉水冷壁的销钉高度和密度应符合图纸要求，销钉焊缝无裂纹和咬边等超标缺陷。
- c) 膜式水冷壁的鳍片焊缝应无裂纹、漏焊，管子与鳍片的连接焊缝咬边深度不得大于 0.5mm，且连续长度不大于 100mm。
- d) 随机抽查受热面管子的外径和壁厚，不同材料牌号和不同规格的直段各抽查 10 根，每根两点，应符合图纸尺寸要求，壁厚负偏差在允许范围内。
- e) 不同规格、不同弯曲半径的弯管各抽查 10 根，弯管的椭圆度应符合 JB/T 1611—1993 的规定，压缩面不应有明显的皱褶。

- f) 弯管外弧侧的最小壁厚减薄率 b [$b = (S_0 - S_{\min}) / S_0$] 应满足表 1, 且不应小于按 GB/T 9222—2008 计算的管子最小需要壁厚; S_0 、 $S_{\min}$ 分别为管子的实际壁厚和弯头上壁厚减薄最大处的壁厚。

表 1 弯管外弧侧的最小壁厚减薄率

R/D	$1.8 < R/D < 3.5$	$R/D \geq 3.5$
b	$\leq 15\%$	$\leq 10\%$
注: R 、 D 分别为管子的弯曲半径和公称直径		

- g) 对合金钢管及焊缝按 10% 进行光谱抽查, 应符合相关材料技术条件。
- h) 抽查合金钢管及其焊缝硬度。不同规格、材料的管子各抽查 10 根, 每根管子的焊缝母材各抽查 1 组; 若出现硬度异常, 应进行金相组织检验。
- i) 焊缝质量应做无损探伤抽查, 在制造厂已做 100% 无损探伤的, 则按不同受热面的焊缝数量抽查 5%。
- j) 用内窥镜对超临界、超超临界锅炉管子节流孔板进行检查, 是否存在异物或加工遗留物。

9.1.7 弯曲半径小于 1.5 倍管子公称外径的小半径弯管宜采用热弯; 若采用冷弯, 当外弧伸长率超过工艺要求的规定值时, 弯制后应进行回火处理; 弯心半径小于 $2.5D$ 或接近 $2.5D$ (D 钢管直径) 的奥氏体不锈钢管冷弯后应进行固溶处理, 热弯温度应控制在要求的温度范围, 否则热弯后也应重新进行固溶处理。

9.2 受热面管的安装质量检验

9.2.1 锅炉受热面安装后应提供的资料包括 DL/T 939—2005 中 5.2 的 a) ~ d), 监理单位应提供相应的监理资料。

9.2.2 锅炉受热面安装后的表面质量、几何尺寸按 DL/T 939—2005 中的 5.3 执行。

9.2.3 安装焊缝的外观质量、无损探伤、光谱分析、硬度和金相组织检验以及不合格焊缝的处理按 DL/T 869 中相关条款执行。

9.2.4 低合金、不锈钢和异种钢焊缝的硬度分别按 DL/T 869 和 DL/T 752—2001 中的相关条款执行; 9%~12%Cr 钢焊缝的硬度控制在 180HB~270HB, 一旦硬度异常, 应进行金相组织检验。

9.3 机组运行期间的检验监督

9.3.1 锅炉检修期间, 应对受热面管进行外观质量检验, 包括管子外表面的磨损、腐蚀、刮伤、鼓包、变形 (含蠕变变形)、氧化及表面裂纹等情况, 视检验情况确定采取的措施。

9.3.2 锅炉受热面管壁厚应无明显减薄, 壁厚应满足按 GB/T 9222—2008 计算管子的最小需要壁厚。

9.3.3 在役水冷壁管的金属检验监督按 DL/T 939—2005 中 6.6.4 中的相关条款执行; 直流锅炉相变区域蒸发段水冷壁管, 运行约 5 万 h 后, 每次大修在温度较高的区域分段割管进行金相组织检验。

9.3.4 在役省煤器管的金属检验监督按 DL/T 939—2005 中 6.6.5 中的相关条款执行。

9.3.5 在役过热器管的金属检验监督按 DL/T 939—2005 中 6.6.6 中的相关条款执行。

9.3.6 在役再热器管的金属检验监督按 DL/T 939—2005 中 6.6.7 中的相关条款执行。

9.3.7 锅炉受热面在运行过程中失效时, 应查明失效原因。

9.3.8 壁温大于 450℃ 的过热器管和再热器管应取样进行金相组织的老化和力学性能的劣化检查, 检验管子壁厚、管径、金相组织、脱碳层和力学性能。第一次取样 5 万 h, 10 万 h 后每次 A 修取样, 取样在管子壁温最高区域, 割取 2 根~3 根管样, 后次的割管尽量在前次割管的附近管段或具有相近温度的区段。

9.3.9 过热器管、再热器管及与奥氏体不锈钢相连的异种钢焊接接头应取样进行金相组织的老化和力学性能的劣化检查, 第一次取样为 5 万 h, 10 万 h 后每次大修取样检验。

9.3.10 对于奥氏体不锈钢制高温过热器和高温再热器管，视爆管情况对下弯头内壁的氧化层剥落堆积情况进行检验，依据检验结果，决定是否割管处理。

9.3.11 当发现下列情况之一时，应对过热器和再热器管进行材质评定和寿命评估：

- a) 碳钢和钼钢管石墨化达 4 级；20 号钢、15CrMo、12Cr1MoV 和 12Cr2MoG (2.2.5Cr-1Mo、T22、10CrMo910) 的珠光体球化达到 5 级；T91 钢管的组织老化达到 5 级；12Cr2MoWVTiB (钢 102) 钢管碳化物明显聚集长大 ($3\mu\text{m}\sim 4\mu\text{m}$)；奥氏体不锈钢管发现有粗大的 σ 相析出；T91 钢管的组织老化评级按 DL/T 884—2004 执行。
- b) 管材的拉伸性能低于相关标准的要求。

9.3.12 当发现下列情况之一时，应及时更换管段：

- a) 管子外表面有宏观裂纹和明显鼓包。
- b) 高温过热器管和再热器管外表面氧化皮厚度超过 0.6mm。
- c) 低合金钢管外径蠕变应变大于 2.5%，碳素钢管外径蠕变应变大于 3.5%，T91、T122 类管子外径蠕变应变大于 1.2%；奥氏体不锈钢管子蠕变应变大于 4.5%。
- d) 管子由于腐蚀减薄后的壁厚小于按 GB/T 9222—2008 计算的管子最小需要壁厚。
- e) 金相组织检验发现晶界氧化裂纹深度超过 5 个晶粒或晶界出现蠕变裂纹。
- f) 奥氏体不锈钢管及焊缝产生沿晶、穿晶裂纹，特别要注意焊缝的检验。
- g) 碳钢和钼钢管石墨化达 4 级；20 号钢、15CrMo、12Cr1MoV 和 12Cr2MoG (2.2.5Cr-1Mo、T22、10CrMo910) 的珠光体球化达到 5 级；T91 钢的组织老化达到 5 级；12Cr2MoWVTiB (钢 102) 钢管碳化物明显聚集长大 ($3\mu\text{m}\sim 4\mu\text{m}$)；T91 钢的组织老化评级按 DL/T 884 执行。
- h) 管材的拉伸性能低于相关标准的要求。

9.3.13 受热面管子更换时，在焊缝外观检查合格后对焊缝进行 100% 的射线或超声波探伤，并做好记录。

10 汽包的金属监督

10.1 制造、安装检验

10.1.1 汽包的监督检验参照 DL 612—1996、DL 647—2004 和 DL/T 440—2004 中相关条款执行。

10.1.2 汽包安装前，应检查制造商的质量保证书是否齐全。质量保证书中应包括以下内容：

- a) 汽包材料的制造商；母材和焊接材料的化学成分、力学性能、工艺性能；母材技术条件应符合 GB 713—2008 中相关条款的规定；进口板材应符合相应国家的标准及合同规定的技术条件；汽包材料及制造有关技术条件参见附录 B。
- b) 制造商对每块钢板进行的理化性能复验报告或数据。
- c) 制造商提供的汽包图纸、强度计算书。
- d) 制造商提供的焊接及热处理工艺资料。对于首次使用的材料，制造商应提供焊接工艺评定报告。
- e) 制造商提供的焊缝探伤及焊缝返修资料。
- f) 在制造厂进行的水压试验资料。

10.1.3 汽包安装前应进行下列检验：

- a) 对母材和焊缝内外表面进行 100% 宏观检验，重点检验焊缝的外观质量。
- b) 对合金钢制汽包的每块钢板、每个管接头进行光谱检验。
- c) 纵、环焊缝和集中下降管管座角焊缝分别按 25%、10% 和 50% 进行表面探伤和超声波探伤，检验中应包括纵、环焊缝的 T 形接头；分散下降管、给水管、饱和蒸汽引出管等管座角焊缝按 10% 进行表面探伤；安全阀及向空排汽阀管座角焊缝进行 100% 表面探伤。抽检焊缝的选取应参考制造商的焊缝探伤结果。焊缝无损探伤按照 JB/T 4730—2005 执行。
- d) 对筒体、纵环焊缝及热影响区进行硬度抽查；若发现硬度异常，应进行金相组织检验。

10.1.4 汽包的安装焊接和焊缝热处理应有完整的记录,安装和检修中严禁在筒身焊接拉钩及其他附件。所有的安装焊缝应 100% 进行无损探伤和焊缝及邻近母材的硬度检验;若发现硬度异常,应进行金相组织检验;所有的检验应有完整的记录。

10.2 机组运行期间的检验监督

10.2.1 锅炉运行 5 万 h 或第 1 次 A 级检修时对汽包进行第一次检验,检验内容如下:

- a) 对筒体和封头内表面(尤其是水线附近和底部)和焊缝的可见部位 100% 地进行外观质量检验,特别注意管孔和预埋件角焊缝是否有咬边、裂纹、凹坑、未熔合和未焊满等缺陷及严重程度,必要时表面除锈。
- b) 对纵、环焊缝和集中下降管管座角焊缝相对较严重的缺陷进行无损探伤复查;分散下降管、给水管、饱和蒸汽引出管等管座角焊缝按 10% 抽查,第一次检验应为安装前未查部位。

10.2.2 机组每次 A 级检修检验如下内容:

- a) 汽包内、外观检验按 10.2.1 中 a) 执行。
- b) 对纵、环焊缝和集中下降管管座角焊缝相对较严重的缺陷进行无损探伤复查;分散下降管、给水管、饱和蒸汽引出管等管座角焊缝按 10% 进行抽查;后次检验应为前次未查部位,且对前次检验发现缺陷较严重的部位应跟踪检验。
- c) 按 10.2.2 中 b) 的原则逐步对分散下降管、给水管、饱和蒸汽引出管等管座角焊缝逐步行抽查,在锅炉运行至 10 万 h 左右时,应完成 100% 的检验。
- d) 机组每次 A 级检修或 B 级检修,应对汽包焊缝上相对较严重的缺陷进行复查;对偏离硬度正常值的区域和焊缝进行跟踪检验。

10.2.3 根据检验结果采取如下处理措施:

- a) 若发现筒体或焊缝有表面裂纹,首先应分析裂纹性质、产生原因及时期,根据裂纹的性质和产生原因及时采取相应的措施;表面裂纹和其他表面缺陷原则上可磨除,磨除后对该部位壁厚进行测量,必要时按 GB/T 9222—2008 进行壁厚校核,依据校核结果决定是否进行补焊或监督运行。
- b) 汽包的补焊按 DL/T 734 执行。
- c) 对超标缺陷较多,超标幅度较大,暂时又不具备处理条件的,或采用一般方法难以确定裂纹等超标缺陷严重程度和发展趋势时,按 GB/T 19624—2004 进行安全性和剩余寿命评估;如评定结果为不可接受的缺陷,则应进行补焊,或降参数运行和加强运行监督等措施。

10.2.4 对按基本负荷设计的频繁启停的机组,应按 GB/T 9222—2008 对汽包的低周疲劳寿命进行校核。国外引进的锅炉,可按生产国规定的汽包疲劳寿命计算方法进行。

10.2.5 对已投入运行的含较严重超标缺陷的汽包,应尽量降低锅炉启停过程中的温升、温降速度,尽量减少启停次数,必要时可视具体情况,缩短检查的间隔时间或降参数运行。

10.2.6 直流锅炉汽水分离器、储水罐的检验监督,可参照汽包的技术监督规定进行。

11 给水管道的和低温联箱的金属监督

11.1 制造、安装检验

11.1.1 给水管道的材料、制造和安装检验应按照 7.1 中的相关条款执行。

11.1.2 低温联箱材料、制造和安装检验应按照 8.1 中的相关条款执行。

11.2 机组运行期间的检验监督

11.2.1 机组每次 A 级检修或 B 级检修,应对拆除保温层的管道、联箱部位,检验筒体、焊缝和弯头/弯管的外观质量,一旦发现表面裂纹、严重划痕、重皮和严重碰磨等缺陷,应予以消除,清除处的实际壁厚不应小于按 GB/T 9222—2008 计算的筒体、管道的最小需要壁厚;首次检验应对主给水管道的阀门后的管段和第一个弯头进行检验。

11.2.2 机组每次 A 级检修或 B 级检修, 对与联箱和给水管道相联的小口径管 (疏水管、测温管、压力表管、空气管、安全阀、排气阀、充氮、取样、压力信号管等) 管座角焊缝按 10% 进行检验, 但至少应抽取 5 个; 检验内容包括角焊缝外观质量、表面探伤; 以后的检验逐步增加比例, 后次抽查部位为前次未检部位, 至 10 万 h 完成进行 100% 检验; 对运行 10 万 h 的小口径管, 根据实际情况, 尽可能全部更换。

11.2.3 机组每次 A 级检修或 B 级检修对联箱筒体焊缝 (封头焊缝、管座角焊缝以及与联箱连接的大直径三通焊缝) 至少抽取 1 道焊缝进行无损探伤。以后的检验逐步增加抽查比例, 后次大修的抽查部位为前次未检部位, 至 10 万 h 完成 100% 检验。检验的排序按制造安装前检验结果确定。此后的检验重点为缺陷相对严重的焊缝, 表面探伤按 JB/T 4730—2005 执行, 超声波探伤按 DL/T 820 规定执行。

11.2.4 每次 A 级检修对吊耳与联箱焊缝进行外观质量检验和表面探伤, 必要时进行超声波探伤。

11.2.5 机组每次 A 级检修或 B 级检修对主给水管道焊缝及应力集中部位按 10% 进行外观质量检验和超声波探伤; 以后的检验逐步增加抽查比例, 后次大修的抽查部位为前次未检部位, 至 10 万 h 完成 100% 检验。检验的排序按制造安装前检验结果确定。此后的检验重点为缺陷相对严重的焊缝, 表面探伤按 JB/T 4730—2005 执行, 超声波探伤按 DL/T 820 规定执行。

11.2.6 机组每次 A 级检修或 B 级检修对主给水管道的三通、阀门进行外表面检验, 一旦发现可疑缺陷, 应进行表面探伤, 必要时进行超声波探伤。

11.2.7 机组每次 A 级检修或 B 级检修, 应对主给水管道系统、联箱焊缝上相对较严重的缺陷进行复查; 对偏离硬度正常值的区段和焊缝进行跟踪检验。

12 汽轮机部件的金属监督

12.1 安装前质量检验

12.1.1 对汽轮机转子大轴、叶轮、叶片、喷嘴、隔板和隔板套等部件, 出厂前应进行以下资料审查:

- a) 制造商提供的部件质量证明书有关技术指标应符合现行国家或行业技术标准; 对进口锻件, 除应符合有关国家的技术标准和合同规定的技术条件外, 应有商检合格证明单; 汽轮机转子大轴、叶轮、叶片材料及制造有关技术条件参见附录 B。
- b) 转子大轴、轮盘及叶轮的技术指标包括:
 - 1) 部件图纸。
 - 2) 材料牌号。
 - 3) 锻件制造商。
 - 4) 坯料的冶炼、锻造及热处理工艺。
 - 5) 化学成分。
 - 6) 力学性能: 拉伸、硬度、冲击、脆性形貌转变温度 $FATT_{50}$ 或 $FATT_{20}$ 。
 - 7) 金相组织、晶粒度。
 - 8) 残余应力测量结果。
 - 9) 无损探伤结果。
 - 10) 几何尺寸。
 - 11) 转子热稳定性试验结果。
 - 12) 叶轮、叶片等部件的技术指标参照上述指标可增减。

12.1.2 汽轮机安装前应进行如下检验:

- a) 对汽轮机转子、叶轮、叶片、喷嘴、隔板和隔板套等部件的完好情况、是否存在制造缺陷进行检验, 对易出现缺陷的部位重点检查。外观质量检验主要检查部件表面有无裂纹、严重划痕、碰撞痕印, 依据检验结果作出处理措施。
- b) 对汽轮机转子进行圆周和轴向硬度检验, 圆周不少于 4 个截面, 且应包括转子两个端面, 高中

压转子有一个截面应选在调速级轮盘侧面；每一截面周向间隔 90° 进行硬度检验，同一圆周线上的硬度值偏差不应超过 $\Delta 30\text{HB}$ ，同一母线的硬度值偏差不应超过 $\Delta 40\text{HB}$ 。

- c) 若制造厂未提供转子探伤报告或对其提供的报告有疑问时，应进行无损探伤。转子中心孔无损探伤按 DL/T 717 执行，焊接转子无损探伤按 DL/T 505 执行，实心转子探伤按 DL/T 930 执行。
- d) 各级推力瓦和轴瓦的超声波探伤，应检查是否有脱胎或其他缺陷。
- e) 镶焊有司太立合金的叶片，应对焊缝进行无损探伤。叶片无损探伤按 DL/T 714、DL/T 925 执行。
- f) 对隔板进行外观质量检验和表面探伤。

12.2 机组运行期间的检验监督

12.2.1 机组投运后每次 A 级检修对转子大轴轴颈、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，叶片、叶片拉金、拉金孔和围带等部位，喷嘴、隔板、隔板套等部件进行表面检验，应无裂纹、严重划痕、碰撞痕印。有疑问时进行表面探伤。

12.2.2 机组投运后首次 A 级检修对高、中压转子大轴进行硬度检验和金相组织检验。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）；金相组织检验部位为调速级叶轮侧平面，金相组织检验完后需对检验点多次清洗。此后每次 A 级检修在调速级叶轮侧平面首次检验点邻近区域进行硬度检验；若硬度相对首次检验无明显变化，可不进行金相组织检验。

12.2.3 机组每次 A 级检修对低压转子末三级叶片和叶根、高中压转子末一级叶片和叶根进行无损探伤；对高、中、低压转子末级套装叶轮轴向键槽部位进行超声波探伤，叶片探伤按 DL/T 714、DL/T 925 执行。

12.2.4 机组运行 10 万 h 后的第 1 次 A 级检修，视设备状况对转子大轴进行无损探伤；带中心孔的汽轮机转子，可采用内窥镜、超声波、涡流等方法对转子进行检验；若为实心转子，则对转子进行表面和超声波探伤。下次检验为 2 个 A 级检修期后。转子中心孔无损探伤按 DL/T 717 执行。焊接转子无损探伤按 DL/T 505 执行，实心转子探伤按 DL/T 930 执行。

12.2.5 运行 20 万 h 的机组，每次 A 级检修应对转子大轴进行无损探伤。

12.2.6 对存在超标缺陷的转子，按照 DL/T 654 用断裂力学的方法进行安全性评定和缺陷扩展寿命估算；同时根据缺陷性质、严重程度制定相应的安全运行监督措施。

12.2.7 机组运行中出现异常工况：如严重超速、超温、转子水激弯曲等，应视损伤情况对转子进行硬度、无损探伤等。

12.2.8 根据设备状况，结合机组 A 级检修或 B 级检修，对各级推力瓦和轴瓦进行外观质量检验和无损探伤。

12.2.9 根据检验结果采取如下处理措施：

- a) 对表面较浅缺陷，应磨除。
- b) 叶片产生裂纹时，应更换；或割除开裂叶片和位向相对应的叶片（ 180° ），必要时进行动平衡试验。
- c) 叶片产生严重冲蚀时，应修补或更换。
- d) 高、中压转子调速级叶轮根部的变截面 R 处和汽封槽等部位产生裂纹后，应对裂纹进行车削处理，车削后应进行表面探伤以保证裂纹完全消除，且应在消除裂纹后再车削约 1mm 以消除疲劳硬化层，然后进行轴径强度校核，同时进行疲劳寿命估算。转子疲劳寿命估算按照 DL/T 654 执行。

12.2.10 机组进行超速试验时，转子大轴的温度不应低于转子材料的脆性转变温度。

13 发电机部件的金属监督

13.1 安装前的检验

13.1.1 发电机转子大轴、护环等部件，出厂前应进行以下资料审查：

- a) 制造商提供的部件质量证明书有关技术指标应符合现行国家或行业技术标准;对进口锻件,除应符合有关国家的技术标准和合同规定的技术条件外,应有商检合格证明单;发电机转子大轴、护环材料及制造有关技术条件参见附录 B。
- b) 转子大轴和护环的技术指标包括:
 - 1) 部件图纸。
 - 2) 材料牌号。
 - 3) 锻件制造商。
 - 4) 坯料的冶炼、锻造及热处理工艺。
 - 5) 化学成分。
 - 6) 力学性能:拉伸、硬度、冲击、脆性形貌转变温度 $FATT_{50}$ 或 $FATT_{20}$ (对护环不要求 $FATT$)。
 - 7) 金相组织、晶粒度。
 - 8) 残余应力测量结果。
 - 9) 无损探伤结果。
 - 10) 发电机转子电磁特性检验结果。
 - 11) 几何尺寸。

13.1.2 发电机转子安装前应进行如下检验:

- a) 对发电机转子大轴、护环等部件的完好情况和是否存在制造缺陷进行检验,对易出现缺陷的部位重点检查。外观质量检验主要检查部件表面有无裂纹、严重划痕、碰撞痕印,依据检验结果作出处理措施。
- b) 若制造商未提供转子探伤报告或对其提供的报告有疑问时,应对转子进行无损探伤。
- c) 对转子大轴进行圆周和轴向硬度检验,圆周不少于 4 个截面且应包括转子两个端面,每一截面周向间隔 90° 进行硬度检验。同一圆周的硬度值偏差不应超过 $\Delta 30HB$,同一母线的硬度值偏差不应超过 $\Delta 40HB$ 。

13.2 机组运行期间的检验监督

13.2.1 机组投运后每次 A 级检修对转子大轴(特别注意变截面位置)、护环、风冷扇叶等部件进行表面检验,主要检查表面有无裂纹、严重划痕、碰撞痕印,有疑问时进行无损探伤;对表面较浅的缺陷应磨除;转子若经磁粉探伤后应进行退磁。

13.2.2 机组运行 10 万 h 后的第 1 次 A 级检修,应视设备状况对转子大轴的可检测部位进行无损探伤。以后的检验为 2 个 A 级检修周期。

13.2.3 对存在超标缺陷的转子,按照 DL/T 654 用断裂力学的方法进行安全性评定和缺陷扩展寿命估算;同时根据缺陷性质和严重程度,制定相应的安全运行监督措施。

13.2.4 机组运行 10 万 h 后的第 1 次 A 级检修,对护环进行无损探伤。以后的检验为 2 个 A 级检修周期。

13.2.5 对 Mn18Cr18 系材料的护环,在机组第 3 次 A 级检修开始进行晶间裂纹检查(通过金相检查),金相组织检验完后要对检查点多次清洗;对存在晶间裂纹的护环,应作较详细的检查,根据缺陷情况,确定消缺方案或更换。

13.2.6 机组超速试验时,转子大轴的温度不应低于材料的脆性转变温度。

14 紧固件的金属监督

14.1 对大于等于 M32 的高温紧固件的质量检验按 GB/T 20410—2006 中相关条款执行。

14.2 高温紧固件的选材原则、安装前和运行期间的检验、更换及报废按 DL/T 439 中的相关条款执行。

14.3 汽轮机/发电机大轴连接螺栓安装前应进行外观质量、光谱、硬度检验和表面探伤,机组每次检修应进行外观质量检验和无损探伤。

15 大型铸件的金属监督

15.1 安装前的检验

15.1.1 大型铸件如汽缸、汽室、主汽门、调速汽门、平衡环、阀门等部件，安装前应进行以下资料审查：

- a) 制造商提供的部件质量证明书有关技术指标应符合现行国家或行业技术标准；对进口部件，除应符合有关国家的技术标准和合同规定的技术条件外，应有商检合格证明单。汽缸、汽室、主汽门、阀门等材料及制造有关技术条件参见附录 B。
- b) 部件的技术指标包括：
 - 1) 部件图纸。
 - 2) 材料牌号。
 - 3) 坯料制造商。
 - 4) 化学成分。
 - 5) 坯料的冶炼、铸造和热处理工艺。
 - 6) 力学性能：拉伸、硬度、冲击、脆性形貌转变温度 $FATT_{50}$ 或 $FATT_{20}$ 。
 - 7) 金相组织。
 - 8) 射线或超声波探伤结果。特别注意铸钢件的关键部位，包括铸件的所有浇口、冒口与铸件的相接处、截面突变处以及焊缝端头的预加工处。

15.1.2 部件安装前应进行如下检验：

- a) 铸件 100% 进行外表面和内表面可视部位的检查，内外表面应光洁，不得有裂纹、缩孔、粘砂、冷隔、漏焊、砂眼、疏松及尖锐划痕等缺陷，必要时进行表面探伤；若存在上述缺陷，则应完全清除，清理处的实际壁厚不得小于壁厚偏差所允许的最小值且应圆滑过渡；若清除处的实际壁厚小于壁厚的最小值，则应进行补焊。对挖补部位应进行无损探伤和金相、硬度检验。汽缸补焊按 DL/T 753 执行。
- b) 汽缸的螺栓孔应进行无损探伤。
- c) 若制造厂未提供部件探伤报告或对其提供的报告有疑问时，应进行无损探伤；若含有超标缺陷，加倍复查。
- d) 铸件的硬度检验，特别要注意部件的高温区段。

15.2 机组运行期间的检验监督

15.2.1 机组每次 A 级检修对受监的大型铸件进行表面检验，有疑问时进行无损探伤，特别要注意高压汽缸高温区段的内表面、结合面和螺栓孔部位以及主汽门内表面。

15.2.2 大型铸件发现表面裂纹后，应进行打磨或打止裂孔，若打磨处的实际壁厚小于壁厚的最小值，根据打磨深度由金属监督专责工程师提出是否挖补。对挖补部位应进行无损探伤和金相组织、硬度检验。

15.2.3 根据部件状况，确定是否对部件进行超声波探伤。

16 金属技术监督管理

16.1 根据本标准，各电力集团（公司）应制订各自企业相应的金属监督技术标准。

16.2 各电力集团（公司）每年至少召开一次金属监督工作会，交流开展金属技术监督的经验，了解国内外关于火力发电厂金属监督的最新动态、最新技术、总结经验，制订本企业金属监督的计划及规程的制修订，宣贯有关金属监督的标准、规程等。

16.3 各火力发电厂、电力建设公司、电力修造企业应不定期召开金属监督工作会，交流本企业金属技术监督的情况、总结经验，宣贯有关金属监督的标准、规程等。

16.4 金属技术监督专责（或兼职）工程师具体负责本企业的金属技术监督工作，制订各自企业金属技

术监督工作计划,编写年度工作总结和有关专题报告,建立金属监督技术档案。

16.5 受监部件检验应出具检验报告,报告中应注明被检部件名称、材料牌号、部件服役条件、检验方法、项目、内容、日期、结果,以及需要说明的问题。报告由检验人员签字,并经相关人员审核批准。

16.6 各级企业应建立健全金属技术监督数据库,实行定期报表制度,使金属技术监督规范化、科学化、数字化和微机化。

16.7 修造企业制作的产品,其技术档案包括产品的设计、制造、改型和产品质量证明书以及质量检验报告等技术资料,应建立档案。

16.8 电力建设安装单位应按部件根据本标准所规定的检验内容,建立健全金属技术监督档案。

16.9 火力发电厂应建立健全机组金属监督的原始资料、运行和检修检验、技术管理的档案。

16.9.1 原始资料档案。

- a) 受监金属部件的制造资料包括部件的质量保证书或产品质保书。通常应包括部件材料牌号、化学成分、热加工工艺、力学性能、结构几何尺寸、强度计算书等。
- b) 受监金属部件的监造、安装前检验技术报告和资料。
- c) 四大管道设计图、安装技术资料等。
- d) 安装、监理单位移交的有关技术报告和资料。

16.9.2 运行和检修检验技术档案。

- a) 机组投运时间、累计运行小时数。
- b) 机组或部件的设计、实际运行参数。
- c) 受监部件是否有过长时间的偏离设计参数(温度、压力等)运行。
- d) 检修检验技术档案应按机组号、部件类别建立档案。应包括部件的运行参数(压力、温度、转速等)、累计运行小时数、维修与更换记录、事故记录和事故分析报告、历次检修的检验记录或报告等。主要部件的档案有:
 - 1) 四大管道的检验监督档案;
 - 2) 受热面管子的检验监督档案;
 - 3) 汽包/汽水分离器的检验监督档案;
 - 4) 各类联箱的检验监督档案;
 - 5) 汽轮机部件的检验监督档案;
 - 6) 发电机部件的检验监督档案;
 - 7) 高温紧固件的检验监督档案;
 - 8) 大型铸件的检验监督档案;
 - 9) 各类压力容器的检验监督档案;
 - 10) 主给水管道的检验监督档案。

16.9.3 技术管理档案。

- a) 不同类别的金属技术监督规程、导则。
- b) 金属技术监督网的组织机构和职责条例。
- c) 金属技术监督工作计划、总结等档案。
- d) 焊工技术管理档案。
- e) 专项检验试验报告。
- f) 仪器设备档案。

附 录 A
(规范性附录)
金属技术监督工程师职责

A.1 火力发电厂金属技术监督专责(或兼职)工程师职责

- A.1.1 协助总工程师组织贯彻上级有关金属技术监督标准、规程、条例和制度,督促检查金属技术监督实施情况。
- A.1.2 组织制定本单位的金属技术监督规章制度和实施细则,负责编写金属技术监督工作计划和工作总结。
- A.1.3 审定机组安装前、安装过程和检修中金属技术监督检验项目。
- A.1.4 及时向厂有关领导和上级主管(公司)呈报金属监督报表、大修工作总结、事故分析报告和其他专题报告。
- A.1.5 参与有关金属技术监督部件的事故调查以及反事故措施的制订。
- A.1.6 参与机组安装前、安装过程和检修中金属技术监督中出现问题的处理。
- A.1.7 负责组织金属技术监督工作的实施。
- A.1.8 组织建立健全金属技术监督档案。

A.2 电力建设工程公司金属技术监督专责(或兼职)工程师职责

- A.2.1 审定机组安装前和安装过程中金属技术监督检验项目。
- A.2.2 在受监金属部件的组装、安装过程中,对金属技术监督的实施进行监督和指导;参与机组安装前和安装过程中金属技术监督中出现问题的处理。
- A.2.3 检验控制机组安装过程中的材料质量,防止错材、不合格的钢材和部件的使用。
- A.2.4 检验控制焊接质量。

A.3 修造单位金属技术监督专责(或兼职)工程师职责

- A.3.1 修造单位金属技术监督专责(或兼职)工程师应做好 A.1 中相关条款规定的职责。
- A.3.2 制造属于受监范围内的备品、配件时,应监督检查把好“三关”,即把好防止错用钢材、焊接质量和热处理关,以保证产品质量。
- A.3.3 受监范围内的产品出厂时,监督审定产品质保书中与金属材料有关的内容。

A.4 物资供应单位金属技术监督专责(或兼职)工程师职责

- A.4.1 物资供应单位金属技术监督专责(或兼职)工程师应做好 A.1 中相关条款的规定职责。
- A.4.2 监督检查受监范围内的钢材、备品和配件所附的质量保证书、合格证是否齐全或有误。
- A.4.3 督促做好钢材和备品、配件的质量验收、保管和发放工作,严防错收、错发。

附录 B
(资料性附录)

电站常用金属材料 and 重要部件国内外技术标准

B.1 国内标准

- GB 713—2008 锅炉和压力容器用钢板
- GB/T 1220—2007 不锈钢棒
- GB/T 1221—2007 耐热钢棒
- GB/T 3077—1999 合金结构钢技术条件
- GB 5310—2008 高压锅炉用无缝钢管
- GB/T 8732—2004 汽轮机叶片用钢
- GB/T 9222—2008 水管锅炉受压元件强度计算
- GB/T 12459—2005 钢制对焊无缝管件
- GB 13296—2007 锅炉、热交换器用不锈钢无缝钢管
- GB/T 19624—2004 在用含缺陷压力容器安全评定
- GB/T 20410—2006 涡轮机高温螺栓用钢
- DL/T 439—2006 火力发电厂高温紧固件技术导则
- DL/T 440—2004 在役电站锅炉汽包的检验及评定规程
- DL/T 441—2004 火力发电厂高温高压蒸汽管道蠕变监督规程
- DL 473—1992 大直径三通锻件技术条件
- DL/T 505—2005 汽轮机主轴焊缝超声波探伤规程
- DL/T 515—2004 电站弯管
- DL/T 561—1995 火力发电厂水汽化学监督导则
- DL/T 586—2008 电力设备用户监造技术导则
- DL 612—1996 电力工业锅炉压力容器监察规程
- DL/T 616—2006 火力发电厂汽水管道与支吊架维修调整导则
- DL 647—2004 电站锅炉压力容器检验规程
- DL/T 652—1998 金相复型技术工艺导则
- DL/T 654—2009 火电机组寿命评估技术导则
- DL/T 674—1999 火电厂用 20 号钢珠光体球化评级标准
- DL/T 678—1999 电站钢结构焊接通用技术条件
- DL/T 679—1999 焊工技术考核规程
- DL/T 694—1999 高温紧固螺栓超声波检验技术导则
- DL/T 695—1999 电站钢制对焊管件
- DL/T 714—2000 汽轮机叶片超声波检验技术导则
- DL/T 715—2000 火力发电厂金属材料选用导则
- DL/T 717—2000 汽轮发电机组转子中心孔检验技术导则
- DL/T 718—2000 火力发电厂铸造三通、弯头超声波探伤方法
- DL/T 734—2000 火力发电厂锅炉汽包焊接修复技术导则
- DL/T 748—1—2001 火力发电厂锅炉机组检修导则
- DL/T 752—2001 火力发电厂异种钢焊接技术规程
- DL/T 753—2001 汽轮机铸钢件补焊技术导则

- DL/T 773—2001 火电厂用 12CrMoV 钢球化评级标准
- DL/T 785—2001 火力发电厂中温中压管道（件）安全技术导则
- DL/T 786—2001 碳钢石墨化检验及评级标准
- DL/T 787—2001 火力发电厂用 15CrMo 钢珠光体球化评级标准
- DL/T 819—2002 火力发电厂焊接热处理技术规程
- DL/T 820—2002 管道焊接接头超声波检验技术规程
- DL/T 821—2002 钢制承压管道对接焊接接头射线检验技术规程
- DL/T 850—2004 电站配管
- DL/T 868—2004 焊接工艺评定规程
- DL/T 869—2004 火力发电厂焊接技术规程
- DL/T 874—2004 电力工业锅炉压力容器安全监督管理（检验）工程师资格考试规则
- DL/T 882—2004 火力发电厂金属专业名词术语
- DL/T 884—2004 火电厂金相检验与评定技术导则
- DL/T 905—2004 汽轮机叶片焊接修复技术导则
- DL/T 925—2005 汽轮机叶片涡流检验技术导则
- DL/T 930—2005 整锻式汽轮机实心转子体超声波检验技术导则
- DL/T 939—2005 火力发电厂锅炉受热面管监督检验技术导则
- DL/T 940—2005 火力发电厂蒸汽管道寿命评估技术导则
- DL/T 991—2006 电力设备金属光谱分析技术导则
- DL/T 999—2006 电站用 2.25Cr-1Mo 钢球化评级标准
- DL 5011—1992 电力建设施工及验收技术规范（汽轮机机组篇）
- DL 5031—1994 电力建设施工及验收技术规范（管道篇）
- DL/T 5047—1995 电力建设施工及验收技术规范（锅炉机组篇）
- DL/T 5054—1996 火力发电厂汽水管道设计技术规定
- DL/T 5366—2006 火力发电厂汽水管道应力计算技术规程
- JB/T 1265—2002 25MW~200MW 汽轮机转子体和主轴锻件技术条件
- JB/T 1266—2002 25MW~200MW 汽轮机轮盘及叶轮锻件技术条件
- JB/T 1267—2002 50MW~200MW 汽轮发电机转子锻件技术条件
- JB/T 1268—2002 50MW~200MW 汽轮发电机无磁性护环锻件技术条件
- JB/T 1269—2002 汽轮发电机磁性环锻件技术条件
- JB/T 1581—1996 汽轮机、汽轮发电机转子和主轴锻件超声波探伤方法
- JB/T 1582—1996 汽轮机叶轮锻件超声波探伤方法
- JB/T 1609—1993 锅炉锅筒制造技术条件
- JB/T 1610—1993 锅炉集箱制造技术条件
- JB/T 1611—1993 锅炉管子制造技术条件
- JB/T 1613—1993 锅炉受压元件焊接技术条件
- JB/T 1620—1993 锅炉钢结构技术条件
- JB/T 3073.5—1993 汽轮机用铸造静叶片技术条件
- JB/T 3375—2002 锅炉用材料入厂验收规则
- JB/T 3595—2002 电站阀门一般要求
- JB/T 4707—2000 等长双头螺柱
- JB/T 4708—2000 钢制压力容器焊接工艺评定
- JB/T 4709—2000 钢制压力容器焊接规程

- JB/T 4726—2000 压力容器用碳素钢和低合金钢锻件
- JB/T 4728—2000 压力容器用不锈钢锻件
- JB/T 4730—2005 承压设备无损检测
- JB/T 5255—1991 焊制鳍片管（屏）技术条件
- JB/T 5263—2005 电站阀门铸钢件技术条件
- JB/T 6315—1992 汽轮机焊接工艺评定
- JB/T 6439—2008 阀门受压件磁粉探伤检验
- JB/T 6440—2008 阀门受压铸钢件射线照相检验
- JB/T 6509—1992 小直径弯管技术条件
- JB/T 7024—2002 300MW 及以上汽轮机缸体铸钢件技术条件
- JB/T 7025—2004 25MW 以下汽轮机转子体和主轴锻件技术条件
- JB/T 7026—2004 50MW 以下汽轮发电机转子锻件技术条件
- JB/T 7027—2002 300MW 及以上汽轮机转子体锻件技术条件
- JB/T 7028—2004 25MW 以下汽轮机轮盘及叶轮锻件技术条件
- JB/T 7029—2004 50MW 以下汽轮发电机无磁性护环锻件技术条件
- JB/T 7030—2002 300MW~600MW 汽轮发电机无磁性护环锻件技术条件
- JB/T 7178—2002 300MW~600MW 汽轮发电机转子锻件技术条件
- JB/T 8705—1998 50MW 以下汽轮发电机无中心孔转子锻件技术条件
- JB/T 8706—1998 50~200MW 汽轮发电机无中心孔转子锻件技术条件
- JB/T 8707—1998 300MW 以上汽轮机无中心孔转子锻件技术条件
- JB/T 8708—1998 300~600MW 汽轮发电机无中心孔转子锻件技术条件
- JB/T 9625—1999 锅炉管道附件承压铸钢件技术条件
- JB/T 9626—1999 锅炉锻件技术条件
- JB/T 9628—1999 汽轮机叶片磁粉探伤方法
- JB/T 9630.1—1999 汽轮机铸钢件磁粉探伤及质量分级方法
- JB/T 9630.2—1999 汽轮机铸钢件超声波探伤及质量分级方法
- JB/T 9632—1999 汽轮机主汽管和再热汽管的弯管技术条件
- JB/T 50197—2000 6MW~600MW 汽轮机转子和主轴锻件产品质量分等（内部使用）
- JB/T 53485—2000 50MW 以下发电机转子锻件产品质量分等（内部使用）
- JB/T 53496—2000 60MW~600MW 发电机转子锻件产品质量分等（内部使用）
- YB/T 158—1999 汽轮机螺栓用合金结构钢棒
- YB/T 2008—2007 不锈钢无缝钢管圆管坯
- YB/T 5137—2007 高压用无缝钢管圆管坯
- YB/T 5222—2004 优质碳素钢圆管坯

B.2 国外标准

- ASME SA—20/SA—20M 压力容器用钢板通用技术条件
- ASME SA—106/SA—106M 高温用无缝碳钢公称管
- ASME A—182/SA—182M 高温用锻制或轧制合金钢和不锈钢法兰、锻制管件、阀门和部件
- ASME SA—193/SA—193M 高温用合金钢和不锈钢螺栓材料
- ASME SA—194/SA—194M 高温高压螺栓用碳钢和合金钢螺母
- ASME SA—209/SA—209M 锅炉和过热器用无缝碳钼合金钢管子
- ASME SA—210/SA—210M 锅炉和过热器用无缝中碳钢管子
- ASME SA—213/SA—213M 锅炉、过热器和换热器用无缝铁素体和奥氏体合金钢管子

ASME SA—234/SA-234M	中温与高温下使用的锻制碳素钢及合金钢管配件
ASME SA—299/SA-299M	压力容器用碳锰硅钢板
ASME SA—335/SA-335M	高温用无缝铁素体合金钢公称管
ASME SA—450/SA-450M	碳钢、铁素体合金钢和奥氏体合金钢管子通用技术条件
ASME SA—515/SA-515M	中、高温压力容器用碳素钢板
ASME SA—516/SA-516M	中、低温压力容器用碳素钢板
ASME SA—672/SA-672M	中温高压用电熔化焊钢管
ASME SA—691/SA-691M	高温、高压用碳素钢和合金钢电熔化焊钢管
ASME SA—999/SA-999M	合金钢和不锈钢公称管通用技术条件
ASME B31.1	动力管道
BS EN 10222	承压用钢制锻件
BS EN 10295	耐热钢铸件
DIN EN 10216	承压用无缝钢管交货技术条件
EN 10095	耐热钢和镍合金
EN 10246	钢管无损检测
JIS G3203	高温压力容器用合金钢锻件
JIS G3463	锅炉、热交换器用不锈钢管
JIS G4107	高温用合金钢螺栓材料
JIS G5151	高温高压装置用铸钢件
ГОСТ 5520	锅炉和压力容器用碳素钢、低合金钢和合金钢板技术条件
ГОСТ 5632	耐蚀、耐热及热强合金钢牌号和技术条件
ГОСТ 18968	汽轮机叶片用耐蚀及热强钢棒材和扁钢
ГОСТ 20072	耐热钢技术条件

附录 C
(规范性附录)
电站常用金属材料硬度值

电站常用金属材料硬度参考值参见表 C.1。

表 C.1 电站常用金属材料硬度值表

材 料	参考标准及要求 HB	控制范围 HB	备 注
210C	ASTM A210, ≤179	130~179	
T1a、20MoG STBA12、15Mo3	ASTM A209, ≤153	125~153	
T2、T11、T12、T21 T22、10CrMo910	ASTM A213, ≤163	120~163	
P2、P11、P12、/P21 P22、10CrMo910		125~179	
P2、P11、P12、/P21 P22、10CrMo910 类管件		130~197	焊缝下限不低于母材, 上限不大于 241
T23	ASTM A213, ≤220	150~220	
12Cr2MoWVTiB (G102)		150~220	
T24	ASTM A213, ≤250	180~250	
T/P91、T/P92、 T911、T/P122	ASTM A213, ≤250 ASTM A335, ≤250	180~250	“P”类管的硬度参照“T”类管
(T/P91、T/P92、 T911、T/P122) 焊缝		180~270	
WB36	ASME code case2353, ≤252	180~252	焊缝不低于母材硬度
A515、A106B、A106C、A672 B70 类管件		130~197	焊缝下限不低于母材, 上限不大于 241
12CrMo	GB 3077, ≤179	120~179	
15CrMo	JB4726, 118~180 (<i>R_m</i> : 440~610) JB4726, 115~178 (<i>R_m</i> : 430~600)	118~180 115~178	
12Cr1MoV	GB 3077, ≤179	135~179	
15Cr1Mo1V		135~180	
F2	ASTM A182, 143~192	143~192	锻制或轧制管件、 阀门和部件
F11, 1 级	ASTM A182, 121~174	121~174	
F11, 2 级	ASTM A182, 143~207	143~207	
F11, 3 级	ASTM A182, 156~207	156~207	
F12, 1 级	ASTM A182, 121~174	121~174	
F12, 2 级	ASTM A182, 143~207	143~207	
F22, 1 级	ASTM A182, ≤170	130~170	

表 C.1 (续)

材 料	标准及要求 HB	控制范围 HB	备 注
F22, 3 级	ASTM A182, 156~207	156~207	锻制或轧制管件、 阀门和部件
F91	ASTM A182, ≤248	175~248	
F92	ASTM A182, ≤269	180~269	
F911	ASTM A182, 187~248	187~248	
F122	ASTM A182, ≤250	177~250	
20	JB4726, 106~159	106~159	压力容器用碳素钢 和低合金钢锻件
35	JB4726, 136~200 (<i>R_m</i> : 510~670)	136~200	
	JB4726, 130~190 (<i>R_m</i> : 490~640)	130~190	
16Mn	JB4726, 121~178 (<i>R_m</i> : 450~600)	121~178	
20MnMo	JB4726, 156~208 (<i>R_m</i> : 530~700)	156~208	
	JB4726, 136~201 (<i>R_m</i> : 510~680)	136~201	
	JB4726, 130~196 (<i>R_m</i> : 490~660)	130~196	
35CrMo	JB4726, 185~235 (<i>R_m</i> : 620~790)	185~235	压力容器用 不锈钢锻件
	JB4726, 180~223 (<i>R_m</i> : 610~780)	180~223	
0Cr18Ni9 0Cr17Ni12Mo2	JB4728, 139~187 (<i>R_m</i> : 520) JB4728, 131~187 (<i>R_m</i> : 490)	139~187 131~187	
1Cr18Ni9	GB 1220, ≤187	140~187	
0Cr17Ni12Mo2	GB 1220, ≤187	140~187	
0Cr18Ni11Nb	GB 1220, ≤187	140~187	
TP304H、TP316H、TP347H	ASTM A213, ≤192	140~192	
1Cr13		192~211	动叶片
2Cr13		212~277	动叶片
1Cr11MoV		212~277	动叶片
1Cr12MoWV		229~311	动叶片
ZG20CrMo	JB/T 7024, 135~180	135~180	
ZG15Cr1Mo	JB/T 7024, 140~220	140~220	
ZG15Cr2Mo1	JB/T 7024, 140~220	140~220	
ZG20CrMoV	JB/T 7024, 140~220	140~220	
ZG15Cr1Mo1V	JB/T 7024, 140~220	140~220	
35	DL/T 439, 146~196	146~196	螺栓
45	DL/T 439, 187~229	187~229	螺栓
20CrMo	DL/T 439, 197~241	197~241	螺栓
35CrMo	DL/T 439, 241~285	241~285	螺栓 (直径大于 50mm)

表 C.1 (续)

材 料	标准及要求 HB	控制范围 HB	备 注
35CrMo	DL/T 439, 255~311	255~311	螺栓 (直径不大于 50mm)
42CrMo	DL/T 439, 248~311	248~311	螺栓 (直径大于 65mm)
42CrMo	DL/T 439, 255~321	255~321	螺栓 (直径不大于 65mm)
25Cr2MoV	DL/T 439, 248~293	248~293	螺栓
25Cr2Mo1V	DL/T 439, 248~293	248~293	螺栓
20Cr1Mo1V1	DL/T 439, 248~293	248~293	螺栓
20Cr1Mo1VTiB	DL/T 439, 255~293	255~293	螺栓
20Cr1Mo1VNbTiB	DL/T 439, 252~302	252~302	螺栓
20Cr12NiMoWV (C422)	DL/T 439, 277~331	277~331	螺栓
2Cr12NiW1Mo1V	东方汽轮机厂标准	291~321	螺栓
2Cr11Mo1NiWVNbN	东方汽轮机厂标准	290~321	螺栓
45Cr1MoV	东方汽轮机厂标准	248~293	螺栓
R-26 (Ni—Cr—Co 合金)	DL/T 439, 262~331	262~331	螺栓
GH445	DL/T 439, 262~331	262~331	螺栓
ZG20CrMo	JB/T 7024, 135~180	135~180	汽缸
ZG15Cr1Mo ZG15Cr2Mo ZG20Cr1MoV ZG15Cr1Mo1V	JB/T 7024, 140~220	140~220	汽缸
注: 表中 R_m 为材料的抗拉强度, 单位为 MPa			

附 录 D
(规范性附录)
低合金耐热钢蠕变损伤评级

D.1 蠕变损伤检查方法按 DL/T 884—2004 执行。
D.2 蠕变损伤评级见表 D.1。

表 D.1 低合金耐热钢蠕变损伤评级

评级	微观组织形貌
1	新材料。正常金相组织
2	珠光体或贝氏体已经分散，晶界有碳化物析出，碳化物球化达到 2 级~3 级
3	珠光体或贝氏体基本分散完毕，略见其痕迹，碳化物球化达到 4 级
4	珠光体或贝氏体完全分散，碳化物球化达到 5 级，碳化物颗粒明显长大且在晶界呈具有方向性（与最大应力垂直）的链状析出
5	晶界上出现一个或多个晶粒长度的微裂纹

DL/T 438—2009

代替 DL 438—2000

中 华 人 民 共 和 国
电 力 行 业 标 准
火力发电厂金属技术
监 督 规 程
DL/T 438 — 2009
代替 DL 438 — 2000

*

中国电力出版社出版、发行
(北京三里河路6号 100044 <http://www.cepp.com.cn>)
北京博图彩色印刷有限公司印刷

*

2009年12月第一版 2009年12月北京第一次印刷
880毫米×1230毫米 16开本 2.25印张 62千字
印数 0001—3000册

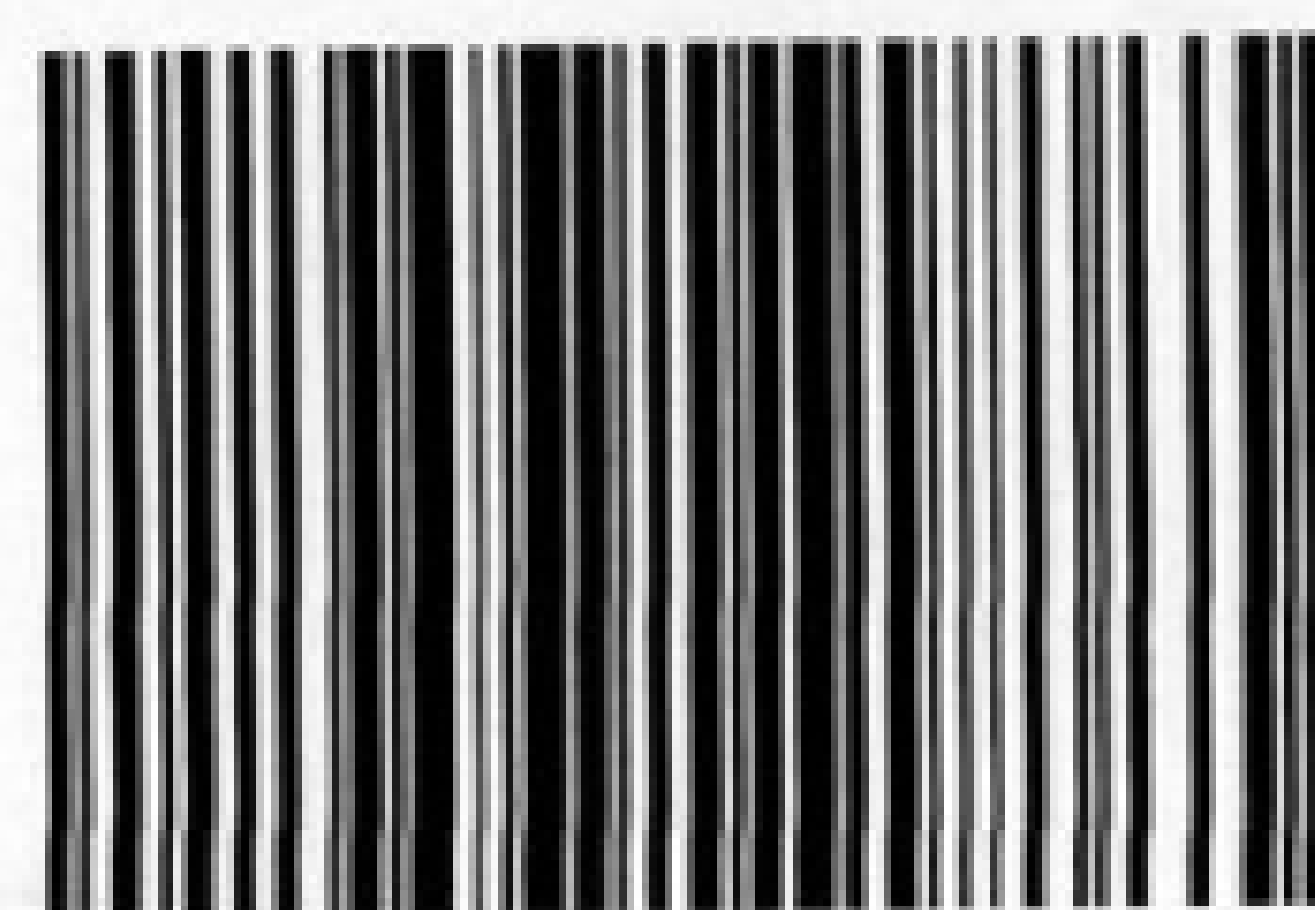
*

统一书号 155083·2203 定价 10.00元

敬告读者

本书封面贴有防伪标签，加热后中心图案消失
本书如有印装质量问题，我社发行部负责退换

版 权 专 有 翻 印 必 究



155083.2203

销售分类建议：规程规范/
电力工程/火力发电