

Q/GH

x x 电 力 企 业 标 准

Q/GH×××—2010

超/超超临界锅炉高温受热面 氧化皮防治技术措施

（报批稿）

2010-××-×× 发布

中国xx能源股份有限公司xx电力分公司 发布

目 录

前 言.....	1
1.范围.....	2
2.规范性引用文件.....	2
3. 总则.....	3
4.设计过程控制.....	3
5.保管及安装前控制.....	6
6.锅炉化学清洗过程控制.....	7
7.锅炉吹管过程控制.....	9
8. 机组整套启动前的水冲洗.....	10
9.锅炉启动过程控制.....	11
10.锅炉运行控制.....	12
11.锅炉停炉过程控制.....	13
12.机组的停用保养.....	14
13.锅炉检修检查.....	15
附录 1 超/超超临界锅炉受热面金属壁温测点的布置原则.....	16

前 言

超/超超临界锅炉高温受热面用铁素体钢和奥氏体钢材料投入运行后，管内壁在高温水蒸汽作用下生成氧化皮是不可避免的。当氧化皮生长到一定厚度时，在机组启停过程中会发生氧化皮剥落。当剥落物堆积到管排下部弯头部位，将引起管路堵塞而发生超温爆管；当剥落物随蒸汽进入主汽阀会造成卡涩；当剥落物进入汽轮机将发生固体颗粒冲蚀（SPE）。针对超/超超临界锅炉高温受热面氧化皮这一共性问题，以及xx公司在建即将投产和未来规划的多台超临界及超超临界机组的形势，xx公司组织研究院技术研究中心和相关发电公司开展技术攻关，研究制订了《超/超超临界机组锅炉高温受热面氧化皮防治技术措施》。因此，制定本措施对于指导超/超超临界机组氧化皮的有效控制，确保xx超/超超临界机组安全、稳定、经济运行，具有十分重要的意义。

本技术措施，从锅炉设计、保管及安装前控制、化学清洗、蒸汽吹管、启动、运行、停运过程、停炉保护以及锅炉检修等各个环节，提出了高温受热面氧化皮防治的相应技术措施。鉴于超/超超临界机组锅炉高温受热面蒸汽氧化、氧化皮脱落的问题在国际上尚未根本解决，随着国内外对超/超超临界机组锅炉高温受热面蒸汽氧化腐蚀治理研究的不断深入、经验的逐步积累，还将对“技术措施”进行及时补充、修改和完善。

各单位可根据本技术措施制定实施细则。

本技术措施附录为资料性附件。

本技术措施归口单位：中国xx能源股份有限公司xx电力分公司

本技术措施起草单位：xxxx（北京）电力研究院有限公司

xx河北xx定洲发电有限责任公司

本技术措施主要起草人：孙平 范永胜 赵慧传 谢建文 苏尧 李建定 付林 张强

本技术措施发布之日起，原《xx600MW 等级超（超）临界机组高温受热面氧化皮防治技术措施》同时废止。

超/超超临界锅炉高温受热面氧化皮防治技术措施

1.范围

本技术措施规定了超/超超临界锅炉高温受热面氧化皮防治的技术要求和管理要求，涉及设计、化学清洗、蒸汽吹管、启动、运行、停炉、检修等环节，适用于 xx 电力 600MW、1000MW 等级超/超超临界机组。

2.规范性引用文件

下列文件中的条款通过本技术措施的引用而成为本技术措施的条款。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技术措施，然而鼓励根据本技术措施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技术措施。

GB 5310 高压锅炉用无缝钢管

GB 8978 污水综合排放标准

DL/T 438 火力发电厂金属技术监督规程

DL/T 561 火力发电厂水汽化学监督导则

DL/T 794 火力发电厂锅炉化学清洗导则

DL 831 大容量煤粉燃烧锅炉炉膛选型导则

DL/T 855 电力基本建设火电设备维护保管规程

DL/T 889 电力基本建设热力设备化学监督导则

DL/T 956 火力发电厂停（备）用热力设备防锈蚀导则

DL/T 977 发电厂热力设备化学清洗单位管理规定

《超/超超临界机组蒸汽吹管导则》（xx 电力公司）

3. 总则

3.1 为了减缓超/超超临界锅炉过热器、再热器蒸汽侧氧化皮的生成与脱落，减少锅炉非计划停运，提高锅炉运行的安全性、可靠性和经济性，特制定本技术措施。

3.2 锅炉高温受热面氧化皮的防治，必须坚持电力设备全过程监督管理理念，在锅炉设备的选型、设计、制造、安装、调试、检验、运行、检修和改造各个环节，实现全过程技术监督和技术管理。

3.3 新建锅炉在设备选型阶段，项目公司应及时与锅炉制造厂进行沟通，将了解和掌握的已投运同类型锅炉、同类型材料存在的问题反馈给制造厂，以便在设计中借鉴。当发现有重大技术问题时，应进行设计校核。

3.4 机组选用 100%旁路系统，有利于锅炉定期吹扫、排出高温受热面内氧化皮等杂质。

3.5 在役锅炉应本着“减缓生成、控制剥落、加强检查、及时清理”的原则，监控受热面壁温，控制启停炉速率，发现问题及时采取清理措施，防止因氧化皮脱落引发锅炉爆漏事故发生和扩大。

3.6 超/超超临界机组的电厂应建立以总工程师为组长的锅炉高温受热面氧化皮防治小组，制定和健全氧化皮防治的管理制度和技术档案，并结合本厂机组实际情况，制订氧化皮防治技术措施的实施细则，报电力研究院技术研究中心审核、备案。

4. 设计过程控制

4.1 各过热器、再热器管段应进行热力偏差的计算，合理选择偏差系数，并充分考虑烟温偏差的影响。选用管材时，在壁温验算基础上应留有足够的安全裕

度。

1) 确认计算时的热力偏差系数。

依据 DL 831 规定，设计时壁温安全性计算的屏间热力偏差系数为 1.25。各锅炉厂可根据本厂的设计规范选取热力偏差系数，但屏间热力偏差系数不得小于 1.25。

2) 材料强度校核所预留的温度裕度宜不小于 10℃。

3) 过热器两侧蒸汽温度偏差不大于 5℃，再热器两侧蒸汽温度偏差不大于 10℃。

4) 应校核 75% 负荷下的具有辐射吸热特性的受热面壁温。

4.2 锅炉高温受热面设计选材的钢牌号与化学成分、制造方法、交货状态、力学性能、液压试验、工艺性能、低倍检验、非金属夹杂物、晶粒度、显微组织、脱碳层、晶间腐蚀试验、表面质量、无损检验等技术条件应符合 GB 5310 的规定。

4.3 提高锅炉高温受热面管材抗蒸汽氧化能力是氧化皮防治主要技术措施之一。

提高管材抗蒸汽氧化能力的几种途径：

1) 管子内壁镀 Cr，即通过在内表面形成致密的 Cr_2O_3 保护层来提高抗蒸汽氧化能力。

2) 奥氏体不锈钢管子内壁喷丸处理，可以在内壁表面形成喷丸硬化层，其中包含了大量的位错、孪晶、亚晶等，在高温蒸汽氧化过程中形成 Cr 向表层短路扩散的途径，促进表面 Cr_2O_3 保护层的形成，从而降低了蒸汽氧化速率。内壁喷丸处理后硬化层应均匀，厚度应达到 50 μm 以上，硬度平均值不小于 280HV，且比母材基体的硬度大 100HV。在蒸汽温度 600℃ 以上，不宜选用未经喷丸处理的 10Cr18Ni9NbCu3BN (S30432) 管材。

3) 提高钢管材料的 Cr 含量，通常 Cr 含量提高到 22% 以上，抗蒸汽氧化能力有显著提高，如 07Cr25Ni21NbN (TP310HNBn)。

4) 钢管材料的细晶粒化处理：通过特定的热加工和热处理工艺可使奥氏体不锈钢的晶粒细化，晶界数量的增加提供了 Cr 元素向表面扩散的通道，促进表面 Cr_2O_3 保护层的形成，降低了蒸汽氧化速率，如 10Cr18Ni9NbCu3BN (S30432)、08Cr18Ni11NbFG (TP347HFG)。超/超超临界锅炉高温过热器（再热器）选用的奥氏体不锈钢管材的晶粒度应控制在 8~10 级。

4.4 部分铁素体耐热钢的最高允许使用温度见下表。

钢牌号	12Cr2MoG (T22)	07Cr2MoW2VNbB (T23)	10Cr9Mo1VNbN (T91)	10Cr9MoW2VNbBN (T92)
最高允许使用 温度 (°C)	580	570	595	605

4.5 虽然高抗蒸汽氧化性能材料的选取受增加投资成本的制约，但应避免“以低代高”现象，必要时应对锅炉制造厂提供的受热面进行校核计算，校核其受热面材料设计裕度是否大于等于 10°C。同屏所使用的钢材牌号不得超过两种，以降低异种钢材焊接带来风险。

4.6 高温过热器管屏设计时，内圈管下弯头弯曲半径不得小于 3 倍管径，避免造成氧化皮等杂质易于在此处堆积。同时，应尽量增大末级过热器管内径尺寸。

4.7 为加强高温受热面金属管壁温度的全面监测，适度增加热箱内高温受热面壁温测点数量，壁温测点布置原则见附录 1。热箱内温度测点宜采用图 1 推荐的集热块结构和图 2 推荐的套管结构。在采用这种结构时必须做到：测点保温；集热块与管壁三面满焊；热电偶前段贴紧管子；压紧螺钉不直接接触热接点。

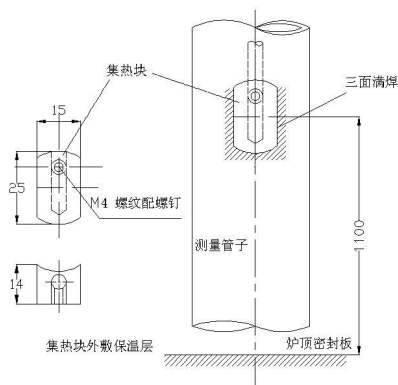


图1 推荐的参考结构之一

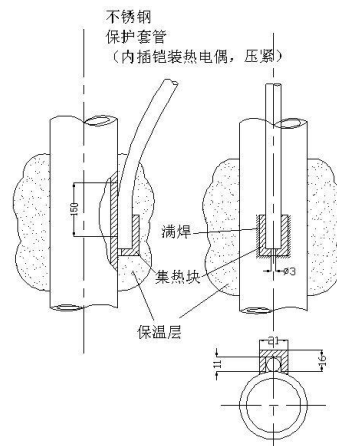


图2 推荐的参考结构之二

5. 保管及安装前控制

5.1 各类管道及附件运抵现场后的保管，应按照 DL/T 855 规定执行，重点检查管道及附件孔口保护封堵是否严密，对丢失或破损封堵进行补充，以隔绝空气、雨水，防止保管过程中管道内壁产生锈蚀。不锈钢管材应单独存放，严禁与碳钢混放或接触，并尽可能缩短存放周期，运输到现场后及时安装使用。

5.2 受热面管在组合和安装前必须分别进行通球试验，通球后应做好可靠的封闭措施。

5.3 在组合安装前，应检查联箱内部有无异物、联箱内壁有无附着物（有条件时宜采用内窥镜进行检查），必须将所有联箱内部清理干净，联箱内壁附着物应采取有效措施予以清除，各接管座应无堵塞。

6. 锅炉化学清洗过程控制

6.1 超/超超临界机组对热力系统受热面内表面清洁度和运行系统水汽品质要求很高，机组在制造、储藏、安装和长期运行过程中，在金属受热面内表面会产生氧化皮、焊渣、油污、腐蚀结垢产物等，通过机组的化学清洗，使机组热力系统的受热面内表面清洁，防止因腐蚀和结垢而引起事故，提高机组的热效率和改善机组水汽品质，以确保机组顺利投产和安全经济运行。

6.2 按照 DL/T 977 的相关规定，承担超/超超临界机组化学清洗的单位应具备电力行业发电厂热力设备化学清洗 A 级清洗单位资质，严禁无证清洗和越级清洗。

6.3 化学清洗前须详细了解锅炉的结构和材质，并对锅炉内部进行检查，以确定清洗方案和制定安全措施。机组的化学清洗范围参照 xx 电力《超/超超临界机组化学清洗导则》相关规定执行。

6.4 化学清洗所使用的药品需提供产品合格证、质保书等，应现场取样进行小型试验，并委托第三方单位对现场药品进行抽样复检。质量和检定标准详见 DL/T 794-2001 附录 E。

6.5 化学清洗药品经稀释后的清洗液中的氯离子含量应小于 0.2mg/L，不准使用回收的药品和农用氨水。

6.6 所有清洗药品应分类、整齐放置于清洗现场，并有防护措施。清洗现场应具备临时化学分析条件。

6.7 锅炉化学清洗介质的要求

- a) 化学清洗介质及参数的选择，应根据垢的成份、锅炉设备构造、材质等通过试验确定。选择的清洗介质在保证化学清洗及缓蚀效果的前提下，应综合考虑其经济性及环保要求等因素。
- b) 新建及运行超临界机组一般选择的清洗介质：

- 1) 柠檬酸
 - 2) EDTA
 - 3) 羟基乙酸
 - 4) 混合酸
- c) 当清洗液中三价铁离子浓度大于 300 mg/L 时, 应在清洗液中添加还原剂。
- d) 当氧化铁垢中含铜量大于 5%时, 应有防止金属表面镀铜的措施。

6.8 化学清洗的质量控制

- a) 化学清洗前应检查并确认化学清洗用药的质量、数量, 监视管段和腐蚀指示片。
- b) 清洗过程中应监督加药、化验, 控制各清洗阶段介质的浓度、温度、流量、压力等重要清洗参数。
- c) 根据化验数据中清洗液浓度、清洗液中铁离子浓度趋于平衡和监视管内表面的除垢情况判断化学清洗终点。
- d) 新建炉的监视管段一般在化学清洗结束后取出。运行炉的监视管段应在预计化学清洗结束时间前取下, 并检查管内是否已清洗干净。若管段仍有污垢, 应再把监视管段放回系统继续化学清洗, 直至监视管段全部清洗干净。
- e) 化学清洗后, 应对锅炉底部联箱进行内部检查, 并彻底清除沉渣。
- f) 对被清洗系统的管道进行割管检查, 判断清洗效果。对新建炉应选择清洗流速最低处割取, 对运行炉应在热负荷最高、结垢严重处割取管样。
- g) 检查完毕后, 应将割管检查系统中拆下的装置和部件全部恢复, 撤掉临时设备系统和临时部件, 使系统恢复正常。
- h) 锅炉化学清洗后如在20天内不能投入吹管或运行, 应进行防腐保护。
- i) 常用保护方法: 液体保护法有氨液保护、氨—联氨液保护, 气体保护法有充氮保护、气相缓蚀剂保护。
- j) 锅炉化学清洗废液的排放必须符合GB8978的规定。

k) 严禁排放未经处理的酸、碱液及其他有害废液，也不得采用渗坑、渗井和漫流的方式排放。

l) 火电厂应设有足够容量存放和处理废液的处理装置。

6.9 锅炉化学清洗过程中应加强各阶段的监测，监测项目按照 DL/T 794 规定执行。

6.10 锅炉清洗质量验收标准：

a) 化学清洗后的金属表面应清洁，无残留氧化物和焊渣，无明显金属粗晶析出的过洗现象，不应有镀铜现象。

b) 用腐蚀指示片测量的金属平均腐蚀速度应小于 $6\text{g}/(\text{m}^2 \cdot \text{h})$ ，腐蚀总量应小于 $60\text{g}/\text{m}^2$ ，残余垢量小于 $20\text{g}/\text{m}^2$ 。

c) 化学清洗后的表面应形成良好的钝化保护膜，不应出现二次锈蚀和点蚀。

d) 固定设备上的阀门、仪表不应受到损伤。

6.11 为保证超/超超临界机组的化学清洗质量，化学清洗系统的设计和安装要求及化学清洗时的工艺控制可参照 xx 电力《超/超超临界机组化学清洗导则》相关规定执行。

6.12 新建和运行超/超超临界机组在进行化学清洗系统设计时，应充分考虑锅炉的结构特点，在现场条件及安全允许的情况下可以扩大清洗范围，如考虑增加除氧给水箱、疏水扩容箱、减温水系统等的化学清洗。

6.13 新建机组清洗后，宜割开锅炉部分重要联箱，采用内窥镜对其内部进行检查，清除异物，有效避免锅炉运行中由异物引发的水力不均造成超温、爆管等情况。

7. 锅炉吹管过程控制

参照 xx 电力《超/超超临界机组蒸汽吹管导则》的相关规定执行。

8. 机组整套启动前的水冲洗

8.1 一般要求

8.1.1 锅炉启动点火前，对热力系统应进行冷态水冲洗和热态水冲洗。

8.1.2 在冷态及热态水冲洗过程中，当凝汽器与除氧器间建立循环后，应投入凝结水泵出口加氨处理设备，控制冲洗水 pH 值为 9.0~9.5，以形成钝化体系，减少冲洗腐蚀。当凝汽器与启动分离器建立循环后，应投入给水泵入口加氨处理设备。调节冲洗水的 pH 值为 9.0~9.3。

8.1.3 在冷态及热态水冲洗的整个过程中，应监督给水、炉水、凝结水中的铁、二氧化硅及其 pH 值。

8.1.4 锅炉有过热器反冲洗设备时，在第一次点火前，应进行过热器反冲洗。对于怀疑存在过热器积盐的机组，在机组启动前也应进行过热器反冲洗。冲洗的除盐水应加氨调整 pH 值为 10.0~10.5，冲洗至出水无色透明。

8.2 水冲洗应具备的条件

除盐水设备应能连续正常供水；氨和联氨的加药设备能正常投运；热态冲洗时，除氧器能通汽除氧（至少在点火前 6h 投入），应使除氧器水尽可能达到低参数下运行的饱和温度。

8.3 点火前的冷态水冲洗

8.3.1 直流炉的凝结水和低压给水系统的冷态水冲洗。

当凝结水及除氧器出口水含铁量大于 1000 $\mu\text{g/L}$ 时，应采取排放冲洗方式；当冲洗至凝结水及除氧器出口水含铁量小于 1000 $\mu\text{g/L}$ 时，可采取循环冲洗方式，投入凝结水处理装置运行，使水在凝汽器与除氧器间循环。当除氧器出口水含铁量降至小于 200 $\mu\text{g/L}$ 后，凝结水系统、低压给水系统冲洗结束。

8.3.2 直流炉的高压给水系统至启动分离器间的冷态水冲洗。

当启动分离器出口水含铁量大于 $1000\mu\text{g/L}$ 时，应采取排放冲洗；小于 $1000\mu\text{g/L}$ 时，将水返回凝汽器循环冲洗，投入凝结水处理装置除去水中铁。当启动分离器出口水含铁量降至小于 $100\mu\text{g/L}$ 时，冷态水冲洗结束。

8.4 点火后的热态水冲洗

8.4.1 进行热态水冲洗时，给水的含铁量小于 $100\mu\text{g/L}$ 后，方可开始锅炉点火。

8.4.2 在直流炉热态水冲洗过程中，当启动分离器出口水含铁量大于 $1000\mu\text{g/L}$ 时，应由启动分离器将水排掉；当含铁量小于 $1000\mu\text{g/L}$ 时，将水回收至凝汽器，并通过凝结水处理装置作净化处理，直至启动分离器出口水含铁量小于 $100\mu\text{g/L}$ 时，热态水冲洗结束。

9. 锅炉启动过程控制

9.1 根据直流炉的特性，燃料量投入速度比较快，工质膨胀现象比较明显，在压力 1.1MPa 左右工质膨胀较明显，分离器水位控制宜投入自动，在手动情况下要注意储水箱水位的变化。

9.2 干、湿态的转换阶段要特别注意，加强调整，保持各参数的稳定，特别是调整好燃烧与给水量配合（煤水比，分离器入口工质焓值），严密监视水冷壁管金属壁温，避免受热面超温。

9.3 启动过程中机组负荷低于 10% 避免使用二级减温水（俄制定压运行锅炉除外），启动初期再热减温水量不得大于 10% 再热蒸汽流量。各减温水使用操作要平稳，温度控制要超前，避免突开突关减温水门使管壁急速降温 and 升温导致氧化皮集中脱落。

9.4 启动过程严格按照锅炉厂提供升温曲线控制锅炉升温速率，瞬时温升不得大于 5°C ，10 分钟内温度突变不得超过 30°C 。

9.5 启动期间在汽轮机冲转前，宜根据旁路容量加大燃料量，用较高蒸汽参数，通过开大高压、低压旁路，利用蒸汽对受热面管内残留的氧化皮进行清扫，同时避免氧化皮进入汽轮机造成叶片的冲蚀。

10. 锅炉运行控制

10.1 合理调整燃烧工况，加强对锅炉主、再热汽温及锅炉各受热面壁温的控制及调整，尽量减少主、再热汽温及锅炉各受热面壁温的大幅度波动。

10.2 吹灰是去除积灰和增强炉膛吸热的有效手段，避免蒸汽吹灰过程中蒸汽带水导致吹灰区域受热面急剧降温。

10.3 合理调整煤水比例，控制汽水分离器出口焓值，避免煤水比失调引发过热器、再热器短期超温。同时减温水使用要平稳，避免大幅开启或关小减温水导致过热器、再热器管壁温度剧变引起氧化皮脱落。

10.4 优化配风，合理分配磨煤机负荷，保证高温受热面区域不出现局部超温现象。

10.5 燃烧器摆角应设置最大上摆上限，避免在投自动情况下，燃烧器摆角上摆至最大时发生卡涩出现汽温超限引起过热器、再热器短时超温。

10.6 严格控制升降负荷速率，控制管壁温度升降速率，加强汽温控制杜绝蒸汽温度大幅波动或超温运行。

10.7 定期对磨煤机煤粉细度进行测定，发现偏离设计值较大时应及时调整分离器挡板或磨煤机动态分离器转速。

10.8 新投运机组移交生产后应及时进行燃烧优化调整，对每台磨煤机煤粉细度以及每台磨煤机各粉管风速、含粉率进行测量和标定，保证每台磨煤机出口粉管风速偏差小于 10%。

10.9 按照 DL/T 561 要求，加强运行锅炉水汽监督。应加强在线化学仪表的维护和在线检验，确保在线化学仪表的准确。严格控制凝结水、给水品质。加强凝汽器管泄漏检测，发现凝结水 Na^+ 和氢电导率明显增加要及时采取措施，采取

措施无效要及时停机，避免锅炉受热面结垢导致超温。

10.10 宜对蒸汽含氢量进行测定并定期记录，以监测受热面蒸汽氧化速度。

10.11 按照 DL/T 438 的规定，加强锅炉受热面管壁温度的监视，特别注意监视亚临界工况和 75% 负荷下的具有辐射吸热特性的高温受热面金属管壁温度。

10.12 在 DCS 各受热面管壁温度系统（或独立的壁温监视系统）中，必须具有管壁超温报警功能，对运行人员及时提示。同时，加大超温考核力度，控制超温次数和超温幅度。

10.13 对于四角切圆 π 型炉，通过炉内各级二次风送风比例调整和分离燃尽风（SOFA）喷口水平摆动角度调整，尽量降低高温受热面屏间热偏差，避免减温水单侧投用导致的壁温波动。

11. 锅炉停炉过程控制

11.1 正常停炉控制要求（俄制定压运行锅炉除外）：

1) 减负荷速率一般应控制在每分钟 1.5%BMCR 以内，避免降负荷速率过快引起汽温突变导致氧化皮集中脱落。

2) 降至 30~35% 额定负荷时，锅炉将转入湿态运行，有启动循环泵时宜投入循环泵运行，此时应加强对给水流量的监视和调整，注意稳燃装置需具备点火条件，必要时应及早投用。

3) 在减负荷过程中，应加强对风量、中间点温度、主蒸汽温度的监视，若自动投入达不到要求，应及时用手动进行风量、煤水比及减温水的调整，同时监视分离器水位。

4) 锅炉熄火后，维持炉膛风量在 30% 左右，对炉膛进行吹扫，吹扫完毕，停用送、吸风机，锅炉进行密闭冷却。

11.2 紧急停炉（事故停炉）控制要求：

1) 当机组出现事故采取紧急停机后（手动紧急停机或保护动作），锅炉应保持 18h 以上的“闷炉”时间，不宜进行强冷。

2) 锅炉冷却过程应严密监视汽水分离器和对流过热器出口联箱的内外壁温差在允许范围内, 如发现内外壁温差超过允许范围时应减缓冷却速度。

3) 锅炉停炉后, 高、低压旁路在 10%~20%开度下开启一定时间, 对锅炉主蒸汽及再热蒸汽系统进行降压, 降压速率不大于 0.3MPa / min。

11.3 采取滑停方式应当采取以下措施:

1) 按规程要求控制主、再热汽温下降速率为 1~1.5℃/min 左右。注意主汽温及锅炉金属壁温的监视和调整, 机组负荷降至 20%额定负荷以下时, 禁止使用末级减温水。

2) 滑停过程中煤水比要适中, 控制分离器出口焓值, 逐步降低过热度, 避免汽温突降或突升导致管壁金属温度变化引发氧化皮脱落。

3) 滑停过程中主要是以降低燃料为主要手段, 减温水的使用要适当, 在整个滑停过程中减温水使用量不得超过蒸汽流量的 10%。

4) 在滑停过程中, 若发现汽温变化幅度较大时, 直接手动 MFT 停炉。停炉后炉膛吹扫结束即进行炉膛密闭自然冷却, 汽水侧全部封闭自然降压。

11.4 停炉后无特殊情况, 不采用强制上水冷却和通风冷却方式。停炉强制冷却时间严格执行运行规程的要求(停炉 18 小时后), 而且应打开烟道联络挡板, 尽量保持水平烟道左右两侧通风量一致。应保持最小通风量运行, 也可在停炉后采取炉膛密封、开启汽机侧疏水门缓慢降压、热炉放水结束后, 再逐步开启烟风系统的挡板进行自然通风冷却方式。

11.5 锅炉熄火后, 检查所有减温水隔绝门是否关闭, 避免减温水进入过热器系统发生“热聚冷”现象导致氧化皮脱落。

12. 机组的停用保养

机组在停(备)用过程中, 应按照 DL/T 956 的相关规定采取防锈蚀措施。

13.锅炉检修检查

13.1 新投运机组应从首次检查性大修开始对高温过热器、再热器进行氧化皮的监督检查，尤其是发生过因氧化皮脱落导致爆管的锅炉，应做到“逢停必检”。检查的内容应包括外观、胀粗、变形量、壁厚、内壁氧化皮厚度、下弯头氧化皮堆积情况等。对于无损检查发现氧化皮堆积较多或氧化皮较厚的管段，应进行割管清理。

1) 弯头堆积氧化皮检查方法：射线拍片法(铁素体钢、奥氏体钢)、磁性检测法(奥氏体钢)。

2) 割管检查项目：微观组织检验，力学性能试验，氧化皮形貌、结构和剥离程度检查。

13.2 当受热面更换新管时，更换前必须对新管进行清理。割管后管口要及时封堵避免杂质落入。

13.3 锅炉停炉检修，检查吹灰器区域管子是否存在吹灰器蒸汽冲刷或吹灰时蒸汽带水现象(检查受热面有无水印痕迹)，如果有水印痕迹就要及时提醒运行人员加强吹灰时疏水，避免蒸汽带水导致管材急速冷却发生氧化皮脱落。

13.4 加强对减温器的调门和截止门的检查和修理，确保严密不泄漏。

13.5 原则上不建议Ⅱ锅炉经常进行水压试验，当锅炉进行了水压试验时，在积水烘干过程中应控制高温受热面同屏各管热偏差不超过 40℃。

附录 1 超/超超临界锅炉受热面金属壁温测点的布置原则

1. 基本原则

金属壁温测点应能监测到运行温度较高的管子；应能全面反映受热面不同金属材料的壁温水平；应能监测到容易造成氧化皮脱落后堵塞的管子；对于同类型的首台机组，可以适当增加一部分测点；对某些新型材料缺乏使用经验，可以适当增加一部分测点；对于新建机组应能监测到容易造成杂物堵塞的管子。

2. 水冷壁

对于螺旋管圈水冷壁出口壁温测点，应每隔 3~6 根管布置一点。上部垂直管屏按与螺旋管圈对应布置。

对于垂直上升水冷壁，每个回路至少布置一个测点，热负荷较高区域应增设一点。

3. II 型炉

3.1 分隔屏过热器

分隔屏过热器的最外圈管子沿宽度方向应每屏布置一点。理论计算或同类型机组运行中壁温最高的管子，应每屏布置一点。

3.2 后屏过热器

后屏过热器沿宽度方向的每片屏均装设壁温测点，且装在出口汽温最高的管子上。同时，对于切圆燃烧方式锅炉，沿宽度方向靠近两侧墙约 1/4 处装设全屏壁温测点；对冲燃烧方式锅炉，沿宽度方向在中部区域应装设 2~3 片全屏壁温测点。

3.3 高温过热器、高温再热器

高温过热器、高温再热器按布置方式考虑，对于半辐射式高温受热面（位于折焰角之上）沿宽度方向每隔 2~3 片屏至少装设一个壁温测点；对于对流式高温受热面（位于水平烟道）沿宽度方向每隔 1m 装设一个壁温测点，均装设在每屏壁温分布计算值最高的管子上。

对于切圆燃烧方式锅炉，沿宽度方向靠近两侧墙约 1/4 处装设全屏壁温测点；对于对冲燃烧方式锅炉，在宽度方向的中部应装设 2~3 片全屏壁温测点。

管屏最内圈管子如采用弯曲半径小于 1 倍管径的弯管，则应装设壁温测点。

东方锅炉厂 1000MW 超超临界锅炉，在每屏国产 S30432 钢管计算壁温最高的两根管子上加装壁温测点。

3.4 低温过热器、低温再热器

低温过热器和低温再热器可以不布置全屏壁温测点，沿宽度方向每隔 1m 装设一个壁温测点。

4. 塔式炉

4.1 一级过热器

一级过热器沿宽度方向应每隔 2~3 片屏在理论计算或同类型机组运行中壁温最高的管子上布置一点，并在靠近右侧墙约 1/4 处装设全屏壁温测点。

4.2 二级过热器

二级过热器沿宽度方向应每隔 2~3 片屏在理论计算或同类型机组运行中壁温最高的管子上布置一点，并在靠近两侧墙约 1/5 处装设全屏壁温测点。

4.3 三级过热器

三级过热器沿宽度方向应每隔 2~3 片屏在理论计算或同类型机组运行中壁温最高的管子上布置一点，并在靠近两侧墙约 1/4 处装设全屏壁温测点。

4.4 一级再热器

一级再热器沿宽度方向应每隔 2~3 片屏在理论计算或同类型机组运行中壁温最高的管子上布置一点，并在靠近左侧墙约 1/6 处装设全屏壁温测点。

4.5 二级再热器

二级再热器沿宽度方向应每隔 2~3 片屏在理论计算或同类型机组运行中壁温最高的管子上布置一点，并在靠近两侧墙约 1/4 处装设全屏壁温测点。

5. 新建锅炉容易被制造和安装时残留异物堵塞的管子，根据蒸汽引入、引出的不同位置，每台锅炉可适当增加测点 15 点以上。例如对于两端引入的进口集箱，从集箱长度中间部位、集箱圆周下部引出的管子；对于用三通引入的进口集箱，从集箱两端的部位、以及两个三通中间部位、集箱圆周下部引出的管子。

6. 本原则是根据已投运的上海锅炉厂制造的 600MW 等级超临界 II 型炉、1000MW 超超临界塔式炉和东方锅炉厂制造的 1000MW 超超临界 II 型炉的调研结果制定的，全屏壁温测点的装设位置会随着炉型的不同而改变。因此，对于 xx 公司未来投运的新炉型，应在调研同类型锅炉实际金属壁温分布情况或理论计算的基

础上，确定全屏壁温测点的装设位置。