

ICS 27.100
F20
备案号: 26317-2009

DL

中华人民共和国电力行业标准

DL/T 438—2016

代替 DL438—2009

火力发电厂金属技术监督规程

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

2016-08-16 发布

2016-12-01 实施

国家能源局 发布

目 次

前 言.....II

1 范围..... 1

2 规范性引用文件..... 1

3 总则..... 4

4 名词术语..... 5

5 金属材料的监督..... 5

6 焊接质量的监督..... 6

7 主蒸汽管道和再热蒸汽管道及导汽管的金属监督..... 7

8 高温集箱的金属监督..... 15

9 受热面管的金属监督..... 19

10 锅筒、汽水分离器的检验监督..... 22

11 给水管道的和低温集箱的金属监督..... 24

12 汽轮机部件的金属监督..... 24

13 发电机部件的金属监督..... 26

14 紧固件的金属监督..... 28

15 大型铸件的金属监督..... 28

16 锅炉钢结构金属监督..... 29

17 金属技术监督管理..... 30

附录 A（规范性附录）金属技术监督工程师职责..... 32

附录 B（资料性附录）电站常用金属材料的重要部件国内外技术标准..... 33

附录 C（规范性附录）电站常用金属材料硬度值..... 38

附录 D（规范性附录）低合金耐热钢蠕变损伤评级..... 41

前 言

本标准按照 GB/T1.1-2009《标准化工作导则 第1部分：标准的结构和编写》给出的规则起草。

本标准与 DL/T 438—2009《火力发电厂金属技术监督规程》相比，主要作了以下修订：

——在章节的内容、编排顺序上作了一些调整；

——对服役温度在 400℃～450℃范围内的蒸汽管道、集箱的金属监督，专门列出相应的条款，强调在机组运行 8 万小时后根据设备运行状态，随机抽查硬度和金相组织。

——对在役主蒸汽管道和再热蒸汽管道及导汽管 10 万小时完成焊缝无损探伤改为 3～4 个 A 级检修。

——对主蒸汽管道、高温钢集箱管端部 0～500mm 区段层状缺陷的检测给出检测标准和验收判据。

——关于锅炉受热面管的金属监督。取消了原规程“9.1.1 中的 c) 奥氏体不锈钢管应作晶间应力腐蚀试验”的见证或试验；增加了对奥氏体耐热钢管内壁喷丸层的质量检验；增加了 T23 钢制水冷壁管的检验监督条款和 18Cr-8Ni 系列奥氏体耐热钢的组织老化评级的条款。

——原规程 10“锅筒的金属监督”改为“锅筒、汽水分离器的金属监督”，并增加了对汽水分离器监督的条款和项目。

——对有些材料的硬度作了调整。附录 C“电站常用金属材料硬度值”中增加了 10Cr 铸钢、SA691 1-1/4CrCL22 的硬度规定。根据 ASME SA-234 中高温用锻制碳钢、合金钢管件技术条件，提高了 12Cr1MoVG、15Cr1Mo1V 的硬度上限值。另外，根据 ASTM A-335、ASTM A-213 和近几年 9-12%Cr 钢制钢管、管件的检验监督实践经验，取消了 9-12%Cr 钢制钢管、管件的硬度差值范围，提高了 T91、P91、T92、P92 钢母材硬度下限值，提高了 T91、T92 钢焊缝硬度上限值。

——在现场硬度检测中，增加了对有争议的硬度值采用便携式布氏硬度计进行测量校核的规定。

——增加了汽轮机、发电机部件的金属检验验收技术标准。

——增加了对 20Cr1Mo1VNbTiB（争气 1 号）、20Cr1Mo1VTiB（争气 2 号）钢制螺栓，IN783、GH4169 合金制螺栓的检验监督条款。

——增加了大型铸件金属检验验收的技术标准，并增加了对汽缸坯料补焊的焊接资料和热处理记录的见证，以及对汽缸坯料补焊区的硬度、金相组织检查和无损检测。

——增加了锅炉钢结构制造质量的金属监督。

——引用标准和附录 B“电站常用金属材料 and 重要部件国内外技术标准”增加了一些最新的国内外标准。

本标准附录 A、附录 C、附录 D 为规范性附录；附录 B 是资料性附录。

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、华北电力科学研究院、神华国华(北京)电力研究院、陕西电力科学研究院、广东电网公司电力科学研究院、阳城国际发电有限责任公司。

本标准主要起草人：杨百勋 李益民 赵彦芬 蔡文河 梁军 严苏星 林介东 刘树涛 田 晓 李明珠 史志刚

本标准首次发布日期为 1983 年（SD107-83），1991 年完成第一次修订（DL438-91），2000 年完成第二次修订（DL438-2000），2009 年完成第三次修订（DL/T438-2009），本次为第四次修订。

本标准自实施之日起代替 DL/T 438-2009《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。燃机电厂的余热锅炉、汽轮机和发电机金属部件的检验监督可参照执行。

本标准适用于以下金属部件的监督：

- a) 工作温度高于等于 400℃的高温承压部件（含主蒸汽管道、再热热段蒸汽管道、过热器管、再热器管、集箱和三通），以及与管道、集箱相联的小管。
- b) 工作温度高于等于 400℃的导汽管、联络管。
- c) 工作压力高于等于 3.8MPa 锅筒和直流锅炉的汽水分离器、储水罐和压力容器。
- d) 工作压力高于等于 5.9MPa 的承压汽水管道和部件（含水冷壁管、蒸发段、省煤器管、集箱、减温水管道、疏水管道和主给水管道）。
- 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) 工作温度高于等于 400℃的螺栓。
- g) 工作温度高于等于 400℃的汽缸、汽室、主汽门、调速汽门、喷嘴、隔板、隔板套和阀壳。
- h) 300MW 及以上机组带纵焊缝的再热冷段蒸汽管道。
- i) 锅炉钢结构。

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 713 锅炉和压力容器用钢板
- GB/T 1591 低合金高强度结构钢
- GB/T 3274 碳素结构钢和低合金结构钢热轧厚钢板和钢带
- GB 5310 高压锅炉用无缝钢管
- GB/T 5677 铸钢件射线照相检测
- GB/T 5777 无缝钢管超声波探伤检验方法
- GB/T 7233.2 铸钢件 超声检测 第 2 部分：高承压铸钢件
- GB/T 8732 汽轮机叶片用钢
- GB/T 9443 铸钢件渗透检测
- GB/T 9444 铸钢件磁粉检测
- GB/T 11263 热轧 H 型钢和剖分 T 型钢
- GB /T16507 水管锅炉
- GB/T 17394.1 金属材料里氏硬度试验 第 1 部分：试验方法
- GB/T19624 在用含缺陷压力容器安全评定
- GB/T20410 涡轮机高温螺栓用钢
- TSG G0001 锅炉安全技术监察规程
- NB/T47008 承压设备用碳素钢和合金钢锻件
- NB/T47010 承压设备用不锈钢和耐热钢锻件
- NB/T47013 承压设备无损检测

NB/T47014 承压设备焊接工艺评定
NB/T47015 压力容器焊接规程
NB/T 47018 承压设备用焊接材料订货技术条件
NB/T47019 锅炉、热交换器用管材订货技术条件
NB/T 47043 锅炉钢结构制造技术规范
NB/T 47044 电站阀门
DL/T 292 火力发电厂汽水管道振动控制导则
DL/T 297 汽轮发电机合金轴瓦超声波检测
DL/T 439 火力发电厂高温紧固件技术导则
DL/T 440 在役电站锅炉汽包的检验及评定规程
DL/T 441 火力发电厂高温高压蒸汽管道蠕变监督规程
DL 473 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 电站弯管
DL/T 531 电站高温高压截止阀闸阀技术条件
DL 612 电力工业锅炉压力容器监察规程
DL/T616 火力发电厂汽水管道与支吊架维修调整导则
DL 647 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 火电厂用 20 号钢珠光体球化评级标准
DL/T 678 电力钢结构焊接通用技术条件
DL/T 694 高温紧固螺栓超声波检测
DL/T 695 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/T718 火力发电厂三通及弯头超声波检测
DL/T 734 火力发电厂锅炉汽包焊接修复技术导则
DL/T 752 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 火电厂用 12Cr1MoV 钢球化评级标准
DL/T 786 碳钢石墨化检验及评级标准
DL/T 787 火力发电厂用 15CrMo 钢珠光体球化评级标准
DL/T 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 电站配管
DL/T 855 电力基本建设火电设备维护保管规程
DL/T 868 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 火电厂金相组织检验与评定技术导则

DL/T 922 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 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 电站用 2.25Cr-1Mo 钢球化评级标准

DL/T 1105.1 电站锅炉集箱小口径接管座角焊缝无损检测技术导则 第 1 部分：通用要求

DL/T 1105.2 电站锅炉集箱小口径接管座角焊缝无损检测技术导则 第 2 部分：超声检测

DL/T 1105.3 电站锅炉集箱小口径接管座角焊缝无损检测技术导则 第 3 部分：涡流检测

DL/T 1105.4 电站锅炉集箱小口径接管座角焊缝无损检测技术导则 第 4 部分：磁记忆检测

DL/T 1317 火力发电厂焊接接头超声衍射时差检验技术规程

DL/T 1422 18Cr-8Ni 系列奥氏体不锈钢锅炉管显微组织老化的评级标准

DL/T 1423 在役发电机护环超声波检测技术导则

DL 5190.2 电力建设施工技术规范 第 2 部分：锅炉机组

DL 5190.5 电力建设施工技术规范 第 5 部分：管道及系统

DL/T 5210.2 电力建设施工质量验收及评价规程 第 2 部分：锅炉机组

DL/T 5210.5 电力建设施工质量验收及评价规程 第 5 部分：管道及系统

DL/T 5210.7 电力建设施工质量验收及评价规程 第 7 部分：焊接

JB/T 1265 25MW~200MW 汽轮机转子体和主轴锻件技术条件

JB/T 1266 25MW~200MW 汽轮机轮盘及叶轮锻件技术条件

JB/T 1267 50MW~200MW 汽轮发电机转子锻件技术条件

JB/T 1268 50MW~200MW 汽轮发电机无磁性护环锻件技术条件

JB/T 5255 焊制鳍片管(屏)技术条件

JB/T 5263 电站阀门铸钢件技术条件

JB/T 6439 阀门受压件磁粉探伤检验

JB/T 6902 阀门液体渗透检测

JB/T 7024 300MW 及以上汽轮机缸体铸钢件技术条件

JB/T 7026 50MW 以下汽轮发电机转子锻件技术条件

JB/T 7027 300MW 及以上汽轮机转子锻件技术条件

JB/T 7030 300MW~600MW 汽轮发电机无磁性护环锻件技术条件

JB/T 8705 50MW 以下汽轮发电机无中心孔转子锻件技术条件

JB/T 8706 50MW~200MW 汽轮发电机无中心孔转子锻件技术条件

JB/T 8707 300MW 及以上汽轮机无中心孔转子锻件技术条件

JB/T 8708 300MW~600MW 汽轮发电机无中心孔转子锻件技术条件

JB/T 9625 锅炉管道附件承压铸钢件技术条件

JB/T 9626 锅炉锻件技术条件

JB/T 10087 汽轮机铸钢件技术条件

JB/T 10326 在役发电机护环超声波检验技术标准

JB/T 11017 1000MW 及以上汽轮发电机转子锻件技术条件

JB/T 11018 超临界及超超临界机组汽轮机用 Cr10 型不锈钢铸件技术条件

JB/T 11019 超临界及超超临界机组汽轮机高中压转子锻件技术条件

JB/T 11020 超临界及超超临界机组汽轮机用超纯净钢低压转子锻件技术条件

JB/T 11030 汽轮机高低压复合转子锻件技术条件

ASME SA-182/SA-182M 高温用锻制或轧制合金钢与不锈钢管法兰、锻制管件、阀门等部件技术条件

ASME SA-213/SA-213M 锅炉、过热器和热交换器用无缝铁素体、奥氏体合金钢管技术条件

ASME SA-335/SA-335M 高温用无缝铁素体合金钢管技术条件

ASME-I 锅炉制造规程

DIN EN 10216-2 承压无缝钢管技术条件 第2部分 高温用碳钢和合金钢管

DIN EN 10216-5 承压无缝钢管技术条件 第5部分 不锈钢管

BS EN10246-14 钢管的无损检测 第14部分 无缝和焊接（埋弧焊除外）钢管分层缺欠的超声检测

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

金属技术监督的任务包括以下内容：

- a) 做好受监范围内各种金属部件在设计、制造、安装、运行、检修及机组更新改造中材料质量、焊接质量、部件质量的金属试验检测及监督工作。
- 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，采用无损检测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，对含超标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

金属技术监督的实施包括以下内容：

- 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、制造、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，金属检测、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专业知识和经验。

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见本标准附录 A。

4 名词术语

4.1 高温集箱 High Temperature Headers

指工作温度高于等于 400℃ 的集箱。

4.2 低温集箱 Low Temperature Headers

指工作温度低于 400℃ 的集箱。

4.3 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。

4.4 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 4~6 年, 进口机组 A 级检修间隔 6~8 年。

4.5 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按相应的国内外国家标准、行业标准(若无国内外国家标准或行业标准, 可按企业标准)和订货技术条件对其质量进行检验。有关电站金属材料及部件的技术标准见本标准附录 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、行业标准(若无国内外国家标准或行业标准, 可按企业标准)或订货技术条件; 进口金属材料, 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证明书进行验收。质量证明书中一般应包括材料牌号、炉批号、化学成分、热加工工艺、力学性能及金相(标准或技术条件要求时)、无损探伤、工艺性能试验结果等。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、行业标准或订货技术条件。

c) 重要的金属部件, 如锅筒、汽水分离器、集箱、主蒸汽管道、再热热段管道、主给水管道、导汽管、汽轮机大轴、汽缸、叶轮、叶片、高温螺栓、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、行业标准或订货技术条件。

d) 电厂设备更新改造及检修更换材料、备用金属材料的检验按照本标准中相关规定执行, 锅炉部件金属材料的复检按照 GB/T 16507、TSG G0001 以及订货技术条件执行。

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, 应按相关标准抽样检验。

f) 无论进行复型金相检验或试样的金相组织检验, 金相照片均应注明分辨率(标尺)。

5.3 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。除应符合相关国家标准和合同规定的技术条件外, 还应有报关单、商检合格证明书。

5.4 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, 方可使用。

5.5 电厂备用金属材料或金属部件不是由材料制造商直接提供时, 供货单位应提供材料质量证明书原件或者材料质量证明书复印件并加盖供货单位公章和经办人签章。

5.6 电厂备用的锅炉合金钢管，按 100%进行光谱、硬度检验，**特别注意奥氏体耐热钢管的硬度检验**。若发现硬度明显高或低，应检查金相组织是否正常，锅炉管和汽水管道材料的金相组织按 GB 5310 执行。

5.7 材料代用原则按下述条款执行：

a) 选用代用材料时，应选化学成分、设计性能和工艺性能相当或略优者，应保证在使用条件下各项性能指标均不低于设计要求；若代用材料工艺性能不同于设计材料，应经工艺评定验证后方可使用。

b) 制造、安装（含工厂化配管）中使用代用材料，应得到设计单位的同意；若涉及现场安装焊接，还需告知使用单位，并由设计单位出具代用通知单。使用单位应予以见证。

c) 机组检修中部件更换使用代用材料时，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。

d) 合金材料代用前和组装后，应对代用材料进行光谱复查，确认无误后，方可投入运行。

e) 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。

5.8 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。

5.9 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。

5.10 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。

5.11 奥氏体钢部件在运输、存放、保管、使用过程中应按下述条款执行：

a) 奥氏体钢应单独存放，严禁与碳钢或其它合金钢混放接触。

b) 奥氏体钢的运输及存放应避免材料受到盐、酸及其他化学物质的腐蚀，且避免雨淋。对于沿海及有此类介质环境的发电厂应特别注意。

c) 奥氏体钢存放应避免接触地面，管子端部应有堵头。其防锈、防蚀应按 DL/T 855 相关规定执行。

d) **奥氏体钢材在吊运过程中不应直接接触钢丝绳，以防止其表面保护膜损坏。**

e) 奥氏体钢打磨时，宜采用专用打磨砂轮片。

f) 应定期检查奥氏体钢备件的存放及表面质量状况。

5.12 在火电机组设备招投标过程中，应对部件的选材，特别是超（超）临界机组高温部件的选材进行论证。火电机组设备的选材参照 DL/T 715。

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，焊接材料的选择、焊接工艺、焊接质量检验方法、范围和数量，以及质量验收标准，应按 DL/T 869 和相关技术协议的规定执行，焊后热处理按 DL/T 819 执行。

6.3 锅炉产品焊接前，施焊单位应有按 NB/T 47014 或 DL/T 868 的规定进行的、涵盖所承接焊接工程的焊接工艺评定和报告。对不能涵盖的焊接工程，应按 NB/T 47014 或 DL/T 868 进行焊接工艺评定。

6.4 焊接材料（焊条、焊丝、焊剂、钨棒、保护气体、乙炔等）的质量应符合相应的国家标准或行业标准，焊接材料均应有制造厂的质量合格证。承压设备用焊接材料应符合 NB/T 47018。

6.5 焊接材料应设专库储存，保证库房内湿度和温度符合要求，并按相关技术要求进行管理。

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) 对承包商施工资质、焊接质量保证体系、焊接技术人员、焊工、热处理工的资质及检验人员资质证书原件进行见证审核，并留复印件备查归档。

b) 承担单位应有按照 NB/T 47014 或 DL/T 868 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。

c) 承担单位应具有相应的检验试验能力，或委托有资质的检验单位承担其范围内的检验工作。

d) 委托单位应对焊接过程、焊接质量检验和检验报告进行监督检查。

e) 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 受监范围内部件焊缝外观质量检验不合格时，不允许进行其它项目的检验。

6.8 采用代用材料，除执行本标准 5.7 条款外，还应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 管道材料的监督按本标准 5.1～5.6 相关条款执行。重要的钢管技术标准有 ASME SA-335/SA-335M、DIN EN 10216-2 和 GB 5310。

7.1.2 国产管件应满足以下标准：弯管应符合 DL/T 515 的规定；弯头、三通和异径管应符合 DL/T 695 的规定；锻制大直径三通应符合 DL/T 473 的规定。进口管件质量验收可参照 ASME SA-182/SA-182M 执行。

7.1.3 超超临界机组高压旁路用高旁阀替代安全阀，冷再进口管道和高旁减温减压后管道用钢应采用 15CrMoG/P12、SA-691 1-1/4CrCL22 或更高等级的合金钢管。

7.1.4 受监督的管道，在工厂化配管前，应由有资质的检测单位进行如下检验：

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，应注意从钢管的标记、表面加工痕迹来初步辨识管道的真伪，以防止出现假冒管道，其次见证有关进口报关单、商检报告，必要时可到到货港口进行拆箱见证。

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 1.5mm 的缺陷应完全磨除，磨除处应圆滑过渡；磨除处的实际壁厚不应小于壁厚偏差所允许的最小值，且不应小于按 GB 16507.4 计算的最小需要厚度。对一些可疑缺陷，必要时进行表面探伤。

c) 热轧（挤）钢管内外表面不允许有尺寸大于壁厚 5%，且最大深度大于 0.4mm 的直道缺陷。

d) 检查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检验，光谱检验按 DL/T 991 执行；

f) 合金钢管按同规格根数抽取 30%进行硬度检验，每种规格至少抽查 1 根；在每根钢管的 3 个截面（两端和中间）检验硬度，每一截面上硬度检测尽可能在圆周四等分的位置。若由于场地限制，可不在四等份位置，但至少要在圆周测三个部位；每个部位至少测量 5 点。

g) 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，检验方法和验收分别按 DL/T 884 和 GB 5310 执行。

h) 对直管按同规格至少抽取 1 根进行以下项目试验，确认下列项目符合国家标准、行业标准或合同规定的技术条件，或国外相应的标准；若同规格钢管为不同制造商生产，则对每一制造商供货的钢管应至少抽取 1 根进行试验。

— 化学成分；

- 拉伸、冲击、硬度；
- 金相组织、晶粒度和非金属夹杂物；
- 弯曲试验取样参照 ASME SA-335/SA-335M 执行。

i) 钢管按同规格根数的 20% 进行超声波探伤, 重点为钢管端部的 0~500mm 区段, 若发现超标缺陷, 则应扩大检查, 同时在钢管端部进行表面探伤, 超声波探伤按 GB/T 5777 执行, 层状缺陷的超声波检测按 BS EN 10246-14 执行。对钢管端部的夹层缺陷, 应在钢管端部 0~500mm 区段内从内壁进行测厚, 周向至少测 5 点, 轴向至少测 3 点, 一旦发现缺陷, 则在缺陷区域增加测点, 直至确定缺陷范围。对于钢管 0~500mm 区段的夹层类缺陷, 按 BS EN 10246-14 中的 U2 级别验收; 对于距焊缝坡口 50mm 附近的夹层缺陷, 按 U0 级别验收; 配管加工的焊接坡口, 检查发现夹层缺陷, 应予以机械切除。

j) 对再热冷段纵焊缝管, 根据焊缝的外观质量, 按同规格根数抽取 20% (至少抽 1 根), 对抽取的管道按焊缝长度的 10% 依据 NB/T 47013 进行无损检测, 同时对抽取的焊缝进行硬度和壁厚检查。

7.1.5 钢管的硬度检验, 可采用便携式里氏硬度计按照 GB/T 17394.1 测量; 一旦出现硬度偏离本规程的规定值, 应在硬度异常点附近扩大检查区域, 检查出硬度异常的区域、程度, 同时宜采用便携式布氏硬度计测量校核。同一位置 5 个布氏硬度测量点的平均值应处于本标准附录 C 的规定范围, 但允许其中一个点不超出规定范围的 5HB。对于本规程中金属部件焊缝的硬度检验, 按照金属母材的方法执行。电站常用金属材料的硬度值见本标准附录 C。

7.1.6 钢管硬度高于本规程或拉伸强度高于相关标准的上限, 应进行再次回火; 硬度低于本规程或拉伸强度低于相关标准规定的下限, 可重新正火 (淬火) + 回火。重新回火或正火 (淬火) + 回火均不应超过 2 次。

7.1.7 受监督的弯头/弯管, 在工厂化配管前, 应由有资质的检测单位进行如下检验:

a) 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。对一些可疑缺陷, 必要时进行表面探伤。表面缺陷的处理及消缺后的壁厚参照本标准 7.1.4 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) 逐件检验弯头/弯管的中性面和外/内弧侧壁厚; 宏观检查弯头/弯管内弧侧的波纹, 对较严重的波纹进行测量; 对弯头/弯管的椭圆度按 20% 进行抽检, 若发现不满足 DL/T 515、DL/T 695 或本规程的规定, 应加倍抽查; 对弯头的内部几何形状进行宏观检查, 若发现有明显扁平现象, 应从内部测椭圆度。

2) 弯管的椭圆度应满足: 热弯弯管椭圆度小于 7%; 冷弯弯管椭圆度小于 8%; 公称压力大于 8MPa 的弯管, 椭圆度小于 5%。

3) 弯头的椭圆度应满足: 公称压力大于或等于 10MPa 时, 椭圆度小于 3%; 公称压力小于 10MPa 时, 椭圆度小于 5%。

注: 弯管或弯头的椭圆度为弯曲部分同一圆截面上最大外径与最小外径之差与公称外径之比。

d) 合金钢弯头/弯管应逐件进行光谱检验。

e) 对合金钢弯头/弯管 100% 进行硬度检验, 在 0°、45°、90° 选三个截面, 每一截面至少在外弧侧和中性面测 3 个部位, 每个部位至少测量 5 点。弯头的硬度测量宜采用便携式里氏硬度计。若发现硬度异常, 应在硬度异常点附近扩大检查区域, 检查出硬度异常的区域、程度。弯头/弯管的硬度检验按本标准 7.1.5 执行, 对于便携式布氏硬度计不易检测的区域, 根据同一材料、相近硬

度范围内便携式里氏硬度计与便携式布氏硬度计测量的对比值,对便携式里氏硬度计测量值予以校核。确认硬度低于或高于规定值,按本标准 7.1.6 处理。

f) 对合金钢弯头/弯管按同规格数量的 10%进行金相组织检验(同规格的不应少于 1 件),检验方法按 DL/T 884 执行,验收参照 GB 5310。

g) 弯头/弯管的外弧面按同规格数量的 10%进行探伤抽查,弯头/弯管探伤按 DL/T 718 执行。对于弯头/弯管的夹层类缺陷,参照本标准 7.1.4 i) 执行。

h) 弯头/弯管有下列情况之一时,为不合格:

- 1) 存在晶间裂纹、过烧组织或无损探伤的其它超标缺陷。
- 2) 弯头/弯管外弧、内弧侧和中性面的最小壁厚小于按 GB 16507.4 计算的最小需要厚度。
- 3) 弯头/弯管椭圆度超标。
- 4) 焊接弯管焊缝存在超标缺陷。

7.1.8 受监督的锻制、热压和焊制三通以及异径管,配管前应由有资质的检测单位进行如下检验:

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。对一些可疑缺陷,必要时进行表面探伤。表面缺陷的处理及消除后的壁厚若低于名义尺寸,则按本标准 7.1.4 b) 进行壁厚校核。

c) 对三通及异径管进行壁厚测量,热压三通应包括肩部的壁厚测量。三通及异径管的壁厚应满足 DL/T 695。

d) 合金钢三通、异径管应逐件进行光谱检验。

e) 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 3 个部位测量,异径管至少在大、小头位置测量,每个部位至少测量 5 点。三通、异径管的硬度检验按本标准 7.1.5 执行,若发现硬度异常,应在硬度异常点附近扩大检查区域,检查出硬度异常的区域、程度。对于便携式布氏硬度计不易检测的区域,根据同一材料、相近硬度范围内便携式里氏硬度计与便携式布氏硬度计测量的对比值,对便携式里氏硬度计测量值予以校核。确认硬度低于或高于规定值,按本标准 7.1.6 处理。

f) 对合金钢三通、异径管按 10%进行金相组织检验(不应少于 1 件),检验方法按 DL/T 884 执行,验收参照 GB 5310。

g) 三通、异径管按 10%进行表面探伤和超声波抽查。三通超声波探伤按 DL/T 718 执行。

h) 三通、异径管有下列情况之一时,为不合格:

- 1) 存在晶间裂纹、过烧组织或无损探伤的其它超标缺陷。
- 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 中有关规定。

4) 三通主管/支管壁厚、异径管最小壁厚或三通主管/支管的补强面积小于按 GB/T 16507 计算的最小需要厚度或补强面积。

7.1.9 对验收合格的直管段与管件,按 DL/T 850 进行组配,组配件应由有资质的检测单位进行如下检验:

a) 对管道组配件表面质量 100%进行检查,焊缝质量按 DL/T 869 执行,钢管和管件的表面质量分别按 GB 5310 和 DL/T 695 执行。

b) 对配管的长度偏差、法兰形位偏差按同规格数量的 20%进行测量,同规格至少测量一个,对环焊缝按焊缝数量的 20%检查错口和壁厚,特别注意焊缝邻近区域的管道壁厚,检查结果应符合 DL/T 850 的规定。

c) 对合金钢管焊缝按数量的 20%进行光谱检验, 一旦发现有用错焊材, 则扩大检查。

d) 低合金钢管组配件热处理后应按焊接接头数量的 10%进行硬度检验, P91、P92 为 100%; 同时, 组配件整体热处理后还应应对合金钢管、管件按数量的 10%进行硬度抽查, 同规格至少抽查 1 根。钢管、弯头/弯管和管件的硬度检查部位分别按本标准 7.1.4 f)、7.1.7e)、7.1.8 e) 执行; 环焊缝焊接接头硬度检测尽可能在圆周四等分的位置, 若由于场地限制, 可不在四等份位置, 但至少在圆周测三个部位, 每个部位应包括焊缝、熔合区、热影响区和邻近母材, 每个部位至少测量 5 点。硬度检测方法按本标准 7.1.5 执行。

e) 组配件对接焊缝、接管座角焊缝按焊缝数量的 10%进行无损检测, 表面探伤按 NB/T 47013 执行, 超声波探伤按 DL/T 820 执行。

f) 管段上小口径接管(疏水管、测温管、压力表管、空气管、安全阀、排气阀、充氮、取样管等)应采用与管道相同的材料, 按数量的 20%进行形位偏差测量, 结果应符合 DL/T 850 中的规定。

g) 组配件焊缝硬度高于或低于 DL/T 869 的规定值, 应分析原因, 确定处理措施。若高于 DL/T 869 的规定值, 可再次进行回火, 重新回火不超过 2 次; 若低于 DL/T 869 的规定值, 应挖除重新焊接和热处理。同一部位挖补, 碳钢不宜超过 3 次, 耐热钢不应超过 2 次。

7.1.10 受监督的阀门, 安装前应由有资质的检测单位进行如下检验:

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) 国产阀门的检验按照 NB/T 47044、JB/T 5263、DL / T 531、和 DL/T 922 执行; 进口阀门的检验按照相应国家的技术标准执行, 并参照上述 4 个标准。

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, 不应存在裂纹、气孔、毛刺和夹砂及尖锐划痕等缺陷; 锻件表面不应存在裂纹、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, 不应有裂纹、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, 清除深度不应超过公称壁厚的负偏差, 清理处的实际壁厚不应小于壁厚偏差所允许的最小值。对一些可疑缺陷, 必要时进行表面探伤。

d) 对合金钢制阀壳逐件进行光谱检验, 光谱检验按 DL/T 991 执行。

e) 同规格阀壳件按数量的 20%进行无损检测, 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。阀壳的渗透、磁粉和超声波检测分别按 JB/T 6902、JB/T 6439 和 GB/T 7233.2 执行。焊缝区、补焊部位的探伤按 NB/T 47013 执行。

f) 对低合金钢、10Cr 钢制阀壳分别按数量的 10%、50%进行硬度检验, 硬度检验方法按本标准 7.1.5 执行, 每个阀门至少测 3 个部位。若发现硬度异常, 则扩大检查区域, 检查出硬度异常的区域、程度。对于便携式布氏硬度计不易检测的区域, 根据同一材料、相近硬度范围内便携式里氏硬度计与便携式布氏硬度计测量的对比值, 对便携式里氏硬度计测量值予以校核。确认硬度低于或高于规定值, 按本标准 7.1.6 处理。电站常用金属材料的硬度值见本标准附录 C。

7.1.11 主蒸汽管道、再热热段蒸汽管道上的堵板应采用锻件, 安装前应进行光谱检验、强度校核; 安装前堵板和安装后的焊缝应进行 100%磁粉和超声波检测。

7.1.12 设计单位应向电厂提供管道立体布置图。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) 管道的冷紧口位置及冷紧值。

c) 管道对设备的推力、力矩。

d) 管道最大应力值及其位置。

7.1.13 新建机组主蒸汽管道、再热热段蒸汽管道, 可不安装蠕变变形测点; 对已安装了蠕变变形测

点的蒸汽管道，可继续按照 DL/T 441 进行蠕变变形测量。

7.1.14 服役温度高于等于 450℃的主蒸汽管道、再热热段蒸汽管道，应在直管段上设置监督段（主要用于硬度和金相跟踪检验）；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；监督段应包括锅炉蒸汽出口第一道焊缝后的管段。

7.1.15 在主蒸汽管道、再热热段蒸汽管道以下部位可装设安全状态在线监测装置：

- a) 管道应力危险区段。
- 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。

7.1.16 安装前，安装单位应按 DL 5190.5 对直管段、管件、管道附件和阀门进行相关检验，检验结果应符合 DL 5190.5 及相关标准规定。

7.1.17 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) 管段按数量的 20%测量直管的外（内）径和壁厚。
- b) 弯头/弯管按数量的 20%进行椭圆度、壁厚测量，特别是外弧侧的壁厚。
- c) 测量热压三通肩部、管口区段以及焊制三通管口区段的壁厚。
- d) 测量异径管的壁厚和直径。
- e) 测量管道上小接管的形位偏差。

7.1.18 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，管段、管件分别按数量的 20%和 10%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。

7.1.19 应对主蒸汽管道、再热热段蒸汽管道上的堵阀/堵板阀体、焊缝按 10%进行无损探伤抽查。

7.1.20 主蒸汽管道、再热热段蒸汽管道和高温导汽管的安装焊接应采取氩弧焊打底。焊接接头在热处理后或焊后（不需热处理的焊接接头）应进行 100%无损探伤，特别注意与三通、阀门相邻焊缝的无损探伤。管道焊接接头的超声波探伤按 DL/T 820 执行，射线探伤按 DL/T 821 执行，质量评定按 DL/T 5210.7、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。

7.1.21 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、DL/T 5210.5 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本标准 7.3 执行。

7.1.22 管道安装完应对监督段进行硬度和金相组织检验。

7.1.23 管道保温层表面应有焊缝位置的标志。

7.1.24 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) 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。
- b) 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。
- c) 弯头/弯管的外观、椭圆度、壁厚等检验结果。
- d) 合金钢制弯头/弯管的硬度和金相组织检验结果。
- e) 管道系统合金钢部件的光谱检验记录。
- f) 代用材料记录。
- g) 安装过程中异常情况处理记录。

7.1.25 主蒸汽管道、再热热段蒸汽管道露天布置的区段，及与油管平行、交叉和可能滴水的区段，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。

7.1.26 主蒸汽管道、再热热段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；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

料时，应考虑对支吊架的影响；严禁在管道上焊接保温拉钩，严禁借助管道起吊重物。

7.1.27 服役温度不低于 450℃ 的锅炉出口、汽轮机进口的导汽管，参照主蒸汽管道、再热热段蒸汽管道的监督检验规定执行。

7.1.28 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。

7.2 在役机组的检验监督

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，应查阅管件及阀门的质保书、安装前检验记录，根据安装前对管件、阀壳的检验结果，重点检查缺陷相对严重、受力较大部位以及壁厚较薄的部位。检查项目包括：外观、光谱、硬度、壁厚、椭圆度检验和无损探伤。若发现硬度异常，宜进行金相组织检查。对安装前检验正常的管件、阀壳，根据设备的运行工况，按高于等于管件、阀壳数量的 10% 进行以上项目检查，后次 A 级检修或 B 级检修的抽查部件为前次未检部件。

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、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) 安装前椭圆度较大、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 服役温度等于高于 450℃ 的导汽管弯管，参照主蒸汽管道、再热热段蒸汽管道弯管监督检验规定执行。

7.2.1.5 服役温度在 400℃～450℃ 范围内的管件及阀壳，运行 8 万小时后根据设备运行状态，随机抽查硬度和金相组织，下次抽查时间和比例根据上次检查结果确定。

7.2.1.6 弯头/弯管、三通和异径管发现下列情况时，应及时处理或更换：

- a) 弯头/弯管发现本标准 7.1.7 h) 所列情况之一时；三通和异径管发现 7.1.8 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。蠕变损伤评级按本标准附录 D 执行。
- c) 碳钢、钼钢弯头、三通和焊接接头石墨化达 4 级时；石墨化评级按 DL/T 786 规定执行。
- d) 已运行 20 万小时的铸造弯头、三通，检验周期应缩短到 2 万小时，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 NB/47044 中规定的最小壁厚时，应及时处理或更换。

7.2.1.8 累计运行时间达到或超过 10 万小时的主蒸汽管道和再热热段蒸汽管道，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、中性面的壁厚和椭圆度。
- b) 弯管外弧侧、中性面的硬度。
- c) 弯管外弧侧的金相组织。
- d) 外弧表面磁粉检测和中性面内壁超声波检测。

7.2.2 支吊架的检验监督

7.2.2.1 支吊架的检验监督除在本章中涉及到主蒸汽管道、再热热段蒸汽管道及导汽管的金属监督外，也涵盖给水管道的检验监督。

7.2.2.2 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。

7.2.2.3 管道安装完毕和机组每次 A 级检修，应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。管道支吊架检查与调整按 DL/T 616 执行。

7.2.2.4 机组运行期间检查管系的振动情况，分析振动原因，对其危害性进行评估。管系振动的治理按 DL/T 292 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，应查阅直段的质保书、安装前直段的检验记录，根据安装前及安装过程中对直段的检验结果，对受力较大部位、壁厚较薄的部位以及检查焊缝拆除保温的邻近直段进行外观检查，所查管段的表面质量应符合 GB 5310 规定，焊缝表面质量应符合 DL/T 869 规定；对存在超标的表面缺陷应予以磨除，磨除要求按本标准 7.1.4 b) 执行；同时检查直管段有无直观可视的胀粗。此后的检查除上述区段外，根据机组运行情况选择检查区段。

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。
- c) 正常区段的直段、焊缝，按数量的 10% 进行硬度抽检，硬度检验部位、检验方法按本标准

7.1.4 f)、7.1.5 执行。

7.2.3.3 管道焊缝的检验

a) 机组第一次 A 级检修或 B 级检修，应查阅环焊缝的制造、安装检验记录，根据安装前及安装过程中对环焊缝（无损检测、硬度、金相组织以及壁厚、外观等）的检测 results，检查质量相对较差、返修过的焊缝；对正常焊缝，按不低于焊缝数量的 10% 进行无损探伤。以后的检查重点为质量较差、返修、受力较大部位以及壁厚较薄部位的焊缝，特别注意与三通、阀门相邻焊缝的无损探伤；逐步扩大对正常焊缝的抽查，**后次 A 级检修或 B 级检修的抽查为前次未检的焊缝，至 3~4 个 A 级检修完成全部焊缝的检验。**焊缝表面探伤按 NB/T 47013 执行，超声波探伤按 DL/T 820 规定执行。

b) **机组第一次 A 级检修或 B 级检修，对再热冷段蒸汽管道，**应根据安装前对焊缝质量（外观、无损检测、硬度以及壁厚等）的检测评估结果，检测质量相对较差、返修过的焊缝区段；对正常焊缝，按同规格根数抽取 20%（至少抽 1 根），对抽取的管道按焊缝长度的 10% 进行无损检测，同时对抽取的焊缝进行硬度、壁厚检查；若硬度异常进行金相组织检查。后次 A 级检修或 B 级检修的抽查为前次未检的焊缝，焊缝表面探伤按 NB/T 47013 执行，超声波探伤按 DL/T 820 规定执行。

7.2.3.4 与管道相联的小口径管（外径小于 89mm），应进行如下检验：

a) 机组每次 A 级检修或 B 级检修，对与管道相联的小口径管（测温管、压力表管、安全阀、排气阀、充氮等）管座角焊缝按不少于 20% 的比例进行检验，至少应抽检 5 个。检验内容主要为角焊缝外观和表面探伤，必要时进行超声波、涡流或磁记忆检测。后次抽查部位为前次未检部位，至 10 万小时完成 100% 检验。运行 10 万小时的小口径管，根据此前的检查结果，重点检查缺陷较严重的管座角焊缝，必要时割取管座进行管孔检查。表面、超声波、涡流或磁记忆检测分别按 NB/T 47013、DL/T 1105.2、DL/T 1105.3 和 DL/T 1105.4 执行。

- b) 小口径管道上的管件和阀壳的检验与处理参照本标准 7.2.1 执行。

c) 对联络管(旁通管)、高压门杆漏气管道、疏水管等小口径管道的管段、管件和阀壳,运行 10 万小时以后,根据检查情况,宜全部更换。

7.2.3.5 若高压旁路阀门后的再热冷段管道为碳钢管,应更换为合金钢管。

7.2.3.6 工作温度高于等于 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,应按规定做好管道运行、维修,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 和 DL/T 674 执行,钼钢的石墨化和珠光体球化评级可参考 DL/T 786 和 DL/T 674。

7.2.3.7 服役温度在 400℃~450℃范围内的管道,运行 8 万小时后根据设备运行状态,随机抽查硬度和金相组织,下次抽查时间和比例根据上次检查结果确定。同时参照本标准 7.2.3.1、7.2.3.2、7.2.3.3 进行直管段表面质量和焊缝探伤检验。

7.2.3.8 对运行时间达到或超过 20 万小时、工作温度高于等于 450℃的主蒸汽管道、再热热段蒸汽管道,应割管进行材质评定,割管部位应包括焊接接头。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 DL/T 940 执行。

7.2.3.9 已运行 20 万小时的 12CrMoG、15CrMoG、12Cr1MoVG、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 万小时:

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)。12CrMoG、15CrMoG 钢的珠光体球化评级按 DL/T 787 执行,12Cr1MoVG 钢的珠光体球化评级按 DL/T 773 执行,12Cr2MoG、2.25Cr-1Mo、P22 和 10CrMo910 钢的珠光体球化评级按 DL/T 999 执行。

c) 未发现严重的蠕变损伤。

7.2.3.10 12CrMoG、15CrMoG、12Cr1MoVG、12Cr2MoG 和 15Cr1Mo1V 钢制蒸汽管道,当蠕变应变达到 0.75%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 运行 20 万小时的主蒸汽管道、再热热段管道,经检验发现下列情况之一时,应及时处理或更换:

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。

7.2.3.12 对 15Cr1Mo1V 钢制管道每次 A 级检修,焊缝应按数量的 50%进行磁粉、超声波检测;对焊缝裂纹的挖补,宜采用 R317 或 R317L 焊条,或采用去 Nb 的 337 焊条进行焊接。

7.2.3.13 工作温度高于等于 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 万~10 万小时范围内,进行外观和无损检验,以后检验周期约 5 万小时。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、管件的检验监督

7.3.1 9% ~ 12%Cr 系列钢包括 10Cr9Mo1VNbN/P91、10Cr9MoW2VNbBN/P92、10Cr11MoW2VNbCu1BN/P122、X20CrMoV121、X20CrMoWV121、CSN41 7134 等。

7.3.2 管道、管件制造前对其管材的检验参照本标准 7.1.4 中相关条款执行,并按以下条款进行检验:

a) 对管材应进行 100%硬度检验,直管段母材的硬度应均匀,硬度控制在 185HB~250HB。硬度检验按本标准 7.1.5 执行,若硬度低于或高于规定值,按本标准 7.1.6 处理。

b) 对管材按管道段数的 20%进行金相组织检验。 δ -铁素体含量的检验用金相显微镜在 100 倍下检查,取 10 个视场的平均值,金相组织中的 δ -铁素体含量不超过 5%。

c) 对 P92 钢管端部(0~500mm 区段)100%进行超声波检测,重点检查夹层类缺陷。夹层检验

按 BS EN 10246-14 执行并按本标准 7.1.4 i) 中的规定检验验收。P91 钢管端部夹层类缺陷检查按钢管数量的 30% 进行, 若发现超标夹层缺陷, 应扩大检查范围。

7.3.3 热推、热压和锻造管件的硬度应均匀, 且控制在 180HB~250HB; F92 锻件的硬度控制在 180HB~269HB。管道、管件的硬度检验按本标准 7.1.5 执行, 若硬度低于或高于规定值, 按本标准 7.1.6 执行。

7.3.4 对于公称直径大于 150mm 或壁厚大于 20mm 的管道, 100% 进行焊接接头硬度检验; 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接接头应进行硬度检验; 焊缝硬度应控制在 185HB~270HB, 热影响区的硬度应高于等于 175HB。

7.3.5 硬度检验的打磨深度通常为 0.5mm~1.0mm, 并以 120# 或更细的砂轮、砂纸精磨。表面粗糙度 $Ra < 1.6\mu m$; 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 5 点。

7.3.6 母材、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 16507.4 计算的最小需要厚度。

7.3.7 对于公称直径大于 150mm 或壁厚大于 20mm 的管道, 按 20% 进行焊接接头金相组织检验。焊缝组织中的 δ -铁素体含量不超过 3%, 最严重视场中不超过 10%; 熔合区金相组织中的 δ -铁素体含量不超过 10%, 最严重的视场不超过 20%。

7.3.8 对制造、安装焊接接头按 20% 进行无损检测抽查, 表面探伤按 NB/T 47013 执行, 超声波探伤按 DL/T 820 执行。根据缺陷情况, 必要时采用超声衍射时差法 (TOFD) 对可疑的小缺陷进行跟踪检查并记录。TOFD 检测按 DL/T 1317 执行。

7.3.9 机组服役期间管道、管件的监督检验参照本标准 7.2.3.1~7.2.3.4 执行。

7.3.10 机组服役 3~4 个 A 级检修时, 根据机组运行情况、历次检测结果以及国内其它机组 9%~12%Cr 系列钢制管道的运行/检验情况, 宜在主蒸汽管道监督段、再热热段管道割管进行以下试验:

- a) 化学成分分析。
- b) 硬度检验, 并与每次检修现场检测的硬度值进行比较。
- c) 拉伸性能 (室温、服役温度)。
- d) 室温冲击性能。
- e) 微观组织的检验与分析 (光学金相显微镜、透射电子显微镜检验)。
- f) 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。
- g) 第 2 次割管除进行本标准 7.3.10 中 a)~e) 项试验外, 还应进行持久断裂试验。
- h) 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。

7.3.11 对服役温度高于 600℃ 的 9%~12%Cr 钢制再热热段管道、管件, 机组每次 A 修或 B 修, 应对外壁氧化情况进行检查, 宜对内壁氧化层进行测量; 运行 2~3 个 A 级检修, 宜割管进行本标准 7.3.10 中 a)~e) 项规定的试验; 其焊缝检验参照本标准 7.2.3.3 执行。

7.3.12 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) 直管段和管件的光谱、硬度检查。
- b) 直管段和管件的壁厚、外径检查。
- c) 按 10% 对直管段和管件进行超声波探伤。
- d) 割管取样进行本标准 7.3.10 中的 a)~e) 试验项目。
- e) 依据试验结果, 对管道的材质状态作出评估。

8 高温集箱的金属监督

8.1 制造、安装检验

8.1.1 对集箱制造质量的技术文件进行见证, 内容应符合国家标准、行业标准、企业标准:

a) 母材和焊接材料的化学成分、力学性能、工艺性能。管材技术条件应符合 GB 5310、GB/T 16507 中相关条款的规定及合同规定的技术条件；进口管材应符合相应国家的标准及合同规定的技术条件；高温集箱材料及制造有关技术条件见本标准附录 B。

b) 制造商对集箱材料进行的理化性能复验报告或数据。

c) 制造商提供的集箱图纸、强度计算书。

d) 制造商提供的焊接及焊后热处理资料。对于首次使用的集箱材料，制造商应提供焊接工艺评定报告。

e) 制造商提供的焊接接头探伤资料。

f) 在制造厂进行的水压试验资料。

g) 设计修改资料，制造缺陷的返修处理记录。

8.1.2 集箱安装前，电力安装单位应按 DL 5190.2 进行相关检验，同时应由有资质的检测单位进行如下检验：

a) 对母材和焊缝表面进行 100%宏观检验，重点检验焊缝的外观质量。母材不允许有裂纹、尖锐划痕、重皮、腐蚀坑等缺陷；筒体焊缝和管座角焊缝不允许存在裂纹、未熔合以及气孔、夹渣、咬边、根部凸出和内凹等超标缺陷，管座角焊缝应圆滑过渡。对一些可疑缺陷，必要时进行表面探伤。表面缺陷的处理及消缺后的壁厚参照本标准 7.1.4 中的 b) 执行。

b) 对合金钢制高温集箱每个筒节、封头和每道焊缝进行光谱检验，每种规格的管接头按 20% 进行光谱抽查，但不应少于 1 个。

c) 对高温集箱筒体、封头进行壁厚测量，每个筒体、封头至少测 2 个部位，特别注意环焊缝邻近区段的壁厚。对不同规格的管接头按 20%测量壁厚，但不应少于 1 个。壁厚应满足设计要求，不应小于壁厚偏差所允许的最小值且不应小于制造商提供的最小需要厚度。

d) 对集箱制造环焊缝按 10%进行表面探伤和超声波检测；筒体壁厚小于 80mm 的管座角焊缝和手孔管座角焊缝按 30%进行表面探伤复查，筒体壁厚大于等于 80mm 的管座角焊缝和手孔管座角焊缝按 50%进行表面探伤复查。一旦发现裂纹，应扩大检查比例，必要时对管座角焊缝进行超声波、涡流和磁记忆检测。环焊缝超声波探伤按 DL/T 820 执行，表面探伤按 NB/T 47013 执行，管座角焊缝超声波、涡流和磁记忆检测按 DL/T 1105.1、DL/T 1105.2、DL/T 1105.3、DL/T 1105.4 执行。

e) 检验集箱上接管的形位偏差，应符合设计规定。

f) 对存在内隔板的集箱，应对内隔板与筒体的角焊缝进行内窥镜检测。

g) 用内窥镜检查减温器喷孔、内套筒表面情况及焊接质量，内套筒分段焊接时，焊接接口应开坡口。

h) 对合金钢制集箱，按筒体段数和制造焊缝的 20%进行硬度检验，所查集箱的母材及焊缝至少各选 1 处；对集箱过渡段 100%进行硬度检验。硬度检测方法按本标准 7.1.5 执行，若硬度低于或高于规定值，按本标准 7.1.6 执行。

i) 用于制作集箱的 9%~12%Cr 钢管硬度应控制在 185HB~250HB，集箱的母材硬度应控制在 180HB~250HB，焊缝的硬度应控制在 185HB~270HB，热影响区的硬度应高于等于 175HB，母材和焊缝的金相组织按照本标准的 7.3.2 b) 和 7.3.7 执行。

j) 集箱筒体的夹层类缺陷检测按本标准 7.1.4 i) 执行。

8.1.3 集箱筒体、焊缝有下列情况时，应予返修或判不合格：

a) 母材存在裂纹或无损探伤的其它超标缺陷。

b) 焊缝存在裂纹、未熔合以及 NB/T 47013 不允许存在的气孔、夹渣、咬边等超标缺陷。

c) 筒体和管座的壁厚小于按 GB 16507.4 计算的最小需要厚度。

d) 筒体与管座型式、规格、材料牌号不匹配。

e) 筒体或焊缝的硬度不满足本规程的规定。

8.1.4 安装焊缝的外观、光谱、硬度、金相和无损探伤的比例、质量要求由安装单位按 DL/T 5210.2、DL/T 5210.7 和 DL/T 869 中的规定执行。对 9%~12%Cr 类钢制集箱安装焊缝的母材、焊缝的硬度和金相组织按照本标准 8.1.2 i) 执行。

8.1.5 对超（超）临界锅炉，安装前和安装后应重点进行以下检查：

a) 集箱、减温器等应进行 100% 内窥镜检查，发现异物应清理，重点检查集箱内部孔缘倒角、接管座角焊缝根部未熔合、未焊透、超标焊瘤等缺陷，异物以及水冷壁或集箱节流圈。

b) 锅炉冲管后及整套启动前应对屏式过热器、高温过热器、高温再热器进口集箱以及减温器的内套筒衬垫部位进行内窥镜检查，重点检查有无异物堵塞。

c) 集箱水压试验后临时封堵口的割除，检修管子及手孔的切割应采用机械切割，不应采用火焰切割；返修焊缝、焊缝根部缺陷应采用机械方法消除。

8.1.6 集箱要保温良好，严禁裸露运行，保温材料应符合设计要求。运行中严防水、油渗入集箱保温层；保温层破裂或脱落时，应及时修补；更换的保温材料不应与管道金属有腐蚀作用；严禁在集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集箱相对应的以下资料：

a) 安装焊缝坡口形式、焊接及热处理工艺和各项检验结果。

b) 筒体的外观、壁厚检验结果。

c) 合金钢制集箱筒体、焊缝的硬度和金相组织检验结果。

d) 合金钢制集箱筒体、焊缝及管部件的光谱检验记录。

e) 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集箱筒体、接管原材料检验、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 在役机组的检验监督

8.2.1 机组每次 A 级检修或 B 级检修，应对集箱进行以下项目和内容的检验：

a) 对安装前发现的硬度、金相组织异常的集箱筒体部位、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) 机组每次 A 级检修，应查阅集箱筒体、封头环焊缝的制造、安装检验记录，根据安装前及安装过程中对焊缝质量（无损检测、硬度、金相组织以及壁厚、外观等）的检测评估，对质量相对较差、返修过的焊缝进行外观、无损探伤、硬度及壁厚检测；对正常焊缝，每个集箱宜抽查 1 道焊缝。以后的检验重点为质量较差、返修、受力较大部位以及壁厚较薄部位的焊缝；逐步扩大对正常焊缝的抽查，后次 A 级检修的抽查为前次未检的焊缝，至 3~4 个 A 级检修完成全部焊缝的检验。对一些缺陷较严重的焊缝，无论机组 A 级检修或 B 级检修，均应复查。焊缝表面探伤按 NB/T 47013 执行，超声波探伤按 DL/T 820 规定执行。

d) 机组每次 A 级检修或 B 级检修，按 20% 对集箱管座角焊缝进行抽查外观检验和表面探伤，必要时进行超声波、涡流或磁记忆检测，重点检查定位管及其附近接管座焊缝、制造质量检查中缺陷较严重的角焊缝。后次抽查部位为前次未检部位，至 3~4 个 A 级检修完成 100% 检验。表面、超声波、涡流或磁记忆检测分别按 NB/T 47013、DL/T 1105.2、DL/T 1105.3 和 DL/T 1105.4 执行。

e) 机组每次 A 级检修或 B 级检修，应宏观检查与集箱相连的接管的氧化、腐蚀、胀粗等；环形集箱弯头/弯管外观应无裂纹、重皮和损伤，外形尺寸符合设计要求。

f) 根据集箱的运行参数，按筒节、焊缝数量的 10%（选温度最高的部位，至少选 1 个筒节、1

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;对集箱过渡段 100%进行硬度检验。硬度检验按本标准 7.1.5 执行,若硬度低于或高于规定值,应分析原因,并提出监督运行措施。

g) 对集箱的 T23 钢制接管座角焊缝应进行外观检验和表面探伤,抽查重点为外侧第 1、2 排管座。

h) 对过热器、再热器集箱排空管接管座焊缝应进行外观检验和表面探伤,对排空管座内壁、管孔进行超声波检验,必要时进行内窥镜检查;应对排空用一次门和取样用三通之间管道内表面进行超声波检验。

i) 机组每次 A 级检修或 B 级检修,应检查与集箱相联的小口径管(疏水管、测温管、压力表管、空气管、安全阀、排气阀、充氮、取样、压力信号等)管座角焊缝,检查数量、方法按照本标准 7.2.3.4 a) 执行。

j) 机组每次 A 级检修对集汽集箱的安全门管座角焊缝进行无损探伤。

k) 机组每次 A 级检修对吊耳与集箱焊缝进行外观检验和表面探伤,必要时进行超声波探伤。

l) 对存在内隔板的集箱,运行 10 万小时后用内窥镜对内隔板位置及焊缝进行全面检查。

m) 顶棚过热器管发生下陷时,应检查下垂部位集箱的弯曲度及其连接管道的位移情况。

8.2.2 服役温度在 400℃~450℃范围内的集箱,运行 8 万小时后根据设备运行状态,随机抽查筒体、焊缝的硬度和金相组织,下次抽查时间和比例根据上次检查结果确定。同时参照本标准 8.2.1 对集箱表面质量、管座角焊缝和环焊缝进行检查。

8.2.3 根据设备状况,结合机组检修,对减温器集箱进行以下检查:

a) 对混合式(文丘里式)减温器集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 万~3 万小时后进行抽芯,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 万小时检查一次。

d) 减温器集箱对接焊缝按本标准 8.2.1c) 的规定进行无损探伤。

8.2.4 工作温度高于等于 400℃的碳钢、钼钢制集箱,当运行至 10 万小时时,应进行石墨化检查,以后的检查周期约 5 万小时;运行至 20 万小时时,每次机组 A 级检修或 B 级检修按本标准 8.2.1 中有关条款执行。

8.2.5 已运行 20 万小时的 12CrMoG、15CrMoG、12Cr2MoG (2.25Cr-1Mo、P22、10CrMo910)、12Cr1MoVG 钢制集箱,经检查符合下列条件,筒体一般可继续运行至 30 万小时:

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。

8.2.6 对珠光体球化达到 5 级,硬度下降明显的集箱,应进行寿命评估。集箱寿命评估参照 DL/T 940 执行。

8.2.7 集箱发现下列情况时,应及时处理或更换:

a) 当发现本标准 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) 碳钢和钼钢制集箱,当石墨化达 4 级时,应予更换;石墨化评级按 DL/T 786 规定执行。

d) 集箱筒体周向胀粗超过公称直径的 1%。

8.2.8 9%~12%Cr 钢制集箱运行期间的监督检验按照本标准 8.2.1 中有关条款执行,并参照本标准

7.3 中有关条款执行。

7.2.9 对服役温度高于 600℃的 9%~12%Cr 钢制集箱，机组每次 A 修或 B 修，应对外壁氧化情况进行检查，宜对内壁氧化层进行测量；特别关注再热热段集箱接管外壁氧化情况和内壁氧化层的测量。

9 受热面管的金属监督

9.1 制造、安装前检验

9.1.1 受热面管屏制造、安装前，应检查见证管材质保书，其内容应符合本标准“5 金属材料的监督”中相关条款；检查见证焊材质保书，其内容应符合本标准“6 焊接质量的监督”中相关条款。

9.1.2 受热面管材主要见证以下内容：

a) 管材制造商的质保书，进口管材的报关单和商检报告。

b) 国产锅炉受热面用无缝钢管的质量检验应符合 GB 5310、GB/T 16507 的规定及订货技术条件，同时参照 NB/T 47019 的规定；进口钢管的质量检验应符合相应牌号的国外标准（若无行业标准，可按企业标准）及订货技术条件，重要的钢管技术标准有 ASME SA-213/SA-213M、DIN EN 10216-2、EN 10216-5，同时应满足 GB 5310 的规定。

c) 管子内外表面不允许有大于以下尺寸的直道及芯棒擦伤缺陷：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。对发现可能超标的直道及芯棒擦伤缺陷的管子，应取样用金相法判断深度。

d) 管材入厂复检报告。

e) 细晶粒奥氏体耐热钢管晶粒度检验报告。

f) 内壁喷丸的奥氏体耐热钢管的喷丸层检验报告，并对喷丸表面进行宏观检验。

1) 喷丸表面应洁净，无锈蚀或残留附着物，不应存在的目视可见的漏喷区域，也不应存在喷丸过程中附加产生的机械损伤等宏观缺陷。

2) 有效喷丸层深度的测量可采用金相法或显微硬度曲线法。若采用金相法，有效喷丸层深度应不小于 70μm；若采用硬度曲线法，有效喷丸层深度应不小于 60μm。

3) 在喷丸管同一横截面距内壁面 60μm 处，沿时钟方向 3 点、6 点、9 点、12 点四个位置测得的硬度值应高于基体硬度的 100HV，且四个位置硬度值的差值不宜大于 50HV。

9.1.3 受热面安装前，应见证设计、制作工艺和检验等资料，内容应符合国家、行业标准，包括：

a) 受热面管屏图纸、管子强度计算书和过热器、再热器壁温计算书，设计修改等资料。

b) 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。

c) 管屏的焊接、焊后热处理报告。

d) 制造缺陷的返修处理报告。

e) 管子（管屏）焊缝的无损检测报告，应符合 GB/T 16507 的规定。

f) 管屏的几何尺寸检验报告，应符合 GB/T 16507 的规定。

g) 合金钢管屏管材及焊缝的光谱检验报告。

h) 管子的对接接头或弯管的通球检验记录，通球球径应符合 GB/T 16507 的规定。

i) 锅炉的水压试验报告，应符合 GB/T 16507 的规定。

9.1.4 膜式水冷壁鳍片应选与管子同类的材料。

9.1.5 奥氏体耐热钢管冷弯后是否进行固溶处理参照 ASME-I 中 PG19 执行。

9.1.6 受热面安装前，应进行以下检验：

a) 对受热面管屏、管排的平整度和部件外形尺寸进行 100% 的检查，管排的平整度和部件外形尺寸应符合图纸要求；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。

b) 应检查管内有无杂物、积水及锈蚀。

c) 对管屏表面质量检查。管子的表面质量应符合 GB 5310，对一些可疑缺陷，必要时进行表面探伤；焊缝与母材应平滑过渡，焊缝应无表面裂纹、夹渣、弧坑等超标缺陷。焊缝咬边深度不超过 0.5mm，两侧咬边总长度不超过管子周长的 20%，且不超过 40mm。

d) 对超（超）临界锅炉水冷壁用的管径较小、壁厚较大的15CrMoG钢制水冷壁管，壁厚较大的T91钢制过热器管，要特别注意管端0-300mm内外表面的宏观裂纹检查，监造宜按10%对管端0-300mm内外表面进行表面探伤。

e) 同一材料制作的不同规格、不同弯曲半径的弯管各抽查 10 根测量圆度、外弧侧壁厚减薄率和内弧侧表面轮廓度，应符合 GB/T 16507 的规定。

f) 膜式水冷壁的鳍片焊缝质量控制按 JB/T 5255 和 GB/T 16507 执行，重点检查人孔门、喷燃器、三叉管等附近的手工焊缝，同时要检查鳍片管的扁钢熔深。

g) 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，每根测两点，管子壁厚不应小于制造商强度计算书中提供的最小需要厚度。

h) 不同规格、不同弯曲半径的弯管各抽查 10 根，检查弯管的圆度、压缩面的皱褶波纹、弯管外弧侧的壁厚减薄率和内弧的壁厚应符合 GB/T 16507 规定。

i) 对合金钢管及焊缝按数量的 10%进行光谱抽查。

j) 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。9%~12%Cr钢制受热面管屏硬度控制在180HB~250HB，焊缝的硬度控制在185HB~290HB；硬度检验方法按本标准7.1.5执行。若母材、焊缝硬度高于或低于本标准规定，应扩大检查，必要时割管进行相关检验。其它钢制受热面管屏焊缝硬度按DL/T 869执行。

1) 若母材整体硬度偏低，割管样品应选硬度较低的管子，若割取的低硬度管子在实验室测量的硬度、拉伸性能和金相组织满足相关标准规定，则该部件性能满足要求；若母材整体硬度偏高，割管样品应选硬度较高的管子，除在实验室进行硬度、拉伸试验和金相组织检验外，还应进行压扁试验。若割取的高硬度管子在实验室测量的硬度、拉伸、压扁试验和金相组织满足标准规定，则该部件性能满足要求。

2) 若焊缝硬度整体偏低，割管样品应选硬度较低的焊接接头，若割取的低硬度管子焊接接头在实验室测量的硬度、拉伸性能和金相组织满足标准规定，则该部件性能满足要求；若焊缝整体硬度偏高，割管样品应选硬度较高的焊接接头，除在实验室进行硬度、拉伸试验和金相组织检验外，还应进行弯曲试验。若割取的高硬度管子焊缝在实验室测量的硬度、拉伸、弯曲试验和金相组织满足标准规定，则该部件性能满足要求。

k) 若对钢管厂、锅炉制造厂奥氏体耐热钢管的晶粒度、内壁喷丸层的检验有疑，可对奥氏体耐热钢管的晶粒度、内壁喷丸层随机抽检。

l) 对管子（管屏）按不同受热面焊缝数量的 5/1000 进行无损探伤抽查。

m) 用内窥镜对超临界、超超临界锅炉管子节流孔板进行检查，确定是否存在异物或加工遗留物。

9.2 受热面的安装质量检验

9.2.1 锅炉受热面安装后应提供的资料应符合 DL/T 939 中相关条款，监理公司应提供相应的监理资料。

9.2.2 锅炉受热面的安装质量检验验收按 DL/T 939 和 DL/T 5210.2 中的相关条款执行。

9.2.3 安装焊缝的外观质量、无损探伤、光谱检验、硬度和金相组织检验以及不合格焊缝的处理按

DL/T869、DL/T 5210.2、DL/T 5210.7 中相关条款执行。

9.2.4 低合金、奥氏体耐热钢和异种钢焊缝的硬度分别按 DL/T 869 和 DL/T752 中的相关条款执行；9%~12%Cr 钢焊缝的硬度控制在 185HB~290HB。

9.2.5 对 T23 钢制水冷壁定位块焊缝应进行 100%宏观检查和 50%表面探伤。

9.3 在役机组的检验监督

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措施。

9.3.2 锅炉受热面管壁厚应无明显减薄。对于水冷壁、省煤器、低温段过热器和再热器管，壁厚减薄量不应超过设计壁厚的 30%；对于高温段过热器管，壁厚减薄量不应超过设计壁厚的 20%。同时，壁厚应满足按 GB/T 16507 计算的管子最小需要厚度。

9.3.3 冷灰斗区域水冷壁管应无落焦造成的严重碰伤及磨损，必要时进行测厚，严重碰伤部位可进行修磨圆滑过渡或修补，修磨后的壁厚应满足按 GB/T 16507 计算的最小需要厚度。

9.3.4 水冷壁背火面与刚性梁、限位及止晃装置、支吊架等相配合的拉钩等焊件应完好，无损坏和脱落。

9.3.5 在役水冷壁管的金属检验监督按 DL/T 939 中的相关条款执行；**直流锅炉蒸发段水冷壁管，运行约 5 万小时后每次大修在温度较高的区域分段割管进行硬度、拉伸性能和金相组织检验。**

9.3.6 锅炉每次检修，应尽可能多的对锅炉四角部位和拘束应力较高区域的 T23 钢制水冷壁焊缝进行无损检测。

9.3.7 检修中应对内螺纹垂直管圈膜式**水冷壁节流孔圈进行射线检测**，对 T23 钢制水冷壁热负荷较高区域的对接焊缝应进行 100%射线检验，对焊缝上下 300mm 区域的鳍片进行 100%磁粉检验。

9.3.8 检修中应重点对膜式水冷壁的人孔门、喷燃器、三叉管等附近的手工焊缝、鳍片进行宏观检查，对可疑裂纹应进行表面探伤。

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

9.3.10 在役过热器管的金属检验监督按 DL/T 939 中的相关条款执行，特别注意夹持管与管屏管的磨损。

9.3.11 过热器、再热器管穿炉顶部位、或塔式炉过热器穿膜式壁部位密封焊缝应无裂纹等超标缺陷，必要时进行无损探伤。

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

9.3.13 低温再热器管排间距应均匀，不存在烟气走廊；重点检查后部弯头、上部管子表面及烟气流速较快部位的管子有无明显磨损，必要时进行测厚。

9.3.14 **锅炉运行 5 万小时后，检修时应应对与奥氏体耐热钢相连的异种钢焊缝按 10%进行无损检测。**

9.3.15 锅炉运行 5 万小时后，对壁温高于等于 450℃的过热器管和再热器管应取样检测管子的壁厚、管径、硬度、内壁氧化层厚度、拉伸性能、金相组织及脱碳层。取样在管子壁温较高区域，割取 2~3 根管样。10 万小时后每次 A 级检修取样，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。

9.3.16 锅炉运行 5 万小时后，应对过热器管、再热器管及与奥氏体耐热钢相连的异种钢焊接接头取样检测管子的壁厚、管径、焊缝质量、内壁氧化层厚度、拉伸性能、金相组织。取样在管子壁温较高区域，割取 2~3 根管样。10 万小时后每次 A 级检修取样检验，后次割管尽量在前次割管的附近管段或具有相近温度的区段。

9.3.17 对于奥氏体耐热钢制高温过热器和高温再热器管，根据运行状况对管内内壁氧化层进行监测，特别注意下弯头内壁的氧化层剥落堆积情况，依据检验结果，决定是否割管处理。

9.3.18 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、15CrMoG、12Cr1MoVG 和 12Cr2MoG (2.2.5Cr-1Mo、T22、10CrMo910)的珠光体球化达到5级；T91、T92、T122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 ($3\mu\text{m}\sim 4\mu\text{m}$)；18Cr-8Ni系列奥氏体耐热钢管老化达到4级；T91 钢管的组织老化评级按DL/T 884执行，T92、T122钢管的组织老化评级参照DL/T 884；18Cr-8Ni系列奥氏体耐热钢的组织老化评级按DL/T 1422 执行。

b) 管材的拉伸性能低于相关标准要求。钢管的组织老化评级按 DL/T 884 执行

9.3.19 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%；奥氏体耐热钢管蠕变应变大于 4.5% 。

d) 管子腐蚀减薄后的壁厚小于按 GB/T 16507 计算的管子最小需要厚度。

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) 奥氏体耐热钢管及焊缝产生沿晶、穿晶裂纹，特别要注意焊缝的检验。

9.3.20 锅炉受热面管在运行过程中失效时，应查明失效原因，提出应对措施。

9.3.21 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 锅筒、汽水分离器的检验监督

10.1 制造、安装检验

10.1.1 锅筒、汽水分离器的监督检验参照 DL 612、DL 647 和 DL/T 440 中相关条款执行。

10.1.2 锅筒、汽水分离器安装前，应检查见证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) 锅筒、汽水分离器材料；母材和焊接材料的化学成分、力学性能、制造工艺。板材技术条件应符合 GB 713 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；锻件应符合 NB/T 47008、NB/T 47010、JB/T 9626 中相关条款。汽水分离器、锅筒材料及制造有关技术表准见附录 B。

b) 制造商对每块钢板或整个筒体或锻件进行的理化性能复验报告。

c) 制造商提供的汽水分离器、锅筒图纸、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 锅筒、汽水分离器安装前，电力安装单位应按 DL 5190.2 进行相关检验。同时应由有资质的检测单位进行以下检验：

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。不允许有裂纹、重皮、腐蚀坑等缺陷。对一些可疑缺陷，必要时进行表面探伤。深度为 3~4mm 凹陷、疤痕、划痕应修磨成圆滑过渡，修磨后实际壁厚不应小于按 GB/T 16507 计算的最小需要厚度；深度大于 4mm 的宜补焊，补焊按 DL/T 734、NB/T47015 执行。人孔门及人孔盖密封面应无径向刻痕。

b) 对合金钢制锅筒、汽水分离器的每块钢板、每个管接头、锻件和每道焊缝进行光谱检验。

c) 对锅筒、汽水分离器筒体、封头进行壁厚测量，每节筒体、封头至少测 2 个部位。对不同

规格的管接头按 30%测量壁厚，每种规格不少于 1 个，每个至少测 2 个部位。筒体、封头和管接头壁厚应满足设计要求，不应小于壁厚偏差所允许的最小值且不应小于制造商提供的最小需要厚度。

d) 锅筒纵、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 NB/T 47013 执行。

e) 汽水分离器封头环焊缝按 10%进行表面探伤和超声波探伤，接管座角焊缝按 20%进行表面探伤。焊缝无损探伤按照 NB/T 47013 执行。

f) 对锅筒、汽水分离器纵向、环向焊接接头 100%进行硬度检查，每条焊缝至少测 2 个部位；焊接接头硬度检查按本标准 7.1.5 执行，若焊接接头硬度低于或高于规定值，按 DL/T 869 的规定处理，同时进行金相组织检验。

10.1.4 锅筒、汽水分离器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，对焊接接头和邻近母材进行硬度检验；焊接接头硬度检查按本标准 7.1.5 执行，若焊接接头硬度低于或高于规定值，按 DL/T 869 的规定处理，同时进行金相组织检验。

10.1.5 锅筒、汽水分离器的安装质量验收按 DL 612、DL 647 和 DL/T 5210.2 中的相关条款执行。

10.2 在役机组的检验监督

10.2.1 机组每次 A 级检修，应对锅筒、汽水分离器作以下检验：

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%进行表面质量检验，特别注意管孔和预埋件角焊缝是否有裂纹、咬边、凹坑、未熔合和未焊满等缺陷，并评估其严重程度，必要时表面除锈。对一些可疑缺陷，必要时进行表面探伤。

b) 对安装前检验发现缺陷相对较严重的锅筒、汽水分离器的纵、环焊缝和锅筒的集中下降管管座角焊缝应进行无损探伤复查；同时对偏离硬度正常范围的区域和焊缝应进行表面探伤；至少抽查 1 个纵、环焊缝的“T”型接头（若有）进行无损探伤；检查内壁面，特别是管孔周围有无疲劳裂纹，若发现疲劳裂纹，应打磨消除并进行表面探伤。

c) 锅筒的分散下降管、给水管、饱和蒸汽引出管等管座角焊缝按 10%抽查进行表面检查和无损探伤，汽水分离器接管座角焊缝按 20%抽查进行表面检查和无损探伤，在锅炉运行至 3~4 个 A 级检修期时，完成 100%检验；对锅筒、汽水分离器缺陷较少、质量较好的纵、环焊缝每次 A 级检修至少抽查 1 条焊缝，抽查焊缝的部位和长度根据制造检验质量确定。

10.2.2 根据检验结果采取以下处理措施：

a) 若发现锅筒、汽水分离器筒体或焊缝有表面裂纹，首先应分析裂纹性质及产生原因，根据裂纹的性质和产生原因采取相应的措施；表面裂纹和其它表面缺陷可磨除，磨除后对该部位进行探伤以确认裂纹消除，同时对壁厚进行测量，必要时按 GB/T 16507 进行壁厚校核，依据磨除深度和校核结果决定是否进行补焊或监督运行。

b) 锅筒的补焊按 DL/T 734 执行，汽水分离器的补焊按 DL/T 869 执行。

c) 对超标缺陷较多，超标幅度较大，暂时又不具备条件处理，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 进行安全性和剩余寿命评估；若评定结果为不可接受的缺陷，则应进行挖补，或降参数运行，并加强运行监督措施。

10.2.3 对按基本负荷设计的频繁启停的机组，应按 GB/T 16507 对锅筒的低周疲劳寿命进行校核；国外引进的锅炉，可按生产国规定的锅筒疲劳寿命计算方法进行。

10.2.4 对已投入运行的含较严重超标缺陷的锅筒、汽水分离器，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。

11 给水管道和低温集箱的金属监督

11.1 制造、安装检验

11.1.1 给水管道材料、制造和安装检验按照本规程本标准 7.1 中的相关条款执行。

11.1.2 低温集箱材料、制造和安装检验按照本规程本标准 8.1 中的相关条款执行。

11.2 在役机组的检验监督

11.2.1 机组每次 A 级检修，应对拆除保温层的管道、集箱部位进行筒体、焊接接头和弯头/弯管的外观质量检查，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。管道、集箱缺陷清除处的实际壁厚不应小于按 GB/T 16507 计算的最小需要厚度。首次检验应对主给水管道调整阀门后的管段和第一个弯头进行检验。对一些可疑缺陷，必要时进行表面探伤。

11.2.2 机组每次 A 级检修或 B 级检修，应检查与集箱相联的小口径管（疏水管、测温管、压力表管、空气管、安全阀、排气阀、充氮、取样、压力信号等）管座角焊缝，检查数量、方法按照本标准 7.2.3.4 a) 执行。

11.2.3 机组每次 A 级检修，应对集箱筒体、封头环焊缝进行检查，检查数量、项目和方法按照本标准 8.2.1c) 执行。

11.2.4 机组每次 A 级检修或 B 级检修，按 20%对集箱管座角焊缝进行抽查外观检验和表面探伤，必要时进行超声波、涡流或磁记忆检测，重点检查制造质量检查中缺陷较严重的角焊缝。后次抽查部位为前次未检部位，至 3~4 个 A 级检修期完成 100%检验。表面、超声波、涡流或磁记忆检测分别按 NB/T 47013、DL/T 1105.2、DL/T 1105.3 和 DL/T 1105.4 执行。

11.2.5 机组每次 A 级检修，应对吊耳与集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。

11.2.6 机组每次 A 级检修，应查阅主给水管道焊缝的制造、安装检验记录，根据安装前及安装过程中对焊缝质量（无损检测、硬度、金相组织以及壁厚、外观等）的检测评估，对质量相对较差、返修过的焊缝进行外观、无损探伤、硬度及壁厚检测；对正常焊缝，按不少于 10%进行无损探伤。以后的检验重点为质量较差、返修、受力较大部位以及壁厚较薄部位的焊缝；逐步扩大对正常焊缝的抽查，后次抽查为前次未检的焊缝，至 3~4 个 A 级检修期完成全部焊缝的检验。焊缝表面探伤按 NB/T 47013 执行，超声波探伤按 DL/T 820 规定执行。

11.2.7 机组每次 A 级检修或 B 级检修，应对主给水管道的三通、阀门进行外表面检验，特别注意与三通、阀门相邻的焊缝，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。

11.2.8 机组每次 A 级检修或 B 级检修，应对主给水管道、集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。

11.2.9 机组每次 A 级检修或 B 级检修，应对主给水管道、集箱筒体、焊缝在制造、安装中发现的硬度较低或较高的区域进行硬度抽查，以与原测量数值比较。若无制造、安装中的测量数值，首次 A 级检修或 B 级检修按集箱数量和主水管段数量的 20%对母材进行硬度检测，按焊缝数量的 20%进行硬度检测。若发现硬度偏离正常值，应分析原因，提出处理措施。此后的监督主要为硬度异常的区段和焊缝。硬度检测按本标准 7.1.5 执行。

12 汽轮机部件的金属监督

12.1 制造、安装前质量检验

12.1.1 对汽轮机转子大轴、轮盘及叶轮、叶片、喷嘴、隔板和隔板套等部件，出厂前应进行以下资料检查见证：

a) 制造商提供的部件质量证明书，质量证明书中有关技术指标应符合现行国家标准、行业标

准（若无国内外国家标准或行业标准，可按企业标准）和合同规定的技术条件；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，还应有商检合格证明单。

b) 转子大轴、轮盘及叶轮见证的技术内容包括：

- 1) 部件图纸
- 2) 材料牌号
- 3) 部件制造商
- 4) 大轴、轮盘及叶轮、叶片坯料的冶炼、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 $FATT_{50}$ （若标准中规定）或 $FATT_{20}$
- 7) 金相组织、晶粒度
- 8) 残余应力 9) 无损探伤结果
- 10) 几何尺寸
- 11) 转子热稳定性试验结果

c) 叶片、喷嘴、隔板和隔板套等部件的技术指标根据部件质量证明书可增减。

12.1.2 国产汽轮机转子体、轮盘及叶轮、叶片的验收，应满足以下规定：

a) 超临界及超超临界机组汽轮机高中压转子体锻件技术要求和质量检验，应符合 JB/T 11019 的要求。

b) 300MW 及以上汽轮机转子体锻件技术要求和质量检验应符合 JB/T 7027。

c) 300MW 及以上汽轮机无中心孔转子锻件技术要求和质量检验应符合 JB/T 8707。

d) 25MW-200MW 汽轮机转子体和主轴锻件技术要求和质量检验应符合 JB/T 1265。

e) 25MW~200MW 汽轮机轮盘及叶轮锻件的技术要求和质量检验应符合 JB/T 1266。

f) 超临界及超超临界机组汽轮机低压转子体锻件技术要求和质量检验应符合 JB/T 11020。

g) 汽轮机高低压复合转子体锻件技术要求和质量检验应符合 JB/T 11030 或制造企业的相关标准。

h) 汽轮机叶片用钢的技术要求和质量检验应符合 GB/T 8732。

12.1.3 汽轮机安装前，应由有资质的检测单位进行如下检验：

a) 对汽轮机转子、叶轮、叶片、喷嘴、隔板和隔板套等部件进行外观检验，对易出现缺陷的部位重点检查，应无裂纹、严重划痕、碰撞痕印，依据检验结果作出处理措施。对一些可疑缺陷，必要时进行表面探伤。

b) 对汽轮机转子进行硬度检验，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 $\Delta 30HB$ ，同一母线的硬度值偏差不应超过 $\Delta 40HB$ 。硬度检查按本标准 7.1.5 执行，若硬度偏离正常值幅度较多，应分析原因，同时进行金相组织检验。

c) 若质量证明书中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) 各级推力瓦和轴瓦应按 DL/T 297 进行超声波探伤，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 在役机组的检验监督

12.2.1 机组投运后每次A级检修，应对转子大轴轴颈，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，应对高、中压转子大轴进行硬度检验。硬度检验部位为大轴端面和调速级轮盘平面（标记记录检验点位置），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。若硬度相对前次检验有较明显变化，应进行金相组织检验。

12.2.3 机组每次A级检修，应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应进行超声波探伤，叶片探伤按DL/T 714、DL/T 925执行。

12.2.4 机组运行10万小时后的第一次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20万小时的机组，每次A级检修应对转子大轴进行无损探伤。

12.2.6 “反T型”结构的叶根轮缘槽，运行10万小时后的每次A级检修，应首选相控阵技术或超声波技术对轮缘槽90°角等易产生裂纹部位进行检查。

12.6.7 600MW机组或超临界及以上机组，一旦发现高中压隔板累计变形超过1mm，应立即对静叶与外环的环节部位进行相控阵检查，结构条件允许时静叶与内环发焊接部位也应进行相控阵检查。

12.2.8 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。

12.2.9 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。

12.2.10 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。

12.2.11 根据检验结果可采取以下处理措施：

- 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，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。

12.2.12 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 制造、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检查见证：

- a) 制造商提供的部件质量证明书，质量证明书中有关技术指标应符合现行国家标准、行业标准（若无国内外国家标准或行业标准，可按企业标准）和合同规定的技术条件；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，还应有商检合格证明单。

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 $FATT_{50}$ (若标准中规定) 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) 发电机转子、护环电磁特性检验结果
- 11) 几何尺寸

13.1.2 国产汽轮发电机转子、护环锻件验收, 应满足以下规定:

- a) 1000MW 及以上汽轮发电机转子锻件技术要求和质量检验应符合 JB/T 11017。
- b) 300MW~600MW 汽轮发电机转子锻件技术要求和质量检验应符合 JB/T 8708。
- c) 50MW~200MW 汽轮发电机转子锻件技术要求和质量检验应符合 JB/T 1267。
- d) 50MW~200MW 汽轮发电机无中心孔转子锻件技术要求和质量检验应符合 JB/T 8706。
- e) 50MW 以下汽轮发电机转子锻件技术要求和质量检验应符合 JB/T 7026。
- f) 50MW 以下汽轮发电机无中心孔转子锻件技术要求和质量检验应符合 JB/T 8705。
- g) 300MW~600MW 汽轮发电机无磁性护环锻件技术要求和质量检验应符合 JB/T 7030。
- h) 50MW~200MW 汽轮发电机无磁性护环锻件技术要求和质量检验应符合 JB/T 1268。

13.1.3 发电机转子安装前应进行以下检验:

a) 对发电机转子大轴、护环等部件进行外观检验, 对易出现缺陷的部位重点检查, 应无裂纹、严重划痕, 依据检验结果作出处理措施。对一些可疑缺陷, 必要时进行表面探伤。对表面较浅的缺陷应磨除, 转子若经磁粉探伤应进行退磁。

b) 若制造商未提供转子、护环探伤报告或对其提供的报告有疑问时, 应对转子、护环进行无损探伤。

c) 对转子大轴进行硬度检验, 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 $\Delta 40HB$ 。硬度检查按本标准 7.1.5 执行, 若硬度偏离正常值幅度较多, 应分析原因, 同时进行金相组织检验。

13.2 在役机组的检验监督

13.2.1 机组每次A级检修, 应对转子大轴 (特别注意变截面位置)、护环、风冷扇叶等部件进行表面检验, 应无裂纹、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; 转子若经磁粉探伤应进行退磁。

13.2.2 护环拆卸时应对内表面进行渗透检测, 应无表面裂纹类缺陷; 护环不拆卸时应按 DL/T 1423 或 JB/T 10326 进行超声波检测。

13.2.3 机组每次A级检修, 应对转子滑环进行表面质量检测, 应无表面裂纹类缺陷。

13.2.4 机组运行10万小时后的第一次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。

13.2.5 对存在超标缺陷的转子, 按照 DL/T 654 用断裂力学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，制订相应的安全运行监督措施。

13.2.6 机组运行10万小时后的第一次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。

13.2.7 对Mn18Cr18系钢制护环，在机组第三次A级检修时开始进行无损检测和晶间裂纹检查（通过金相检查），此后每次A级检修进行无损检测和晶间裂纹检验，金相组织检验完后应对检查点多次清洗；对18Mn5Cr系钢制护环，在机组每次A级检修时，应进行无损检测和晶间裂纹检查（通过金相检查）；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。

13.2.8 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 大于等于 M32 的高温紧固件的质量检验按 DL/T 439、GB/T 20410 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。紧固件的超声波检测按 DL/T 694 执行。

14.3 高温紧固件材料的非金属夹杂物、低倍组织和 δ -铁素体含量按 GB/T 20410 相关条款执行。

14.4 机组每次 A 级检修，应对 20Cr1Mo1VNbTiB（争气 1 号）、20Cr1Mo1VTiB（争气 2 号）钢制螺栓进行 100%的硬度检查、20%的金相组织抽查；同时对硬度高于 DL/T 439 中规定上限的螺栓也应进行金相检查，一旦发现晶粒度粗于 5 级，应予以更换。

14.5 **凡在安装或拆卸过程中，使用加热棒对螺栓中心孔加热的螺栓，应对其中心孔进行宏观检查，必要时使用内窥镜检查中心孔内壁是否存在过热和烧伤。**

14.6 **汽轮机/发电机大轴连轴器螺栓**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，按数量的**20%**进行无损探伤抽查。

14.7 锅筒人孔门、**导汽管法兰、自动主汽门、再热蒸汽调门螺栓**，安装前应进行硬度检验，机组运行检修期间应进行外观质量检验，按数量的**20%**进行无损探伤抽查。

14.8 IN783、GH4169 合金制螺栓，安装前应按数量的 10%进行无损检测，光杆部位进行超声波检测，螺纹部位渗透检测；安装前应按 100%进行硬度检测，若硬度超过 370HB，应对光杆部位进行超声波检测，螺纹部位渗透检测；安装前对螺栓表面进行宏观检验，特别注意检查中心孔表面的加工粗糙度。

14.9 对国外引进材料制造的螺栓，若无国家或行业标准，应见证制造厂企业标准，明确螺栓强度等级。

15 大型铸件的金属监督

15.1 制造、安装前检验

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检查见证：

a) 制造商提供的部件质量证明书，质量证明书中有关技术指标应符合现行国家标准、行业标准（若无国内外国家标准或行业标准，可按企业标准）和合同规定的技术条件；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，还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见附录 B。

b) 部件的技术资料包括：

- 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 $FATT_{50}$ (若标准中规定) 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

9) 汽缸坯料补焊的焊接资料和热处理记录

15.1.2 汽轮机、锅炉用铸钢件的验收, 应满足以下规定:

a) 汽轮机承压铸钢件的技术指标和质量检验应符合 JB/T 10087 的规定。

b) 超临界及超超临界机组汽轮机用 10Cr 钢铸件技术指标和质量检验, 应符合 JB/T 11018 的规定。

c) 300MW 及以上汽轮机缸体铸钢件的技术指标和质量检验应符合 JB/T 7024 的规定。

d) 锅炉管道附件承压铸钢件的技术指标和质量检验, 应符合 JB/T 9625 的规定。

15.1.3 部件安装前, 应由有资质的检测单位进行以下检验:

a) 铸钢件 100% 进行外表面和内表面可视部位的检查, 内外表面应光洁, 不应有裂纹、缩孔、粘砂、冷隔、漏焊、砂眼、疏松及尖锐划痕等缺陷。对一些可疑缺陷, 必要时进行表面探伤; 若存在超标缺陷, 则应完全清除, 清理处的实际壁厚不应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。汽缸补焊参照 DL/T 753 执行。

b) 若汽缸坯料补焊区硬度偏高, 补焊区出现淬硬马氏体组织, 应重新挖补并进行硬度、无损检测。

c) 若汽缸坯料补焊区发现裂纹, 应打磨消除并进行无损检测; 若打磨后的壁厚小于壁厚的最小值, 应重新补焊。

d) 对汽缸的螺栓孔进行无损探伤。

e) 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, 应加倍复查。铸钢件的超声波检测、渗透检测、磁粉检测和射线检测分别按 GB/T 7233、GB/T 9443、GB/T 9444 和 GB/T 5677 执行。

f) 对铸件进行硬度检验, 特别要注意部件的高温区段。硬度检查按本标准 7.1.5 执行, 若硬度偏离正常值幅度较多, 应分析原因, 同时进行金相组织检验。

15.2 在役机组的检验监督

15.2.1 机组每次 A 级检修, 应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变截面拐角、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, 应分析原因, 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。对挖补部位修复前、后应进行无损探伤、硬度和金相组织检验。

15.2.3 根据部件的表面质量状况, 确定是否对部件进行超声波探伤。

16 锅炉钢结构金属监督

16.1 锅炉钢结构制造、安装前, 对板材、型材应进行以下资料检查见证:

a) 制造商提供的板材、型材质量证明书, 质量证明书中有关技术指标应符合现行国家或行业技术标准和合同规定的技术条件; 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, 还应有商检合格证明单。

b) 板材、型材的技术资料包括:

- 1) 材料牌号
- 2) 制造商
- 3) 材的化学成分
- 4) 材料的拉伸、弯曲、冲击性能
- 5) 材料的金相组织
- 6) 材料无损检测结果，厚度大于 60mm 的板材应进行超声波检测复查
- c) 锅炉钢结构板材、型材的质量验收按 GB/T3274、GB/T 11263、GB/T 1591 执行。
- d) 锅炉钢结构制造质量应符合 NB/T 47043。

16.2 对锅炉钢结构板材、型材应进行外观检验，表面不应有裂纹、结疤、折叠、夹杂、分层、和氧化铁皮压入。表面缺陷允许打磨，打磨处应平滑无棱角，打磨后的板材、型材厚度应符合图纸要求。

16.3 若板材、型材打磨后的厚度不符合图纸要求，可进行补焊。板材、型材的补焊按、DL/T 678 执行，并参照 GB/T 11263、GB/T 3274 中关于补焊的条款。

16.4 对制作的锅炉大板梁、立柱、主要横梁进行外观检查，特别注意焊缝质量的检验，应无裂纹、咬边、凹坑、未填满、气孔、漏焊等缺陷。焊缝缺陷允许打磨、补焊，补焊工艺参照 DL/T 678 执行。

16.5 见证锅炉大板梁、立柱、主要横梁焊缝的无损检测报告。

16.6 对制作的锅炉大板梁、立柱、主要横梁进行尺寸检查，柱、板、梁的弯曲、波浪度应符合设计规定。

16.7 对螺栓孔连接摩擦面和防腐漆层进行检查，应符合设计规定。

17 金属技术监督管理

17.1 根据本标准，各电力集团（公司）可制订本企业相应的金属技术监督细则。

17.2 各电力集团（公司）每年宜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。

17.3 各火力发电厂、电力建设公司、电力修造企业可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。

17.4 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，制订本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。

17.5 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。

17.6 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、数字化信息化。

17.7 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和质量检验报告等技术资料，应建立档案。

17.8 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。

17.9 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、技术管理三种类型的金属技术监督档案。

17.9.1 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。

17.9.2 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) 四大管道检验监督档案；
- 2) 受热面管子检验监督档案；
- 3) 锅筒/汽水分离器检验监督档案；
- 4) 各类集箱的检验监督档案；
- 5) 汽轮机部件检验监督档案；
- 6) 发电机部件检验监督档案；
- 7) 高温紧固件检验监督档案；
- 8) 大型铸件检验监督档案；
- 9) 各类压力容器检验监督档案；
- 10) 锅炉钢结构检验监督档案。

17.9.3 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

A1 火力发电厂金属技术监督专责（或兼职）工程师职责

A1.1 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。

A1.2 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。

A1.3 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。

A1.4 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。

A1.5 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。

A1.6 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。

A1.7 负责组织金属技术监督工作的实施。

A1.8 组织建立健全金属技术监督档案。

A2 电力建设工程公司金属技术监督专责（或兼职）工程师职责

电力建设工程公司金属技术监督专责（或兼职）工程师除作好 A1 中相关条款规定的职责外，还应重点作好以下工作：

A2.1 审定机组安装前和安装过程中金属技术监督检验项目。

A2.2 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。

A2.3 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。

A2.4 检验控制焊接质量。

A3 修造单位金属技术监督专责（或兼职）工程师职责

修造单位金属技术监督专责（或兼职）工程师除作好 A1 中相关条款规定的职责外，还应重点作好以下工作：

A3.1 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。

A3.2 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。

A4 物资供应单位金属技术监督专责（或兼职）工程师职责

物资供应单位金属技术监督专责（或兼职）工程师除作好 A1 中相关条款规定的职责外，还应重点作好以下工作：

A4.1 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。

A4.2 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

B1 国内标准

GB 713—2014 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 1591—2008 低合金高强度结构钢

GB/T 3077—2012 合金结构钢

GB/T 3274-2007 碳素结构钢和低合金结构钢热轧厚钢板和钢带

GB 5310—2008 高压锅炉用无缝钢管

GB/T 5677—2007 铸钢件射线照相检测

GB/T 5777-2008 无缝钢管超声波探伤检验方法

GB/T 7233.2—2010 铸钢件 超声检测 第 2 部分：高承压铸钢件

GB/T 8732—2004 汽轮机叶片用钢

GB/T 9443—2007 铸钢件渗透检测

GB/T 9444—2007 铸钢件磁粉检测

GB/T 11263—2005 热轧 H 型钢和剖分 T 型钢

GB/T 12459—2005 钢制对焊无缝管件

GB 13296—2013 锅炉、热交换器用不锈钢无缝钢管

GB/T 16507—2013 水管锅炉

GB/T 17394.1—2014 金属材料里氏硬度试验 第 1 部分：试验方法

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

GB/T 20490—2006 承压无缝和焊接（埋弧焊除外）钢管分层缺欠的超声检测

GB 50764—2012 电厂动力管道设计规范

TSG G0001—2012 锅炉安全技术监察规程

NB/T 47008—2010 承压设备用碳素钢和合金钢锻件

NB/T 47010—2010 承压设备用不锈钢和耐热钢锻件

NB/T 47013—2015 承压设备无损检测

NB/T 47014—2011 承压设备焊接工艺评定

NB/T 47015—2011 压力容器焊接规程

NB/T 47018—2011 承压设备用焊接材料订货技术条件

NB/T 47019—2011 锅炉、热交换器用管材订货技术条件

NB/T 47043—2014 锅炉钢结构制造技术规范

NB/T 47044—2014 电站阀门

DL/T 292—2011 火力发电厂汽水管道振动控制导则

DL/T 297—2011 汽轮发电机合金轴瓦超声波检测

DL/T 370—2010 承压设备焊接接头金属磁记忆检测

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 531—1994 电站高温高压截止阀闸阀技术条件
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—2013 电力钢结构焊接通用技术条件
DL/T 679—2012 焊工技术考核规程
DL/T 681—2012 燃煤电厂磨煤机耐磨件技术条件
DL/T 694—2012 高温紧固螺栓超声波检测
DL/T 695—2014 电站钢制对焊管件
DL/T 714—2011 汽轮机叶片超声波检验技术导则
DL/T 715—2015 火力发电厂金属材料选用导则
DL/T 717—2013 汽轮发电机组转子中心孔检验技术导则
DL/T 718—2014 火力发电厂三通及弯头超声波检测
DL/T 734—2000 火力发电厂锅炉锅筒焊接修复技术导则
DL/T 748.1—2001 火力发电厂锅炉机组检修导则
DL/T 752—2010 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—2010 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 855—2004 电力基本建设火电设备维护保管规程
DL/T 868—2014 焊接工艺评定规程
DL/T 869—2012 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 922—2005 火力发电用钢制通用阀门订货、验收导则
- 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—2016 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/T 1105.1—2009 电站锅炉集箱小口径接管座角焊缝无损检测技术导则 第 1 部分：通用要求
- DL/T 1105.2—2010 电站锅炉集箱小口径接管座角焊缝无损检测技术导则 第 2 部分：超声检测
- DL/T 1105.3—2010 电站锅炉集箱小口径接管座角焊缝无损检测技术导则 第 3 部分：涡流检测
- DL/T 1105.4—2009 电站锅炉集箱小口径接管座角焊缝无损检测技术导则 第 4 部分：磁记忆检测
- DL/T 1113—2009 火力发电厂管道支吊架验收规程
- DL/T 1114—2009 钢结构腐蚀防护热喷涂（锌、铝及合金涂层）及其试验方法
- DL/T 1317—2014 火力发电厂焊接接头超声衍射时差检验技术规程
- DL/T 1324—2014 锅炉奥氏体不锈钢内壁氧化物堆积检测技术导则
- DL/T 1422—2015 18Cr-8Ni 系列奥氏体不锈钢锅炉管显微组织老化的评级标准
- DL/T 1423—2015 在役发电机护环超声波检测技术导则
- DL/T 5054—1996 火力发电厂汽水管道设计技术规定
- DL 5190.2—2011 电力建设施工技术规范 第 2 部分：锅炉机组
- DL 5190.5—2012 电力建设施工技术规范 第 5 部分：管道及系统
- DL 5190.7—2012 电力建设施工技术规范 第 5 部分：焊接工程
- DL/T 5210.2—2009 电力建设施工质量验收及评价规程 第 2 部分：锅炉机组
- DL/T 5210.5—2012 电力建设施工质量验收及评价规程 第 5 部分：管道及系统
- DL/T 5210.7—2010 电力建设施工质量验收及评价规程 第 7 部分：焊接
- DL/T 5366-2006 火力发电厂汽水管道应力计算技术规程
- JB/T 1265—2014 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—2014 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 4010—2006 汽轮发电机钢质护环超声波探伤

JB /T4707—2000 等长双头螺柱

JB/T 5255-1991 焊制鳍片管（屏）技术条件

JB/T5263—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/T6439—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/T6902—2008 阀门液体渗透检测

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—2014 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—2014 3 汽轮发电机 Mn18Cr18N 无磁性护环锻件技术条件

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—2014 50MW~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—2014 300MW~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 10087—2001 汽轮机铸钢件技术条件

JB/T10326 —2002 在役发电机护环超声波检验技术标准

JB/T 11017—2010 1000MW 及以上汽轮发电机转子锻件技术条件

JB/T 11018—2010 超临界及超超临界机组汽轮机用 Cr10 型不锈钢铸件技术条件

JB/T 11019—2010 超临界及超超临界机组汽轮机高中压转子体锻件技术条件

JB/T 11020—2010 超临界及超超临界机组汽轮机用超纯净钢低压转子锻件技术条件

JB/T 11030—2010 汽轮机高低压复合转子锻件技术条件

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 4173—2008 高温用锻造镗孔厚壁无缝钢管

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

B2 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 SA-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-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-302/SA—302M 压力容器用合金钢、锰-钼和锰-钼-镍钢板技术条件

ASME SA-335/SA—335M 高温用无缝铁素体合金钢公称管

ASME SA-387/SA—387M 压力容器用合金钢板、铬-钼钢板技术条件

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 中温高压用电熔化焊钢管

ASME SA—691 高温、高压用碳素钢和合金钢电熔化焊钢管

ASME SA—960/SA-960M ASME SA-960 锻制钢管管件通用技术条件

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

ASME-I 锅炉制造规程

BS EN 10028 压力容器用钢板

BS EN 10095 耐热钢和镍合金

BS EN 10222 承压用钢制锻件

BS EN 10246 钢管无损检测

BS EN 10295 耐热钢铸件

BS EN10246—14 钢管的无损检测 第 14 部分 无缝和焊接（埋弧焊除外）钢管分层缺欠的超声检测

DIN EN 10216—2 承压无缝钢管技术条件 第 2 部分高温用碳钢和合金钢管

DIN EN 10216—5 承压无缝钢管技术条件 第 5 部分不锈钢管

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

序号	材料牌号	硬度(HB)	产品类别
1	20G	120~160	钢管
2	25MnG、A106B、A106C、A210C	130~180	
3	20MoG、STBA12、16Mo3	125~160	
4	12CrMoG、15CrMoG、P2、T/P11、T/P12	125~170	
5	12Cr2MoG、T/P22、10CrMo910	125~180	
6	12Cr1MoVG	135~195	
7	15Cr1Mo1V	145~200	
8	T23/07 Cr2MoW2VNbB	150~220	
9	12Cr2MoWVTiB(G102)	160~220	
10	WB36/15NiCuMoNb5-6-4/15NiCuMoNb5 15Ni1MnMoNbCu/P36	185~255	
11	SA672 B70CL22、SA672 B70CL32	130~185	
12	SA691 1-1/4CrCL22、SA691 1-1/4CrCL32	150~200	
13	10Cr9Mo1VNbN/T91/P91 10Cr9MoW2VNbBN/T92/P92 10Cr11MoW2VNbCu1BN/T122/P122 X20CrMoV121、X20CrMoWV121 CSN41 7134 等	185~250	
14	07Cr19Ni10/TP304H 07Cr18Ni11Nb/TP347H、TP347HFG 07Cr19Ni11Ti/TP321H	140~192	
15	10Cr18Ni9NbCu3BN/S30432	150~219	
16	07Cr25Ni21NbN/HR3C	175~256	
17	T91、T92、P122 管屏	180~250	管屏
18	P91、P92、P122 组配件、集箱	180~250	组配件、集箱
19	T23 焊缝	150~260	焊缝
20	P91、P92、P122 焊缝	185~270	
21	T91、T92、T122 焊缝	185~290	
22	20G	106~156	管件
23	A105	137~187	管件、阀门
24	A106B、A106C、A672 B70 CL22/32	130~197	管件
25	P2、P11、P12、/P21、P22、10CrMo910 12Cr1MoVG、12CrMoG、15CrMoG	130~197	

26	A691 Gr.1-1/4 Cr、A691 Gr.2-1/4 Cr	130~197	管件
27	P91、P92、P122、X11CrMoWVNb9-1-1、X20CrMoV11-1	180~250	
28	F11, CL1、F12, CL1	121~174	
29	F11, CL2、F12, CL2	143~207	
30	F22, CL1	130~170	
31	F22, CL3	156~207	
32	F91	175~248	
33	F92	180~269	
34	20, Q245R	110~160	锻件
35	35	136~192	
36	16Mn, Q345R	121~178	
37	15CrMo	118~180 (壁厚≤300mm)	
38		115~178 (壁厚 300~500mm)	
39	20MnMo	156~208 (壁厚≤300mm)	
40		136~201 (壁厚 300~500mm)	
41		130~196 (壁厚 500~700mm)	
42	35CrMo	185~235 (壁厚≤300mm)	
43		180~223 (壁厚 300~500mm)	
44	12Cr1MoV	118~195 (壁厚≤300mm)	
45		115~195 (壁厚 300~500mm)	
46	0Cr18Ni9、0Cr17Ni12Mo2	139~192 (壁厚≤150mm)	
47		130~187 (壁厚 150~300mm)	
48	00Cr19Ni10、00Cr17Ni14Mo2	128~187 (壁厚≤100mm)	
49		121~187 (壁厚 100~200mm)	
50	0Cr18Ni10Ti、0Cr18Ni12Mo2Ti	139~187 (壁厚≤100mm)	
51		131~187 (壁厚 100~200mm)	
52	00Cr18Ni5Mo3Si2	175~235 (壁厚≤100mm)	

		厚≤100mm)	
53	06Cr17Ni12Mo2	139～192	
54	12Cr13（1Cr13）	192～211	动叶片
55	20Cr13（2Cr13）14Cr11MoV（1Cr11MoV）	212～277	动叶片
56	15Cr12MoWV （1 Cr12MoWV）	229～311	
57	35	146～196	螺栓
58	45	187～229	
59	20CrMo	197～241	
60	35CrMo	255～311（直 径<50mm）	
61		241～285（直 径≥50mm）	
62	42CrMo	255～321（直 径<65mm）	
63		248～311（直 径≥65mm）	
64	25Cr2MoV、25Cr2Mo1V、20Cr1Mo1V1	248～293	
65	20Cr1Mo1VTiB	255～293	
66	20Cr1Mo1VNbTiB	252～302	
67	20Cr12NiMoWV(C422)、 1Cr11MoNiW1VNbN、2Cr11NiMoNbVN	277～331	
68	2Cr11Mo1VNbN、2Cr12NiW1Mo1V 2Cr11Mo1NiWVNbN	290～321	
69	45Cr1MoV	248～293	
70	R-26(Ni-Cr-Co 合金)、GH445	262～331	
71	ZG20CrMo	135～180	铸钢
72	ZG15Cr1Mo、ZG15Cr2Mo1 ZG20CrMoV、 ZG15Cr1Mo1V	140～220	
73	ZG10Cr9Mo1VNbN	185～250	
74	ZG12Cr9Mo1VNbN	190～250	
75	ZG11Cr10MoVNbN ZG13Cr11MoVNbN ZG14Cr10Mo1VNbN ZG11Cr10Mo1NiWVNbN ZG12Cr10Mo1W1VNbN-1 ZG12Cr10Mo1W1VNbN-2 ZG12Cr10Mo1W1VNbN-3	210～260	
注：考虑到奥氏体耐热钢管的管屏制管及矫直工序，钢管表面易形成加工硬化层，造成表层硬度高于心部，故表面硬度上限允许至 202HB。			

附录 D
(规范性附录)

低合金耐热钢蠕变损伤评级

D1 蠕变损伤检查方法按 DL/T 884-2004 执行

D2 蠕变损伤评级见表 D

表 D 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 2~3 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裂纹。