

ICS 27.100

F 23

备案号: 31161-2011

DL

中华人民共和国电力行业标准

DL/T 332.1 — 2010

塔式炉超临界机组运行导则

第 1 部分: 锅炉运行导则

Guide for operation of tower type boiler supercritical units

Part 1: Guide for operation of boiler

2011-01-09 发布

2011-05-01 实施

国家能源局 发布



目 次

前言	II
引言	III
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 总则	1
4 锅炉特性	1
5 锅炉启动	2
6 锅炉运行中的调整	9
7 锅炉运行中的检查	10
8 锅炉停运	11
9 锅炉主要辅机的运行与停止	13
10 锅炉及主要辅机常见的事故分析与处理	19
附录 A (资料性附录) 锅炉机组的简要特性	29
附录 B (资料性附录) 停(备)用热力设备防锈蚀方法选择	41
附录 C (资料性附录) 锅炉启动曲线(以外高桥 900MW 超临界塔式炉为例)	43
附录 D (资料性附录) 超临界锅炉汽水质量标准(德国 ALSTOM 标准)	47
附录 E (规范性附录) 超临界锅炉汽水质量标准(DL/T 912 采用 2009 年新国标超临界 火力发电机组水汽质量标准)	48
附录 F (资料性附录) 同种煤质波动范围数值	49
附录 G (资料性附录) 锅炉主要运行参数	50
附录 H (资料性附录) 转动设备监视数值限额	51
附录 I (资料性附录) 运行中磨煤机出口温度限额规定	52
附录 J (资料性附录) 推荐的煤粉细度 R_{90} 的估算值	53

前 言

DL/T 332《塔式炉超临界机组运行导则》分为三个部分：

第1部分：锅炉运行导则；

第2部分：汽轮机运行导则；

第3部分：化学运行导则。

本部分为DL/T 332的第1部分。

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锅炉标准化技术委员会归口。

本标准起草单位：上海外高桥第二发电有限责任公司。

本标准主要编写人：戴岳、钟海、张京玉、邓征、陈刚。

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管理中心（北京市白广路二条一号，100761）。

引 言

随着我国电力工业的发展,节能降耗的大容量、高效率、清洁环保的新型火力发电机组被广泛应用。当前,超临界机组已逐渐成为我国的主流机组之一,其中塔式炉型、四角切圆直流燃烧的燃煤锅炉,具有占地面积小、启动快速灵活、运行经济等优点,得到了业内广泛认可,并通过多年的运行已积累了一定的实践、维护经验。为了优化运行方式和规范技术管理,在总结和提高的基础上形成了本标准。

本标准的编写主要以 900MW 超临界塔式燃煤炉为主,对其他炉型也有一定的参考价值,具有原则性、通用性及实用性。

塔式炉超临界机组运行导则

第 1 部分：锅炉运行导则

1 范围

本标准规定了在役塔式超临界机组锅炉及其主要辅机设备的启动、运行、停止、维护、事故分析与处理的原则及技术指南。

本标准适用于塔式超/超超临界机组锅炉的运行指导，以下统称为超临界锅炉。

锅炉制造厂家有特殊规定的，应按制造厂要求及其提供的有关技术资料为基础。

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/T 16507 固定式锅炉建造规程

DL 435—2004 电站煤粉锅炉炉膛防爆规程

DL 612—1996 电力工业锅炉压力容器监察规程

DL/T 852—2004 锅炉启动调试导则

DL/T 956—2005 火力发电厂停（备）用热力设备防锈蚀导则

电安生〔1994〕227号 电业安全工作规程（热力和机械部分）

3 总则

3.1 为适应电力工业发展，加强塔式锅炉运行管理，提高设备的可靠性，延长设备使用寿命，达到安全经济运行的目的，特制定本标准。

3.2 本标准对塔式超临界机组锅炉运行具有通用性和指导性；各电力企业可根据本标准及制造厂技术文件，结合实际情况，编制现场运行规程。

3.3 锅炉使用单位应要求制造厂和电力设计院提供包括锅炉铭牌、主要参数、燃料特性、灰渣特性、热平衡、锅炉主要部件及辅机的设计和制造资料。锅炉的简要特性参见附录 A。

4 锅炉特性

4.1 编制运行规程的锅炉设计规范燃料时，应包括如下内容：

- a) 锅炉铭牌。
- b) 主要设计参数。
- c) 锅炉热平衡及热力性能计算数据汇总表，应包括下列内容：
 - 1) 锅炉热平衡；
 - 2) 锅炉热力性能计算数据汇总表。
- d) 主要承压部件、受热面及管道材料、结构、尺寸。
- e) 燃烧系统规范。
- f) 辅机规范。
- g) 热工自动调节装置规范。

h) 保护装置应包括下列内容:

- 1) 安全阀;
- 2) 热工保护装置。

4.2 设计燃料成分及特性应包括下列内容:

- a) 燃煤成分及特性。
- b) 燃油成分及特性。

4.3 给水、蒸汽品质。

5 锅炉启动

5.1 锅炉启动应具备的条件

5.1.1 锅炉启动前的条件

锅炉启动前应符合下列基本要求:

- a) 燃煤、燃油(气)、除盐水应储备充足,水质应合格,凝结水精处理系统可投用。
- b) 各类消防设施应齐全,消防系统应具备投运条件。
- c) 经检修或消缺后的锅炉,所有热力机械工作票应已终结,临时设施应已拆除,冷态验收应合格。
- d) 动力电源应可靠,备用电源良好。集控室表盘仪表应齐全,校验合格,DCS及主要辅机设备级程控、仪表应具备投用条件。
- e) 防雨、防冻、防风设施应齐全良好。

5.1.2 锅炉启动前的总体检查

5.1.2.1 锅炉本体及烟道检查应包括下列范围:

- a) 锅炉及其辅助设备现场场地应平整、清洁,通道畅通,无杂物。主厂房孔盖板或防护设施应完整,平台、扶梯、栏杆完整牢固,各种标志应齐全清晰。
- b) 锅炉烟风道及其他各类管道保温应完整良好。
- c) 锅炉本体、燃烧器、烟风道支吊架应完整牢固,且已投入正常使用状态。
- d) 锅炉现场照明及事故照明、通信设备应齐全良好。
- e) 锅炉现场消防水系统应可靠备用。
- f) 锅炉电梯应可用。
- g) 锅炉燃烧室、冷灰斗内应无焦渣、脚手架和其他杂物。
- h) 过热器、再热器、省煤器、空气预热器、暖风器等各受热面应清洁,各烟风道及灰斗内应无积灰和杂物。
- i) 锅炉本体、烟道及各烟风道的人孔、检查孔、看火孔,在确认已无人后应关闭严密。
- j) 检查锅炉各吹灰器应在退出位置(包括预热器冷、热端吹灰器)。
- k) 锅炉烟气温度探针应在退出位置。
- l) 炉膛火焰监视工业电视应完好可用,冷却风投入,压力正常。
- m) 锅炉燃烧器摆角或调风器操作应灵活,位置正确。
- n) 锅炉各辅助风挡板操作应灵活,开度指示应与实际相符。
- o) 锅炉空气预热器、引风机、送风机、一次风机、冷却风机、扫描风机、密封风机等有关烟风道挡板应经核查,动作正常,位置正确。
- p) 各部膨胀指示器安装应齐全,指示刻度清晰并回复到零位,无任何影响膨胀的障碍物及设施存在。

5.1.2.2 管道及阀门、挡板检查应包括下列范围:

- a) 汽、水、烟、风道应完整无杂物,保温完整,介质流向和色环标志清晰。
- b) 一、二次汽系统管道和联箱支吊架牢固,并留有足够的膨胀间隙。

- c) 所有阀门或挡板应完整, 标志齐全, 传动机构良好, 位置正确, 指示值与实际相符, 并置于启动前的位置。
- d) 蒸汽旁路阀开、关及调节应正常, 减温喷水系统完好。

5.1.2.3. 热控、仪表及保护检查应包括下列范围:

- a) 热工仪器、调节装置、执行机构、热工连锁保护等应在启动前经校验其动作正常、可用, 有关热工电源送上。
- b) 炉膛安全监控系统(FSSS)、数据采集系统(DAS)、程序控制系统(SCS)、协调控制系统(CCS)、微机监控及事故追忆系统等应已调试完毕。事故报警、灯光、音响均能正常投用。
- c) 大、小修后或锅炉停役一个月以上的锅炉启动前应做连锁及保护试验。动态试验应在静态试验合格后进行。辅机的各项连锁及保护试验应在分部试运行前校验结束; 机炉大连锁试验应在主机各项保护试验合格后进行。连锁及保护试验应尽可能从信号起始点进行实校。机组正常运行中, 严禁无故停用连锁及保护, 若因故障需停用时, 应得到总工程师批准, 并采取防护措施, 且限期恢复。
- d) 环保相关监视和控制仪表应投入。

5.1.3 锅炉辅助设备、转动机械检查及分部试运行

锅炉正式启动前, 所有辅机及转动机械应进行检查, 包括电气绝缘、事故按钮、冷却介质、润滑状况。对经检修后的设备, 应经过试转或试投合格, 主要包括下列装置:

- a) 烟风系统的引风机、送风机、空气预热器、扫描风机、冷却风机等试转。
- b) 制粉系统的给煤机、磨煤机、一次风机、密封风机等试转。
- c) 燃油系统的油泵及油循环, 油枪进、退机构及自动点火装置试投。
- d) 等离子(微油)点火装置检查及试转要求参照设备提供商提供的资料及相关导则执行。
- e) 压缩空气系统的转动机械和干燥设备试投。
- f) 除灰渣、输灰渣系统及其收受设施空载试转、试投。
- g) 烟气脱硝设施中催化反应器、氨(尿素)储存及喷射系统等相关设备试投。
- h) 电气除尘器振打装置及电场升压试验。
- i) 烟气脱硫系统的吸收区和辅助区的各相关设备的试转和投用。
- j) 蒸汽吹灰系统的吹灰器进、退检查。
- k) 烟温探针进、退校验。

5.1.4 水压试验

5.1.4.1 水压试验的压力和规范应符合下列规定:

- a) 大、小修或因受热面泄漏检修后的锅炉, 应进行额定工作压力的水压试验。
- b) 当锅炉受热面做了大面积更换后, 应进行超压水压试验。超压水压试验应按 DL 612 的规定进行。
- c) 锅炉超压水压试验的压力应按制造厂规定数值执行, 制造厂无规定时, 压力数值应符合表 1 的规定。

表 1 超压水压试验压力(国家标准/ASME 规范)

系 统	超压水压试验压力
一次系统	1.25/1.5 倍工作压力(以过热器出口联箱压力为准, 且不小于省煤器进口联箱工作压力的 1.1 倍)
二次系统	1.5 倍再热器进口压力

5.1.4.2 水压试验应包括下列范围:

- a) 一次系统应包括下列范围:

- 1) 省煤器、水冷壁、启动分离器、过热器及其疏水一次阀前部分。
 - 2) 省煤器、水冷壁、过热器范围内的一次阀门及其连接管道附件。
 - 3) 给水泵出口管道、主蒸汽管道至电动主汽阀门、高压旁路调节阀上游侧管道等。
 - 4) 过热器减温水管道、高压旁路减温水管道、汽水取样、流量及压力测量一次阀前部分。
 - b) 二次系统应包括下列范围:
 - 1) 再热器、水压堵板下游侧冷再管道、水压堵板上游侧热再管道。
 - 2) 冷再至辅助蒸汽母管、吹灰蒸汽管道及其他分支管道一次阀前部分。
- 5.1.4.3 水压试验的要求如下:
- a) 水压试验用水应是合格的除盐水,水中氯离子含量应小于 0.2mg/L。应先进行水冲洗,待排水透明,无明显悬浮物后方可开始水压试验;上水温度应能保证将锅炉金属温度加热至大于 21℃并不影响炉膛内部受热面的检查。
 - b) 水压试验应制定专用的试验措施,环境温度低于 5℃时应有防冻措施。
 - c) 水压试验压力应以锅炉就地压力表指示为准。压力表精度应在 0.5 级以上,且具有两只以上不同取样源并经校验合格的压力表已投运。
 - d) 试验前应按照要求将一、二次汽管道弹簧和恒力吊架锁定。
 - e) 超压水压试验时,应具备锅炉工作压力下的水压试验条件;需要重点检查的薄弱部位,保温已拆除;解列不参加超压试验的部件。对高/低压旁路阀、汽水分离器疏水箱液位控制阀及主蒸汽阀(如设置时)、再热系统安全阀,应采取防止水压试验时动作的措施。同时对高低压串联的管道应做好隔离措施。对各承压部件的检查,应在升压至规定压力值,时间维持 20min,再降至工作压力后进行。
 - f) 水压试验应由专人指挥和操作,升、降压速率应符合制造厂的规定。
 - g) 水压试验的合格标准应符合下列规定:
 - 1) 受压元件金属壁和焊缝没有任何水珠和水雾泄漏的痕迹。
 - 2) 超压水压试验结束后,目视检查受压元件应无明显的残余变形。
 - h) 水压试验结束后,如果机组随后点火启动,过热器和主蒸汽管道,以及再热器和再热蒸汽管道试验范围应放水。如果机组不立即点火启动,水压试验范围的系统在放水时应进行内部保养。保养方法参见附录 B。
 - i) 水压试验结束后,应再次检查,确认临时措施已全部拆除,管道支吊架已解锁后,锅炉方能启动。
- 5.1.5 安全阀校验
- 5.1.5.1 安全阀校验前应具备下列条件:
- a) 机组检修工作应结束,锅炉已投入运行,蒸汽压力可按试验要求进行升降。
 - b) 校验安全阀专用 0.4 级以上经试验合格的标准压力表且应已安装完毕。集控室二次压力表已与就地表数值核对,以就地表指示为准。
 - c) 过热器、再热器向空排汽阀及疏水阀遥控检查应合格。
 - d) 校验现场照明应充足,人行通道畅通,通信设施良好,满足校验要求。
- 5.1.5.2 安全阀校验应符合下列规定:
- a) 通常,主蒸汽安全阀宜在机组并网后锅炉可带 70%BMCR 负荷状况下进行校验。再热系统安全阀可在机组启动前利用高、低压旁路和再热器向空排汽阀控制压力进行校验。
 - b) 安全阀经检修后,应对其起座压力进行校验。带电磁力辅助操作机构的压力控制安全阀(PCV),应首先分别进行机械的、电气回路的远方操作起座、回座试验。
 - c) 安全阀应定期进行排汽试验,试验间隔应不大于一个小修间隔期,试验宜在停炉过程中进行。电磁安全阀电气回路试验每月应进行一次。
 - d) 安全阀校验后,其起座压力、回座压力、阀瓣开启高度应符合规定,并在锅炉技术档案中记录。

- e) 安全阀校验的顺序应按照其设计起座压力, 遵循先高压后低压原则。在校验时应将其起座压力低的安全阀锁紧。
- f) 校验弹簧式安全阀, 宜使用液压顶升校验装置, 通常在 75%~80% 额定压力下进行。校验后, 可抽查一、两只起座压力最低的安全阀进行实际起座复核, 二者起座压力的相对误差应在 1% 范围之内, 超出此范围应重新校验。

5.1.5.3 安全阀校验应符合下列标准:

- a) 安全阀起座压力校验数值应符合表 2 的规定。如制造厂有特殊规定的应按制造厂的规定执行。

表 2 安全阀起座压力校验数值

安装位置	起 座 压 力	
过热器出口	压力控制安全阀	1.08 倍工作压力
	工作安全阀	1.10 倍工作压力
再热器进出口	工作安全阀	1.10 倍工作压力

- b) 安全阀的起座、回座压力差为起座压力的 4%~7% 以内, 最大不应低于起座压力的 10%。
- c) 安全阀起座压力与规定整定值的误差应控制在 1% 的范围内, 当超出此范围应重新校验调整。
- d) 安全阀在起座、回座时不应出现明显的前泄和后泄现象, 在运行压力下应严密不漏。

5.1.5.4 安全阀校验的注意事项:

- a) 安全阀校验应符合 GB/T 16507 的相关规定。
- b) 校验前应制定专用的安全措施。校验时应由专人指挥、专人负责操作, 检修、运行负责人应到现场。
- c) 带负荷校验安全阀时, 应合理组织燃烧, 严格控制燃水比, 做好防止过热器、再热器壁温超温的预防措施。
- d) 安全阀进行实际起座校验中, 如在 1h 内已动作了 3 次~4 次后仍不符合设计值时, 宜间隔 3h~4h, 待阀体冷却才能再次进行。
- e) 安全阀校验工作结束后, 应全面检查所有安全阀, 确认其全部处于工作状态。

5.2 锅炉启动的类别与基本要求

5.2.1 锅炉启动状态的划分

5.2.1.1 锅炉启动可分冷态启动和热态启动, 分别为:

- a) 冷态启动是指锅内无表压, 温度接近环境温度时的启动。
- b) 热态启动是指锅炉停炉时间较短, 通常在 8h 以内, 还保持有一定压力和温度情况下的启动。

5.2.1.2 无论在何种状态下启动, 都应根据制造厂提供的启动曲线严格控制升温、升压速率。现场规程中应附有各种状态下的启动曲线, 参见附录 C。

5.2.1.3 锅炉启动应采用和机组启动相匹配的滑参数启动方式。

5.2.2 锅炉不具备的启动条件

锅炉存在下列情况时, 不应点火:

- a) 锅炉及其无备用的辅助设备系统存在严重缺陷。
- b) 下列任一主要保护不能正常工作:
 - 1) 锅炉主燃料跳闸保护系统。
 - 2) 汽轮机紧急跳闸保护系统。
 - 3) 机炉大连锁保护。
 - 4) 发电机和励磁保护、主变压器和高压厂用变压器保护等重要电气保护。
- c) 主要控制系统和自动调节装置失灵, 如汽水分离器水位、DCS、FSSS 等。

- d) 锅炉主要检测、监视信号或仪表失灵导致对该参数无法判断。
- e) 仪用压缩空气系统工作不正常。
- f) 锅炉及主要附属系统设备及安全保护装置(如过热器、再热器安全阀,高、低压旁路,烟温探针,火焰监视电视等)无法正常工作,不能确保锅炉投运安全。
- g) 电除尘、脱硫、脱硝等环保设施无法正常投用。
- h) 锅炉各位置疏水系统工作不正常。
- i) 上次机组跳闸原因不明或缺陷未消除。

5.2.3 冷态启动

5.2.3.1 锅炉上水、冷态清洗应符合下列规定:

- a) 锅炉上水前应确认凝结水系统、给水系统已逐段清洗合格,达到上水水质要求后方能进行,参见附录 D。
- b) 用辅汽加热除氧器给水或利用高压加热器一起加热,进水温度应符合锅炉制造厂家要求。
- c) 以 10%BMCR~15%BMCR 的给水流量向锅炉上水,直到省煤器、水冷壁部位空气门有水连续稳定流出后关闭。为了有利于排出系统内的空气,宜采用瞬间加大给水量的扰动方法。
- d) 当汽水分离器疏水箱出现水位且稳定上升后,锅炉上水完成。
- e) 锅炉大气式扩容器凝结水箱水位至一定值时,锅炉启动疏水泵连锁启动。在机组首次启动或大修后启动时,应注意锅炉启动疏水泵的入口滤网差压,当滤网差压高于报警值,应及时清理滤网。
- f) 上述操作完成后,锅炉应进行冷态清洗,冷态清洗应符合下列规定:
 - 1) 根据制造厂规定将给水量增加至启动流量(约 30%BMCR),向锅炉上水经省煤器、水冷壁、汽水分离器至疏水箱后排放。为了提高清洗功效,宜采取瞬间加大或减少进水量的扰动。
 - 2) 当汽水分离器疏水箱疏水含铁量小于 1000 $\mu\text{g/L}$ 时,可以回收至凝汽器,借助凝结水精处理系统进一步清除水中的杂质。
 - 3) 汽水分离器疏水箱疏水含铁量小于 200 $\mu\text{g/L}$ 时,锅炉冷态清洗结束。参见附录 D 中表 D.2。
 - 4) 如有回收至除氧器的控制阀,则应确保其关闭,直至汽水分离器疏水箱疏水水质达到回收至除氧器的标准。

5.2.3.2 锅炉预热。

锅炉冷态清洗结束后,应加大给水辅汽加热量,除氧器加热至额定温度后,应建立炉水循环加热,并可投入给水自动,保持汽水分离器疏水箱水位在正常范围内(对带有锅炉启动循环泵启动系统的,可以启动锅炉启动循环泵,建立循环),直到汽水分离器疏水箱疏水温度不再上升。并再次确认给水水质已达到点火要求,参见附录 D 中表 D.3。

5.2.3.3 锅炉点火前的准备如下:

- a) 点火前 12h~24h 投入电除尘放电极绝缘子室、振打瓷轴室及灰斗的加热装置;点火前 1h~2h 投入烟气粉尘与成分连续监测系统;点火前 30min 投入各电场振打装置。
- b) 检查炉底密封系统正常,投运出渣除灰及输送收受系统。
- c) 投运风烟系统应包括下列内容:
 - 1) 启动两侧空气预热器,投入空气预热器的换热面温度探测系统,并根据实际情况适时投入密封间隙自动调整装置。
 - 2) 按顺序启动引风机、送风机、冷却风机和扫描风机。炉膛负压控制宜在 -100Pa 左右,投入负压自动控制。控制送风机出口总风量应在 25%~40% 锅炉满负荷时的空气质量流量之间。
 - 3) 视实际情况投入各备用设备的备用连锁。
 - 4) 根据需要,投运暖风器或热风再循环。

- d) 投运炉前燃油系统, 调整母管油压, 应建立炉前油循环。
- e) 如采用等离子等点火装置, 应投用相关辅助系统。
- f) 烟气脱硫系统的吸收区和辅助区的相关设备应投运。
- g) 完成烟气脱硝系统投运前的准备。
- h) 制粉系统投运前准备应包括下列内容:
 - 1) 根据机组启动要求, 确认各煤仓内的煤量并完成煤质工业分析。
 - 2) 完成一次风机及密封风机启动前的检查。完成制粉系统启动前的检查。
 - 3) 确认制粉系统的灭火消防设施已处备用状态。
- i) 确认锅炉压力控制安全阀已投用并处于自动和遥控状态。
- j) 进行吹灰系统投运前检查, 吹灰系统应全部处于退出位置。

5.2.3.4 锅炉点火、升温、升压的操作应符合下列要求:

- a) 锅炉点火前应进行燃油泄漏试验并合格, 有等离子点火装置或微油点火的, 应进行相关的试验。
- b) 锅炉点火前应完成炉内吹扫。
- c) 再次确认省煤器出水满足启动流量数值, 以及省煤器出口处水温在相应压力下的饱和值之内。
- d) 初点火后应及时就地直接观察着火状况, 并检查炉膛负压、火检的变化情况, 根据实际燃烧情况迅速调整火炬使保持良好的燃烧状况。
- e) 锅炉点火后应及时投入空气预热器的吹灰器。
- f) 为使炉内热负荷均匀, 应对称投用点火器, 宜每隔 30min 左右更换其位置一次。
- g) 锅炉点火后, 应严格控制水冷壁金属温度的温升率在 $2^{\circ}\text{C}/\text{min}$ 之内, 各受热面出口介质温度的温差通常可保持在 25°C 之内。注意检查受热面金属温度, 若发现个别点超温, 应减缓燃烧强度并确认该点测温元件测值的真实性, 使其恢复到正常水平。
- h) 当主蒸汽压力达到 0.2MPa 后可以全关受热面空气门及疏水门, 升温升压速率应用蒸汽旁路阀和燃料量增加速率来控制。主蒸汽和再热蒸汽平均升温率和平均升压速率应不大于锅炉制造厂的规定限值, 参见附录 C 中图 C.1。
- i) 当汽水分离器压力达 $0.5\text{MPa}\sim 0.7\text{MPa}$, 水冷壁出口水温为饱和值时汽水膨胀开始, 此时应注意维持锅炉燃料量稳定, 并及时进行汽水分离器疏水箱水位调控, 防止满水。
- j) 在投运初期, 常因燃料量低, 产汽量少, 而造成汽温偏高及分配不均引起锅炉受热面局部超温状况。为此, 一方面应尽可能地提高给水温度, 另一方面锅炉启动流量不应太大, 另外宜早投磨煤机。当空气预热器出口热风温度达到 160°C 后, 启动一次风机和密封风机, 开始暖磨, 投运制粉系统。在燃用贫煤或水分较高煤质时, 该温度宜升至 200°C 左右。投粉后若发现煤粉气流不着火, 应立即停止投粉, 加强通风 $5\text{min}\sim 10\text{min}$, 待炉膛温度升高后再投粉。如两次不着火, 应停用该制粉系统, 分析故障原因, 在故障解决前严禁盲目试投。对设有等离子或微油点火装置的锅炉, 投运相应的制粉系统也宜遵照上述要求进行。
- k) 首套制粉系统投入后, 锅炉灰渣系统、电除尘电场、烟气脱硝、烟气脱硫系统可相应投用。
- l) 通常, 当水冷壁出口介质温度达到 $180^{\circ}\text{C}\sim 200^{\circ}\text{C}$, 汽水分离器压力为 $1.2\text{MPa}\sim 1.5\text{MPa}$ 时, 维持锅炉燃料量, 停止升温升压, 锅炉进入热态清洗。通常汽水分离器疏水箱疏水含铁量应小于 $100\mu\text{g}/\text{L}$, 二氧化硅含量应小于 $40\mu\text{g}/\text{L}$, 热态清洗合格, 参见附录 D 中表 D.2。
- m) 调整锅炉燃料量, 使锅炉出口蒸汽参数逐渐与汽轮机侧冲转参数相匹配。对设有蒸汽旁路系统的机组, 此时可进行调控对汽轮机冲转压力予以设定。
- n) 当蒸汽参数达到汽轮机冲转数值的同时, 应再次检查蒸汽品质符合冲转要求, 参见附录 E 中表 E.3, 汽轮机冲转。若蒸汽品质不能满足冲转要求, 须继续进行清洗。
- o) 机组从冲转—全速—空负荷试验—并网的过程中, 锅炉应保持燃料量稳定, 宜尽可能维持蒸汽参数。

5.2.3.5 机组带负荷后锅炉运行要点:

- a) 机组并网初负荷运行正常后,通常将目标负荷设定为10%额定负荷,升负荷速率应控制在每分钟额定负荷的1%左右。对设有蒸汽旁路系统的条件下,锅炉运行工况可不变化,由旁路来控制机组负荷上升的定压运行,直到旁路阀全关。
- b) 机组升负荷过程中,当负荷增加到100MW后,应维持该负荷运行一段时间,以便就地检查锅炉膨胀情况。之后升负荷速率仍可控制在每分钟额定负荷的1%左右。
- c) 当主蒸汽流量和启动流量相近时,汽水分离器开始从湿态向干态运行过渡(对带锅炉启动循环泵启动系统的,在进入干态后锅炉启动循环泵停运,暖泵系统投用)。此时,应特别注意除氧器水位的调节性能,防止剧烈波动影响凝结水泵和给水泵的运行,防止锅炉受热面金属局部超温而导致系统失控,宜尽量缩短这段过渡时间。
- d) 当进入干态运行后,机组处于变压运行工况,此时应监视汽水分离器出口即中间点工质温度(或焓值)的变化,使其处于 $10^{\circ}\text{C}\sim 20^{\circ}\text{C}$ 的过热度。应用水燃比作为主要的调节手段,水燃比随负荷的升高而增大。在调节过程中,应考虑到由于反应速度的不同,而采取加煤先加风和利用自补偿等对策来改善它们之间的动态响应特性。此时主蒸汽喷水减温只能作为辅助的微量调节和应急减温手段。为了防止水冷壁出口工质温度升高和引起喷水点上游侧的过热器超温,通常喷水量不宜超过总蒸汽流量的3%~5%。
- e) 当锅炉进入超临界参数运行时,要特别注意水冷壁各区段工质温度控制在制造厂规定的限额之内,超出时需及时采取措施,防止不安全运行。
- f) 从锅炉点火至满负荷运行的过程中,特别在低负荷阶段、湿态进入干态运行工况以及亚临界进入超临界工况时,应加强水冷壁出口、过热器及再热器各管圈金属壁温的监视。塔式锅炉同一部位的壁温偏差应控制在 25°C 以内。超出时,应尽快寻找原因并予以解决。
- g) 在升负荷阶段,应加强炉膛各受热面清洁状况的监视,并根据受热面清洁情况进行炉膛吹灰。
- h) 随着负荷的升高,各相关辅机投运的同时,应尽可能采用功能组程控和逐步投入各自控设施。转为干态运行并稳定后,在投用送风、氧量、磨煤机出口温度、磨煤机负荷自动的基础上,投入能予以热值校正的燃料主控和锅炉主控的自动。

5.2.4 热态启动

5.2.4.1 热态启动原则。

机组热态启动的原则应保证汽轮机/锅炉的金属温度尽可能不被冷却,应尽快过渡到相应的工况点之上。在启动过程中应严格按照热态(温态、热态、极热态)启动曲线,加快锅炉的升温升压速率;选择较高的汽轮机冲转参数(包括轴封汽),应尽快冲转并网带较高的初负荷,以此缩短启动时间。参见附录C。

5.2.4.2 锅炉上水应符合下列规定:

- a) 通常初进水量在10%BMCR之内,使省煤器、水冷壁、汽水分离器等金属壁温下降速率在 $1.5^{\circ}\text{C}/\text{min}$ 以下。待水冷壁各点温度均低于饱和值时,进水量可逐渐增大至启动流量。
- b) 锅炉水质合格的工况下,不应进行冷态冲洗和排放。除氧器连续加热投入,宜提高给水温度,但应保持省煤器出口处水温在饱和值之内。

5.2.4.3 锅炉点火前的准备同5.2.3.3。

5.2.4.4 锅炉点火、升温、升压操作应符合下列规定:

- a) 点火启动前不应给锅炉进行预热,主蒸汽压力在 0.2MPa 以上时,除开启省煤器和水冷壁放气门外,其他受热面空气门不应开启。
- b) 锅炉点火前的燃油泄漏试验及炉膛吹扫,同5.2.3.4中的a)、b)。
- c) 宜尽量提高冲转时的主蒸汽和再热蒸汽温度,可先迅速投入上层油枪。当热风温度满足后,宜自上而下地投用煤粉燃烧器。主蒸汽和再热蒸汽升温升压速率应不大于锅炉厂规定的限值,参照热态升温升压曲线。当汽轮机旁路未开启时,燃料量应不大于15%BMCR,使炉膛出口烟温

在 535℃ 之内。

- d) 为了防止高温蒸汽对主蒸汽和再热蒸汽系统管内壁的氧化,造成氧化层的剥离,带来固体颗粒在管道内沉积和对汽轮机通流部分的侵蚀(以下简称 SPE),在设有蒸汽旁路系统的条件下,酌情采用在亚临界参数附近最大的蒸汽量对系统进行吹扫,直至蒸汽品质符合冲转要求及凝结水内铁离子含量合格后,再降至冲转参数进行汽轮机通汽冲转,能起到很好的效果。
- e) 机组并网后升负荷速率应取决于汽轮机的热应力,通常初期阶段可为每分钟额定负荷的 1.5%,之后可逐渐增大至每分钟 2%~3% 额定负荷。

6 锅炉运行中的调整

6.1 锅炉运行中调整的基本要求如下:

- a) 通过锅炉运行中的调整,使各相关参数在允许的范围内变动,是确保整套机组能安全、经济、环保运行的重要方面。
- b) 充分利用和发挥计算机程控及自动调节装置的功能,以利于运行工况的稳定和进一步提高调节质量。
- c) 当燃用煤质与设计煤质的工业分析成分波动超出允许变化范围(参见附录 F)及外界因素变化时,需要及时对锅炉运行的相关参数进行调整,并对计算机自控装置的参数予以修正,尽早恢复调节品质。

6.2 锅炉运行调整的主要任务如下:

- a) 应保持锅炉的蒸发量能满足机组负荷的要求。
- b) 应调节各参数在正常范围内变动。
- c) 应保持炉内燃烧工况良好,使燃烧完全,炉膛温度场和热负荷分布均匀,控制炉内结渣和污染状况,并不使燃烧器烧损。
- d) 应维持炉膛水冷壁内正常的水动力工况,避免各级受热面管壁超温。
- e) 应优化锅炉运行工况,提高锅炉效率,降低污染排放。

6.3 调整的主要项目。

6.3.1 燃烧调整。

通过燃烧调整,合理配风和配粉,使燃烧时燃烧室热负荷分配均匀和减少热偏差,保证工况稳定,防止受热面结渣、堵灰、高温腐蚀,保证机组经济性提高,同时减少 NO_x 的生成量。燃烧调整应符合下列规定:

- a) 应根据煤质状况及燃烧器的形式调整风煤比、燃料风、内调风器等,确保着火的稳定性,避免燃烧器烧损。
- b) 应合理控制二次风配风方式,使各项损失和 NO_x 生成量均处于较小的数值。
- c) 应根据机组负荷和燃用煤种,控制调整炉膛出口氧量,使汽温达到设计值、机组效率较高、污染物排放较低。
- d) 应合理调整过燃风,通过分级燃烧减少锅炉 NO_x 的排放量。
- e) 四角切向燃烧通过调节正、反切喷嘴的射流强弱,以及前后墙对冲燃烧通过左右侧二次风门的调整,以避免锅炉受热面金属壁温局部超温。
- f) 根据机组带不同的负荷,及时投停制粉系统,以确保燃烧稳定、蒸汽参数符合要求,炉内燃烧中心与温度场分布合理,保持水动力的安全。
- g) 根据锅炉结渣、沾污规律,尽快掌握炉内吹灰器的投用对受热面除灰渣效果、对汽温和排烟温度改善的作用,以便确定各吹灰器投入的方式及频度。

6.3.2 锅炉汽温的调整。

锅炉汽温调整应符合下列规定:

- a) 确定合理的中间点温度、燃烧器摆角、减温水量。掌握调温过程的动态特性，使蒸汽温度波动幅度符合以下要求：两侧蒸汽温度和金属壁温的偏差不超过允许值；各段工质温度、金属壁温不超过规定值。
- b) 主蒸汽温度的调整应用水燃比的变化作为主要手段，使中间点汽温保持合理的过热度，以减温水作为微调的辅助手段，其用量不宜超过总蒸发量的3%~5%。
- c) 再热蒸汽温度的控制以燃烧器摆角调节为主，用变更炉膛出口氧量和燃烧器投运组合方式及它们间热功率变化调节为辅，当汽温偏高，上述手段调整不能满足的情况下，方能投用减温水。
- d) 减温水的使用及注意事项如下：
 - 1) 过热器减温水投用中，必须加强对其上游侧受热面管壁温度直至中间点温度的监视，防止超温。应以一级减温水作为粗调，二级减温水作为细调，尽量不使蒸汽温度偏差过大，避免SPE的产生。
 - 2) 掌握汽温的动态特性，减温水尽量投自动。
 - 3) 低负荷运行时，减温水的调节尤须谨慎，避免大幅度的增减调节方式。为防止引起蒸汽带水，减温后温度应确保一定的蒸汽过热度。
- e) 锅炉运行中进行燃烧调整，增、减负荷，投、停燃烧器，启、停给水泵、风机、吹灰、除渣等操作，都将使主蒸汽温度和再热汽温发生变化，此时应特别加强监视并及时进行汽温的调整工作。
- f) 高压加热器投入和停用时，给水温度变化较大，各段受热面的工质温度也相应变化，应严密监视给水、省煤器出口、螺旋管出口工质温度的变化，待中间点温度开始变化时，宜暂维持燃料量不变，调整给水量，直到中间点温度稳定并处于合理数值，进而使过热蒸汽温度控制在规定范围内，之后再作负荷的修正。

6.3.3 锅炉汽压的调整。

通常在机组负荷变化时，宜采用滑压运行的方式，锅炉汽压调整应符合下列规定：

- a) 在稳态时汽压的波动幅度应为 $\pm 0.3\text{MPa}$ ；当负荷变化在5%，动态变动率为3%/min时，汽压波动幅度应为 $\pm 0.6\text{MPa}$ 。
- b) 蒸汽压力及蒸发量的调整是在增减给水量的同时，相应按比例增减燃烧率，以保持汽温的稳定及锅炉蒸发量的变化与机组负荷所需的变动值相适应。

6.3.4 高、低压旁路的运行。

高、低压旁路的运行应符合下列规定：

- a) 对于用于机组启、停和运行中起超压保护功能的高、低压二级串联旁路，在机组正常运行中，应保持热备用，其控制装置应投入自动。
- b) 在高、低压旁路调节过程中，应注意相互之间的匹配，使高压旁路通流量与减温水量之和同低压旁路的流量一致。

7 锅炉运行中的检查

锅炉运行中应进行下列检查：

- a) 锅炉运行中应对设备进行定期的巡回检查，检查的重点为承压部件受热面检漏，汽、水、油管道、阀门及转动机械的运行状况，风门挡板开度位置核对。当发现异常，应查明原因及时处理，并作好记录。对暂不能消除的缺陷应立即通知设备管理部，同时应加强监视，采取必要的措施，防止发生事故。
- b) 值班人员在控制室应经常查阅与核实有关系统的运行参数，对不正常数据应进行分析，并及时纠正。锅炉主要运行参数限额及转动设备监视数值限额参见附录G、附录H和附录I。
- c) 值班人员应按“锅炉设备定期切换”表的规定做好例行切换试验工作。

8 锅炉停运

8.1 锅炉停运分类

8.1.1 正常停炉用于以下场合：负荷调配过程中的暂时停运备用；未等发生故障前的计划停役检查与维修；锅炉及其系统出现了异常或故障，但估计在数小时内还不致造成事故扩展或损失增大。

8.1.2 紧急停炉是由于重要部件或设备损坏，使锅炉不能继续运行或不立即停运将导致损坏范围扩大，甚至发生更严重的人身伤亡或设备毁坏；另外，是由于其他原因引起的主燃料跳闸（MFT），致使运行中断。

8.2 正常停炉

8.2.1 正常停炉前的准备应符合下列规定：

- a) 应根据值长的调度命令，在明确停炉的原因、时间和方式后方可进行锅炉停止运行的各项准备工作。
- b) 停炉前，各岗位值班人员应对锅炉设备进行一次全面检查，将所发现的缺陷详细记录在案，以供检修查考、处理。
- c) 锅炉检修之前的停炉，原煤仓的煤位应根据停炉时间，视现场规程中具体规定确定。如所有煤仓均应烧空时，应尽量保持均匀降低煤量，铲仓时应特别注意炉火稳定的情况，必要时用油稳燃。
- d) 给煤机停用前，应将皮带上的煤走空，同时关闭原煤仓出口门。
- e) 停炉前在机组负荷大于 50%BMCR 时，应对各受热面进行一次全面吹灰。
- f) 停炉前应检查燃油系统循环正常，同时应检查点火器、油枪及驱动装置能正常投用，发现异常应及时处理。

8.2.2 正常停炉的操作要点。

锅炉正常停运过程中，应控制降温、降压速率，其数值不应超过制造厂的规定限值，以避免受热面、汽水分离器、联箱等承压部件产生过大的热应力，减轻 SPE 所造成的危害。

正常停炉时，应根据制造厂提供的停炉曲线要求进行滑参数控制和相应的操作，应符合下列规定：

- a) 停运过程中，机组减负荷速度通常应为每分钟额定值的 1.5%，降负荷过程应呈阶梯形的变化。随着锅炉出力降低，应及时调整燃烧状况，并保持燃烧稳定，必要时可将燃烧自控切换成手操或进行重新设定。对投油或采用其他辅助燃料助燃的锅炉最低出力如为 30%BMCR 时，当出力下降到 35%BMCR，通常仅剩两层燃烧器投运时，应采取助燃措施。若锅炉最低出力限值提高时，稳燃装置助燃的锅炉出力须作相应升高。
- b) 在减少燃料量时，为了不使蒸汽温度下降过快及波动过大，通常宜采取自下而上的方式停运燃烧器，此时给水流量应相应减少，保持合理的水燃比例，以使中间点温度处于微过热状态，直至给水量降到启动流量的最低限度。同时可用高压旁路、低压旁路分别调整主蒸汽和再热蒸汽压力，使在停机之前汽轮机进口蒸汽的过热度始终大于 50℃。
- c) 汽轮机打闸后应将主蒸汽和再热蒸汽温度降至 450℃ 以下，可继续减少燃料，并将风量相应降低到不低于吹扫风量为止。
- d) 待汽水分离器内工质降到饱和温度且出现水位后，启动系统应投运，并应进行水位调节，将其控制在正常范围内，直到锅炉熄火后再继续维持启动给水量约 90s 后终止。
- e) 应按照防爆规定和保护设备要求，在停用中及时进行锅炉吹扫程序。其中包括每套制粉系统、磨煤机、风粉管道、主油枪，停用时依次对其点火吹扫；锅炉熄火后以 30% 满负荷时的空气质量流量进行 5min 的炉膛吹扫。
- f) 在停用了全部煤粉燃烧器后，停用电除尘各电场，振打装置应继续运行 2h~3h 后停运，除灰、出渣及石子煤排出系统应继续运行，直至灰、渣、石子煤全部出清为止。烟气脱硝、脱硫系统

与锅炉同步停用。烟气在线连续监视系统应在引风机停运后继续投运 30min。对回转式空气预热器、火检冷却风机,应继续运行至制造厂允许停运的温度。

8.3 紧急停炉

8.3.1 紧急停炉应符合下列要求:

- a) 无论何种原因的紧急停运,仍应尽可能地控制降温、降压速率,维持其在较小的数值,使承压部件的热应力减小,同时应符合 DL 435 防爆规程的相关要求。
- b) 紧急停炉或 MFT 后应作好记录,并及时作出原因分析和对策。

8.3.2 紧急停炉的操作应符合下列要求:

- a) 对非属炉本体承压部件损坏的事故,应仍按制造厂的规定限额控制降温、降压速率,保持良好的水循环和水动力工况,确保运行安全。
- b) 若发生 MFT 锅炉停运后,尚在运行的送风机、引风机应继续运行,并缓慢地将其调节到吹扫风量后再维持 5min,作灭火后的炉膛吹扫。如由于失去引风机导致紧急停炉时,则应缓慢地把所有烟风挡板调到全开位置,建立尽可能大的自然通风,通风时间应不小于 15min。
- c) 用压力控制阀或高、低压旁路来控制蒸汽压力,应防止系统超压或降压过快。应确认各级减温水隔绝总门已关闭,防止调门泄漏而使汽温下降过快。
- d) 当 MFT 复置后,应及时进行炉膛吹扫。对于配直吹式制粉系统的锅炉,应做好防止制粉系统自燃和爆炸的措施。
- e) 当厂用电中断引起 MFT 后,应及时对下列设备的状态进行确认:
 - 1) 空气预热器的辅助驱动装置可正常投运,使空气预热器转子处于盘车状态,否则应尽快进行手动盘车。
 - 2) 在配有直流电动机或保安电源供电的状况下,火检冷却风机应能自启动继续提供冷却风,必要时可将火检探头抽至炉外冷却。
 - 3) 炉膛火焰观察电视探头备用冷却风源应投入,必要时可抽出探头冷却。

8.4 停炉后的保养

8.4.1 保养的划分

根据锅炉设备停(备)用时所处的状态不同及再次启动的时间间隔的长短等因素,保养分成干法和湿法:

- a) 干法保养是将锅炉本体及系统内的水汽全部排尽,并进行干燥和防止空气入内的方法。
- b) 湿法保养是保持炉内工质一定的压力,或在工质中加药除氧及在金属内表面钝化成膜后与空气隔绝的方法。

8.4.2 各类保养法的规定及操作要求

- a) 各类保养法的规定操作要领应按 DL/T 956 中的相关要求及参见附录 B 的要求。
- b) 锅炉停用时间小于 2 天可不采取专项的保养方法。
- c) 锅炉停用大于 2 天,且在一个月之内时,可采用降压到 1.5MPa~2.4MPa 或制造厂允许值后进行热炉带压放水,利用余热将省煤器、水冷壁、过热器、再热器等受热面烘干。
- d) 若采用了热炉放水、余热烘干后,再借助汽轮机凝汽器的抽气装置抽真空后,将同时有利于对汽轮机本体及整个热力系统的保养。
- e) 锅炉停用 3 天之内,在不需要进行本体承压部件消缺的情况下,可采取维持锅炉正常运行时的水质,利用炉膛余热缓慢降压或引入临炉蒸汽加热,可采用间断点火方式维持锅炉压力在 0.4MPa~0.6MPa 范围,应防止空气漏入并使锅炉处于热备用状态。
- f) 对于具有锅炉启动循环泵的启动系统,若锅炉利用氨水或氨—联氨湿保养的方法,锅炉启动循环泵电动机应用密封水可靠地隔绝,防止药液漏入而腐蚀电动机内的铜质部分。
- g) 在锅炉保养期间,应进行相关监督项目和控制标准的记录,以使保养质量处于受控状态。

8.4.3 冬季停炉后的防冻操作要求

- a) 当环境温度低于 5℃ 时, 停炉后应采取防冻措施。
- b) 检查投入有关设备电加热或蒸汽加热装置, 应由热工人员投入热工仪表和加热装置。
- c) 检查锅炉的人孔门、检查孔及有关风门、挡板应关闭, 防止冷风侵入。
- d) 对炉本体及辅助设备应采取干法保养, 对系统中的所有管道, 包括疏水、冷却水、湿式烟气脱硫、除渣、除灰等管路内不流动的水, 及无伴热设施、不流动的轻油管线内的轻油应排除干净。

9 锅炉主要辅机的运行与停止

9.1 辅机投运通则

9.1.1 辅机投运之前应具备下列条件:

- a) 对经检修或长期停役 2 个月以上的辅机, 在首次启动前应进行连锁保护校验, 并确认控制回路、电气、热工连锁保护装置已试验合格, 动作正常。
- b) 辅机启动前应按照相关电动机规程的规定对电动机测绝缘, 合格后方可受电。
- c) 辅机检修工作结束, 实地检查设备内部及周围的垃圾杂物应清理干净, 对其进行投运巡检的通道或平台畅通。各人孔门应关闭, 临时设施应拆除, 与系统连接完好, 有关表计应恢复, 转动部分的保护罩应装全。
- d) 确认各有关风门、挡板、阀门的调节、执行机构应安装完毕, 连接完好, 动作灵活, 方向正确, 开度指示一致, 指示灯指示正确, 并已处于该辅机投运前的正确位置, 执行机构置遥控方式。
- e) 应检查各油箱和轴承润滑油(脂)加好, 油质合格, 滤网清理干净, 轴承冷却水畅通。
- f) 对于设有电动机加热装置的辅机投运前, 该加热装置应停用。
- g) 辅机启动前应与本专业及相关专业值班人员联系, 协同做好有关准备。

9.1.2 辅机投运操作及监视要求如下:

- a) 凡设有程控启动的辅机, 宜使用程控操作, 同时应检查操作的正确性。
- b) 辅机投运合闸时, 应检验启动电流回复时间在规定范围内, 若时间超限额, 应停机检查, 查明原因并消除故障后再次启动。对 3kV 及以上电压等级的辅机, 通常在 15min 内启动不应超过 2 次, 如两次启动失败, 则第三次启动应再间隔 30min 以上方可进行。
- c) 辅机首次正式投运, 应及时在现场进行运行状况检查, 正常后应按巡回检查制度进行定期检查, 发现缺陷应立即联系检修。检查内容如下:
 - 1) 检查运行辅机的声音正常, 各部位振动符合规定, 轴承和电机绕组温度不超限。转动设备监视数值限额参见附录 H。
 - 2) 冷却水系统应正常, 流量充足, 指示稳定。
 - 3) 运行辅机轴承(润滑油箱)内油质良好, 油位正常, 润滑油及控制油温度、油压、滤网差压应在正常范围内。
 - 4) 辅机及系统各处应无工质泄漏现象。

9.2 辅机停运通则

9.2.1 辅机停运分类。

辅机停运通常分正常停运和紧急停运两类。

9.2.2 辅机正常停运要求如下:

- a) 辅机正常停运的几种工况: 当机组负荷降低, 锅炉出力相应减小时, 应将部分辅机暂时停运; 备用辅机按负荷需要或定期倒换启停; 故障发生前或累计运行小时数到达后的计划停运维修; 运行中发现异常现象, 在正常运行时间内不会发生故障或引起事态扩大的停运检查。
- b) 在停运前应相关专业值班人员联系, 做好有关准备, 应进行一次运行状况的全面检查, 对存在的缺陷需详细记录备案, 以供维修查考、处理。

- c) 凡设有程控停运的辅机,宜使用程控操作,同时应检查操作画面,确认停运允许条件已满足后方可停运。
- d) 辅机停运不应影响锅炉及系统的正常运行产生不利影响或明显扰动。通常应先将该辅机负荷逐渐降至最低,以及视连锁方式采取必要的措施与操作,使相关设备不发生误动作。
- e) 辅机停运后,应再对现场进行检查,根据停运时间间隔,决定辅机隔绝状况,确认系统阀门、挡板所处位置和检查不发生倒转现象。对需作运行备用时应满足随时启动的条件。对设有连锁启动的应投入连锁。如需进行停役维修时应办理检修工作票,并与系统可靠隔绝。
- f) 冬季当环境温度低于 5℃时,应对设备及系统中的冷却水、润滑、控制油采取必要的防冻措施。

9.2.3 辅机紧急停运应符合下列要求:

- a) 发生下列事件时,辅机应紧急停运:
 - 1) 辅机的重要部件损坏,使其不能继续投运;
 - 2) 轴承温度、振动等突然升高,有损坏的可能;
 - 3) 机体内发生冒烟着火或引起事故扩大,危及人身安全;
 - 4) 辅机参数超越了保护定值而保护未动作。
- b) 辅机紧急停运后,在确保锅炉能继续安全运行的前提下,应尽可能减小对锅炉工况的扰动。对于设有运行备用辅机时,此时应能连锁自启动或尽快手操启动并迅速调整参与运行;在设有 RB 功能的场合时,应确认机组负荷、锅炉出力能自动下降至稳定值,必要时应切为手操调控。
- c) 当辅机紧急停运后待锅炉运行工况稳定时,应及时作出原因分析和对策,并记录备案。其余同 9.2.2 中的 e) 和 f)。

9.3 制粉系统

9.3.1 制粉系统的启动:

- a) 首次启动前应按 9.1.1 的要求对系统及设备(一次风机、密封风机、磨煤机、给煤机等转动机械)、消防灭火设施、电气连锁、热工保护进行全面检查,具体检查内容应在现场规程中规定。
- b) 当空气预热器出口热风温度达到 160℃后,启动一次风机和密封风机开始通风暖磨,当燃用贫煤或水分较高的煤质时,温度宜升至 200℃左右。
- c) 对于碾磨部件相接触的磨煤机(如钢球磨、MPS 磨、E 型磨等)不宜长时间空载运行,故应采取暖磨完成后再启动的方式。暖磨时磨出口一次风升温率,通常为每分钟 3℃~5℃或按制造厂规定。当此温度升至正常运行限额时(参见附录 I)暖磨结束。
- d) 在给煤机投运制粉前,应确认磨煤机供粉的燃烧器点火装置已投运正常。初启动的最低给煤量设定通常应为磨煤机额定出力值的 25%或按制造厂规定。启动后应观察喷口煤粉点燃良好,磨煤机电流、差压、出口风温及炉膛负压波动正常。
- e) 在安排制粉系统启动投运时,应考虑投入后应连续运行,避免出现磨煤机已在最低煤量,但仍大于锅炉的需要,而迫使磨煤机间断运行的状况。

9.3.2 运行中的监视及调整的要点如下:

- a) 制粉系统中各转动设备投运要求应按 9.1.2 中相关条款执行。
- b) 正常运行时,应将该制粉系统各自动调节系统投入,但不应只投煤量自控,而不投风量自控的调节方式。调节风、煤量时应采取同时增、减的方式保持合适的风煤比例。但有时为了保持燃烧良好和弥补燃烧反应的迟缓,也可在增加负荷时先加风,后加煤;在减负荷时先减煤后减风的方式。
- c) 应严密监视磨煤机电流、压差及出口气粉混合物温度不应超限,参见附录 I 中的限额或按制造厂规定执行。若由于某些原因造成磨煤机内煤量过多引起差压增大时,应减少给煤。对中速磨应排放石子煤,正常时石子煤排量应小于额定出力的 0.05%,或其热值低于 6.27MJ/kg;若超出上述数值,应为运行不正常,应从调整一次风量、提高加载压力或更新碾磨件等方面来改善。

- d) 应保持连续提供锅炉燃烧的合格煤粉,并尽可能减少磨煤机的启、停次数。投运的磨煤机煤量应随锅炉出力变化。当磨煤机出力降低时,对钢球磨应核实钢球装载量,必要时应补充钢球,对中速磨应调整加载力。
- e) 应定期对煤粉细度进行取样分析,及时调整煤粉细度。煤粉细度 R_{90} 可参见附录 J。

9.3.3 制粉系统的停运要点如下:

- a) 制粉系统正常停运应符合 9.2.2 中相关条款的规定。在停运前应将拟停磨煤机的煤量、风量逐渐降到允许的最低值。
- b) 停给煤机后,应在足够风量下继续运行 5min~10min,应将磨煤机内及相连接的燃烧器管道内的煤粉吹尽,磨煤机出口温度下降至规定值且电流下降至空载电流后应停用磨煤机。
- c) 磨制烟煤的磨煤机如停用时间超过 7 天时,应将煤仓内存煤排空;如停用时间小于 7 天,应将煤仓保持低煤位。对于贫煤,停用时间可以适当延长。
- d) 煤仓低料位报警后,应对煤仓进行振打;确认给煤机皮带无煤后停用给煤机;给煤机停运后应立即关闭给煤机出口和原煤仓出口煤闸门。
- e) 制粉系统紧急停运应符合 9.2.3 的相关条款的规定。应在立即停磨煤机、给煤机的同时关闭热风门,开冷风门,防止磨煤机出口温度上升。当紧急停磨煤机原因已解决,若锅炉仍在运行时,则可视情况将磨煤机所带的燃烧器点火装置投入后,制粉系统及磨煤机应带负荷启动,恢复正常运行,或者将磨煤机内及系统吹扫干净。当磨煤机停用时间较长,或炉膛内不允许点火烧掉存煤时,应密切监视制粉系统和磨煤机内的温度变化,待冷却到室温后用人工或机械方法清除内部存煤,如温度异常升高时,应投入消防气(汽)体灭火。

9.4 燃油系统

9.4.1 燃油系统的投运与调整应符合下列规定:

- a) 燃油系统及其设备的投运应符合 9.1 相关条款的规定。油库区及油罐初次进油前,其消防设施应验收合格;燃油管道在安装、检修后应经 1.25 倍工作压力的水压试验;油系统首次通油前应进行蒸汽或压缩空气吹扫干净,并排尽剩水。
- b) 输油系统采用螺杆泵时,严禁在无油或出口阀门关闭的状态下启动。
- c) 投运中应保持燃油温度不大于 50℃,压力应达到规定值。当油罐中油温过高超过规定值时,应投用淋水降温。油罐内积水应定期检查排放。
- d) 油枪点火应在油枪动作、点火程序、逻辑检查及灭火保护功能均合格之后。首次点火,应由专人至现场检查着火状况。高能点火器发火时间 10s~15s。若油枪点燃后,着火不良,冒黑烟或火炬点燃迟后,油雾化质量差、燃料—空气混合不好,油喷射至水冷壁,在 10min 内无法改善时,应停用该油枪并检查原因。通常轻柴油着火点离油枪喷口约在 50mm 之内,火焰根部为淡橙色,白亮,无黑条,火焰尾部无黑烟,火炬轮廓清晰,外圈及尾部均无雪片状火星;火焰以外烟色透明。
- e) 采用带内回油的机械雾化油枪投入时,应先开进油阀后开回油阀,以防燃油倒流入喷口使燃烧恶化。油枪投运后不应在回油阀全关状况下运行,避免回油端部存油焦化后堵塞。

9.4.2 燃油系统的停止应符合下列规定:

- a) 油枪正常停用退出前应在点火装置点燃状况下,用蒸汽或压缩空气进行吹扫 3min。
- b) 由于某些原因使油枪跳闸或锅炉“MFT”时,应待故障消除或“MFT”复置后,在锅炉通风条件下尽快进行点火器点火并完成油枪吹扫后退出。如程序故障不能自动进行油枪吹扫并退出时,应手动进行,甚至就地依次人工完成。

9.5 风烟系统

9.5.1 风机的启动及系统投用原则如下:

- a) 风机启动前除应按 9.1.1 的要求对系统全面检查外,还应检查润滑油站、控制油系统及风机油

冷、电动机空冷系统投用正常。

- b) 严禁风机带负荷启动,启动前应确认离心风机进口调节挡板关闭,轴流风机的动、静叶调至最小角度。
- c) 风机启动前,应确认风机没有反转现象,否则要采取制动措施后方可启动。对装有盘车设备的风机,在润滑油系统投入正常后,应在投入盘车运行的状况下方可启动风机。
- d) 在送、引风机启动合闸时,应注意启动电流和启动时间符合要求。
- e) 在启动过程中,应减小炉膛负压波动,通常启动次序宜为先引风机后送风机交替进行的方法。
- f) 当采用两台及以上的变频调速风机并列运行时,在启动第二台和以后的风机时,在风机启动开启调风挡板前,应将该风机转速先调到有足够能力将风量送出的程度。

9.5.2 运行中的监视和调节要点如下:

- a) 风机运行中的监视应符合 9.1.2 的规定。对于引风机、烟气增压风机,在锅炉冷态启动初期,烟气温度较低,调节风量时应监视风机电流,防止电动机超电流运行。
- b) 当需启动另一台轴流风机和已投运风机并列运行前,应注意母管风压不宜过高,避免并列时发生喘振。对于轴流式一次风机,当部分制粉系统停运,使一次风总量减少时,应不使母管风压相应升高,避免引起喘振。
- c) 正常运行中,两台风机负荷分配应均匀,电流相接近,调节应平稳缓慢。
- d) 密封风机及火检冷却风机运行中,应监视进风滤网差压在限额之内,各路密封压力及冷却风量正常。

9.5.3 风机的停运要点如下:

- a) 风机正常停运与紧急停运应按 9.2.2 和 9.2.3 相关条款的要求执行。大容量风机停运后惰转时间较长,此时应确认转子惰转完全停止后,方可停止稀油润滑系统。
- b) 当两台引风机(送风机、一次风机、增压风机等)运行,需停用其中一台时,视风机出力情况降低锅炉出力,同时逐步减小停运侧风机的负载,相应增加另一侧风机的负载,维持炉膛负压,并不使运行风机的电流超限。
- c) 当一台风机停用时如还有另一台在运行,则应将停用风机的进口动叶调到最小位置后,停用该风机并关闭其出口挡板,同时应开启联络风道的隔绝挡板。
- d) 当采用了连锁成对启、停和跳闸送、引风机,如果不是最后在运行的一对,则应当其中的一台风机停运或跳闸时,另一台也应停运或跳闸。并关闭跳闸的送、引风机相应的挡板。此时锅炉应立即自动或手动降出力至 50%BMCR 运行。如果是最后在运行的一对,若送风机停运或跳闸后,引风机仍应在受控状态下运行,而送风机相应的挡板应保持开启位置;若引风机停运或跳闸后,送风机也应连锁停运。之后,它们的进出口挡板均应保持开启位置,进行锅炉 MFT 后的自然通风,炉膛吹扫 15min。
- e) 当所有送风机或引风机跳闸后,锅炉“MFT”。若送风机先跳闸时应触发引风机调风装置超驰动作,并使所有送风机挡板处于开启位置,但其开度应不会由于风机惰走时对风道及炉膛产生较高的风压。当引风机先跳闸时,应缓慢全开所有的烟、风道挡板,应建立尽可能大的自然通风,同时在开挡板时,应避免由于引风机惰走对烟道及炉膛产生较大的负压。
- f) 对设有盘车装置的高温风机停机后应确认盘车已投运,进出口挡板已关闭,密封风机连锁投入。

9.6 空气预热器

9.6.1 空气预热器的启动应符合下列规定:

- a) 空气预热器启动前除应按 9.1.1 相关条款进行检查外,还应包括下列方面:
 - 1) 装有密封自动调节装置的空气预热器密封控制系统应已送电,探头吹扫压缩空气应已投入。
 - 2) 水冲洗系统应完好。
 - 3) 消防水喷淋系统等灭火装置应检查试验合格,处于备用状态。空气预热器受热面测温报警

装置性能良好,处于投用状态。

- 4) 吹灰器应试验正常,可实现远方操作,吹灰器应在退出位置,电源已送上。
- 5) 辅助电机或空气驱动装置及盘车设备应能自动投运。
- b) 经检修后的首次启动前,应先启动盘车装置或手动盘车,驱动转子转动一圈以上无异常,即转子密封无卡涩,动静部分无撞击现象之后方可启动主电动机。

9.6.2 空气预热器的运行维护要点如下:

- a) 空气预热器运行中的监视应符合 9.1.2 的相关规定。
- b) 空气预热器进、出口烟温及热风温度应正常,并应监视空气预热器烟气侧和空气侧的进出口间的阻力变化,应与初期投用时进行对比。若阻力明显增大,投用吹灰器仍未改善,甚至引起风机出力不够时,表明受热面积灰严重,应对其进行水洗,水洗后应将烟风道内积水排尽,受热面吹干。
- c) 在燃用含硫量较高的煤种,或外界气温较低、锅炉出力较小的状况下,应投入暖风器运行或热风再循环方式运行,使预热器冷端受热面温度提高,减轻腐蚀,并在锅炉停役后检查预热器内部腐蚀及堵灰状况。
- d) 装有脱硝系统的机组,应严格控制脱硝系统出口的氨逃逸率。

9.6.3 空气预热器的停运要点如下:

- a) 应在完成预热器吹灰、锅炉停炉,并确认空气预热器自动密封装置提升到上限,进口烟温下降到 150℃ 以下(或达到制造厂规定值)时,方可正常停运空气预热器。
- b) 锅炉运行时,如因故停用单台空气预热器,应同时将相应侧的引风机、送风机、暖风器、一次风机及电除尘同时停用,并关闭其进、出口烟气挡板和空气挡板,此时锅炉应处于 50%BMCR 下运行。
- c) 当空气预热器紧急停运或跳闸后,应进行手动盘车或采用盘车马达驱动。若厂用电失去又无备用电源和其他驱动方式时,应立即进行手动连续盘车,此时应确认自动密封装置能紧急提升到上限后退出。当空气预热器进口烟温下降到 150℃ (或按制造厂规定)后停止盘车,待其自然冷却。
- d) 如果锅炉只是短时停运(不超过 1 天),空气预热器可以不停运。

9.7 锅炉启动循环泵及系统

9.7.1 锅炉启动循环泵投运前应具备下列条件:

- a) 锅炉启动循环泵及系统经检修后首次启动前,除应符合 9.1.1 中的相关规定外,还应包括下列内容:
 - 1) 锅炉启动循环泵的一次冷却水系统应经过 1.5 倍分离器额定工作压力的超压试验,并合格。
 - 2) 在启动前应对一次水系统逐段用除盐水进行冲洗,直到放水管水质及冲洗水的进、排水的 pH 值达到启动循环泵厂家的要求。之后向电动机注水,直到上部或泵体空气门中有水连续排出,表明电机内及冷却器高压侧空气排尽并已充满水。
 - 3) 应确认二次冷却水流量在规定范围内,并供应可靠。
- b) 锅炉启动循环泵启动前,锅炉应处于湿态工况运行,且汽水分离器疏水箱内水位应达到规定高度。

9.7.2 锅炉启动循环泵的运行维护应符合下列规定:

- a) 锅炉启动循环泵正常运行时,除应按照 9.1.2 相关条款的要求外,还应严格监视泵出入口压差、电动机腔室温度、一次冷却水滤网前后差压应在正常范围内。
- b) 在首次启动期间,由于一次冷却水系统与设备尚未完全清洁,锅炉水质不良,或一次冷却水系统有渗漏时,一次冷却水应连续不断注入。
- c) 锅炉启动循环泵投运之后,应保证泵的流量高于允许的最小数值,防止入口汽化。

9.7.3 锅炉启动循环泵停运要点如下:

- a) 当锅炉进入纯直流工况运行, 并运行稳定, 如果汽水分离器疏水箱水位降到最低数值后, 锅炉启动循环泵应停运。
- b) 锅炉启动循环泵停运后应投入暖泵系统。
- c) 正常停运后, 通常电动机内一次冷却水不宜排放。待泵体温度已降到 60°C 以下时二次冷却水可以停用。如因检修或冬季防冻需要排放一次冷却水时, 应待锅炉启动循环泵完全冷却之后排放。

9.8 电气除尘器

9.8.1 电气除尘器投运条件如下:

- a) 电气除尘器投运条件应符合 9.1.1 的相关规定, 除此之外还应包括如下主要内容:
 - 1) 确认所有灰斗插板门应全部开启, 料位计指示应正确, 除灰输灰系统已能投入正常运行。
 - 2) 整流变压器电气检查应合格, 油质清洁、油位正常、无渗油现象。
- b) 烟气脱硫系统应具备投用条件或旁路烟道应能通烟气。
- c) 锅炉启动点火前 $12\text{h}\sim 24\text{h}$ 投入灰斗加热装置及绝缘子加热装置; 点火前 $1\text{h}\sim 2\text{h}$ 投入烟尘连续监测系统; 点火前 30min 应投入各振打装置。

9.8.2 电气除尘器的投入及运行维护应符合下列规定:

- a) 投运整流变压器前应确认各高压接地开关在断开位置; 绝缘子加热到高于露点温度 $20^{\circ}\text{C}\sim 30^{\circ}\text{C}$ 。
- b) 在制造厂无特殊规定时, 自锅炉燃用煤粉开始, 应适时投入电气除尘器电场。
- c) 检查高压整流变压器应无异声, 高压隔离开关, 直流高压电缆等输出网络应无明显放电、爬电现象。
- d) 检查除尘器本体、烟道、各人孔门等处应严密不漏风。
- e) 监视一、二次电流, 一、二次电压的变化, 火花频率应符合要求, 各加热点温度应在正常范围内。
- f) 高压整流装置应不允许开路运行, 切换电场操作时应注意一、二次电压及一、二次电流的变化。高压隔离开关切换时应先将高压整流装置和供电装置停运后再切换, 不应带负荷操作。

9.8.3 电气除尘器的停运应符合下列规定:

- a) 电气除尘器停运前应确认脱硫系统已停运, 烟气走旁路运行方式。当锅炉全烧油时, 所有电场应停止。并将阴、阳极振打装置改为连续振打方式。
- b) 停炉后引风机停运时, 仍应保留振打装置连续运行 $2\text{h}\sim 3\text{h}$ 。之后, 应将各灰斗存灰排尽方可停用各加热装置。
- c) 电气除尘器停用后入内检查前, 锅炉应冷却结束, 内部温度应降至 60°C 以下; 引风机、送风机停运, 电气除尘器出口应可靠隔离; 电气除尘器应停电, 并用接地棒将电极接地; 所有开关应在断开位置, 并与电源可靠隔绝。进入电气除尘器内工作, 必须符合《电业安全工作规程》的相关规定。

9.9 吹灰器

9.9.1 吹灰器投运前应进行下列检查:

- a) 蒸汽吹灰器和水吹灰泵启动前应按 9.1.1 的相关条款检查。
- b) 检查炉膛、烟道及空气预热器蒸汽吹灰器阀前压力已整定, 数值应符合制造厂要求。吹灰蒸汽系统各疏水温度应在给定值内。疏水器旁路门应开启, 确保吹灰蒸汽温度至少有 30°C 的过热度。
- c) 吹灰程控应经校验合格后投用。

9.9.2 吹灰器的投运要求如下:

- a) 吹灰器经检修后首次投运, 应在现场确认动作程序符合设计要求, 即动作平稳, 位置正确, 无卡涩现象, 且无大量吹灰介质外漏状况。
- b) 空气预热器蒸汽吹灰器应在锅炉启动, 燃油点火初期就投运; 炉膛吹灰宜在锅炉出力达 75% BMCR 左右后成对逐层投用; 水力吹灰器宜单根投用。锅炉正常运行期间, 视燃用煤质和锅炉

出力的变化,根据炉内受热面积灰渣状况与吹灰后的效果,尽快探索出各级受热面吹灰的频率。吹灰器投用次序通常宜按炉内烟气流向进行。

9.9.3 吹灰器的停运要求如下:

- a) 当吹灰器吹灰结束程序终止后,应确认该吹灰器完全退出,相应的蒸汽阀门关闭,并确认其不漏。
- b) 当吹灰器在投运中发生卡涩退不出的故障时,应及时进行处理,尽快就地采取手动方式将其退出炉外。
- c) 当机组停役维修时,应对吹灰器吹扫范围内的受热面进行吹损状况检查,如管壁局部吹损明显时须查明原因,对吹损严重的管子予以换新。

10 锅炉及主要辅机常见的事故分析与处理

10.1 事故处理原则

事故处理原则应符合下列规定:

- a) 发生事故后,应立即采取一切可行的对策,防止事故扩大,并尽快查明原因后予以消除,迅速恢复机组正常运行,满足系统负荷的需要,只有在确定设备已不具备运行条件或继续运行对人身、设备安全有直接危害时,方可停运处理。
- b) 发生事故时,运行人员应在值长的直接领导下,迅速果断地按照现场规程的规定处理事故,现场的领导及专业人员,应根据实际情况给予必要的指导,但不得与值长的命令相抵触,如有抵触时,应以值长的命令为准,值长的命令除对人身、设备有直接危害外均应坚决执行。
- c) 当发生本规程没有列举的事故时,运行人员应根据自己的经验与判断,主动地采取对策,迅速进行处理。
- d) 遇自动装置故障时,运行人员应正确判断,并应立即将有关自动装置切至手动,及时调整水燃比、风煤比等重要参数,不使控制失调,使锅炉仍能维持正常工况运行。
- e) 事故处理后,运行人员应正确地将事故发生的时间、现象及所采取的措施,进行详细记录,并组织研讨、分析、总结经验及教训。

10.2 事故紧急停炉

10.2.1 事故紧急停炉的条件如下:

- a) 锅炉保护具备跳闸条件而拒动。
- b) 锅炉受热面管道泄漏或爆破,使工质温度急剧升高,导致管壁严重超温,无法维持锅炉正常运行或威胁设备及人身安全。
- c) 炉内积聚了大量可燃气体或可燃燃料后被突然点燃,发生了炉膛外爆;引风机、送风机瞬间压力不匹配,使炉内超压发生了炉膛内爆,造成锅炉损坏。
- d) 空气预热器发生再燃烧且排烟温度升至 200℃ 以上并继续上升。
- e) 锅炉炉前油管道爆破或油系统发出火警,威胁设备或人身安全。
- f) 锅炉主蒸汽压力升高而安全阀未起座或 100% 容量的高压旁路未动作;再热汽压力升高而安全阀拒动或安全阀动作后不回座,使蒸汽压力下降,汽温或各段工质温度超限到不允许运行的状况。
- g) 重要的热控监控仪表或装置电源中断,使无法监视锅炉工况或不能调控锅炉的主要运行参数。

10.2.2 事故紧急停炉处理应符合下列规定:

- a) 应按“紧急停炉”按钮,立即停用燃油和燃煤燃烧器,停止向炉膛供给燃料。
- b) 应检查下列设备动作正常,如不动作应立即对该设备手动停用。
 - 1) 所有燃油枪快关阀应关闭。
 - 2) 所有一次风机、磨煤机、给煤机应停止运行,给煤量到零,磨煤机出口门关闭。
 - 3) 所有 I、II 级减温水调节门及进口总门应关闭,再热减温水(包括事故减温水)调节门及

隔绝门关闭。

- c) 停用其他由 MFT 以后应联动而未动作的设备。
- d) 停用电气除尘器所有整流变压器。
- e) 根据需要启动给水泵向锅炉进小流量给水以冷却水冷壁。
- f) 其他处理见 8.3.2 各条款内容。

10.3 故障请示停炉

10.3.1 故障请示停炉的条件如下：

- a) 锅炉承压部件泄漏但尚能维持运行。
- b) 锅炉严重结渣或堵灰，经采取了吹灰、降低锅炉出力等措施，仍难维持稳定运行。
- c) 锅炉给水或蒸汽品质严重低于标准，虽经努力调整、处理，仍不能得到改善。
- d) 高压旁路动作后不能关严；压力控制阀或安全阀回座后明显泄漏，采取措施后未见好转。
- e) 主蒸汽、再热蒸汽温度或受热面壁温严重超限，经调整后仍无法恢复正常。
- f) 发生其他严重缺陷，使不能保证锅炉安全、环保、稳定运行。

10.3.2 故障停炉处理应符合下列规定：

- a) 应汇报有关领导，汇报电网调度，申请故障停炉；
- b) 应视故障状况决定减负荷速度；
- c) 锅炉出力降低后应尽快将所有磨煤机、点火装置停用，锅炉熄火；
- d) 应完成锅炉 MFT 后的检查和操作，见 8.2.2 中的相关条款内容。

10.4 锅炉及辅机常见的主要事故类别

10.4.1 给水流量突降或中断

a) 现象：

- 1) 给水流量迅速下降并报警。
- 2) 主蒸汽流量及机组功率迅速下降。
- 3) 锅炉水冷壁出口温度迅速上升。
- 4) 如给水流量低于锅炉启动流量的最小值后锅炉 MFT。

b) 原因：

- 1) 给水泵故障，备用给水泵未能及时投入。
- 2) 给水系统、高压加热器故障或阀门误动作。
- 3) 给水管道的泄漏或爆破。
- 4) 给水自动失灵，给水调节门自动关小或关闭。
- 5) 汽动给水泵汽源中断。
- 6) 中间点温度测定错误，导致给水量控制错误。
- 7) 由于机组负荷骤减或其他原因造成给水泵出力下降。

c) 处理：

- 1) 给水自控不正常或中间点温度测定错误，应立即将自动切至手动，手操调节给水泵转速和给水调节门，维持给水流量正常。
- 2) 当给水流量尚大于锅炉启动的最低值时，应首先紧急减少燃料量，维持水燃比例，使中间点温度（或焓值）得到控制，并调整风量控制风煤比例，使汽温、汽压变化仍在合格范围内，控制主蒸汽压力、温度正常。
- 3) 当给水流量降低到保护动作值，但保护拒动时，应紧急停炉。

10.4.2 给水温度骤降

a) 现象：

- 1) 高压加热器解列信号报警。

- 2) 给水温度大幅度下降。
- 3) 省煤器进口、水冷壁出口温度逐渐下降。
- 4) 机组负荷将上升。
- 5) 高压加热器汽水管道或阀门爆破时, 给水压力下降。
- 6) 主蒸汽温度上升。

b) 原因:

- 1) 高压加热器水侧严重泄漏或爆破, 或疏水不畅造成高水位保护动作而紧急停用。
- 2) 高压加热器汽水管道、阀门爆破而紧急停用高压加热器。
- 3) 高压加热器保护装置误动作; 引起高压加热器解列。

c) 处理:

- 1) 给水自动不正常时, 应立即将其切至手动, 待中间点温度变化时, 根据给水温度下降数值, 迅速减少给水流量, 维持中间点温度正常, 调整减温水量, 维持主蒸汽温度正常。
- 2) 高压加热器汽、水管道或阀门爆破时, 将造成给水压力大幅度下降, 此时应按给水流量突降或中断的规定进行处理。
- 3) 若由于给水温度低造成煤水交叉限制动作时, 可以将燃烧器摆角适当下调, 以提高水冷壁的吸热量。

10.4.3 主蒸汽温度高

a) 现象:

- 1) 主蒸汽温度高报警。
- 2) 若遇受热面泄漏或爆破, 则爆破点前各段工质温度下降, 爆破点后各段温度升高, 炉管泄漏, 检测装置报警。
- 3) 给水流量与减温水量之和大于主蒸汽流量。

b) 原因:

- 1) 燃料量控制或中间点温度(焓值)控制故障, 造成水燃比例失调, 燃料量偏大或给水量偏小。
- 2) 减温水系统故障或自动失灵, 使减温水流量不正常地减少。
- 3) 燃料风、一次风、炉膛漏风或氧量过大, 或煤粉太粗, 或炉底密封失去, 炉膛火焰中心抬高, 或火焰拉长, 造成炉膛上部烟温过高。
- 4) 炉膛严重结渣。
- 5) 受热面泄漏、爆破。

c) 处理:

- 1) 自动装置不正常时, 应立即将其切至手动调节使之恢复正常。
- 2) 增加减温水量, 尽快查明汽温高的根源后予以解决。
- 3) 适当减少燃料量或增加给水流量, 及时调整风量, 适当降低炉膛火焰中心高度, 对炉膛水冷壁进行吹灰。
- 4) 检查炉底密封情况, 发现异常及时处理。
- 5) 若汽温高是因受热面泄漏、爆破所致, 除按汽温过高处理外, 还应视其严重程度决定是否停炉和采取的停炉方式。
- 6) 经采取上述措施后, 如果主蒸汽温度继续升高到规定的限值, 经处理后在规定时间内汽温无法降低, 应经申请后停炉。

10.4.4 主蒸汽温度低

a) 现象:

- 1) 主蒸汽温度低报警。
- 2) 各段工质温度下降, 严重时蒸汽管道发生水冲击现象。

b) 原因:

- 1) 燃料量控制或中间点温度(焓值)控制故障,造成燃水比例失调、燃料量偏小或给水流量偏大。
- 2) 减温水系统故障或自动失灵,使减温水流量不正常地增大。
- 3) 燃烧调整不当造成炉膛热负荷降低。
- 4) 过热器受热面积灰或结渣严重。

c) 处理:

- 1) 自动调节不正常时,应立即将其切至手操调节使之恢复正常。
- 2) 减少减温水量,必要时关闭减温水隔绝门,并对过热器进行吹灰。
- 3) 适当增加燃料量或减少给水量,及时调整风量,必要时可适当提高空气预热器进口氧量。
- 4) 暂时由下层燃烧器改为上层燃烧器投运,并查明低汽温的原因后予以解决。
- 5) 主蒸汽温度下降至汽轮机限额后,造成汽轮机事故停机,引起锅炉 MFT 后,按 8.3.2 相关条款内容处理。

10.4.5 再热蒸汽温度高

a) 现象:

- 1) 再热蒸汽温度高报警。
- 2) 再热系统各点温度上升。
- 3) 若遇受热面泄漏或爆破,则爆破点前各点温度下降,爆破点后各点温度上升。

b) 原因:

- 1) 再热减温水或燃烧器的摆角动作失灵,即再热减温水量减少或燃烧器摆角上倾,火焰中心上移。
- 2) 风量过大,使炉膛温度降低和对流吸热量增加。
- 3) 因汽轮机通流部分缺陷造成高压缸排汽温度升高,引起再热器进口温度提高。
- 4) 再热器受热面泄漏爆破。
- 5) 炉底密封失去,炉膛火焰中心抬高,或火焰拉长,或水冷壁严重结渣,致使炉膛出口烟温升高,引起过热蒸汽、再热蒸汽汽温升高;过热蒸汽汽温偏高后,造成高压缸排汽温度相应升高,使再热冷段温度提高后,更促使再热蒸汽汽温升高。
- 6) 冷段再热蒸汽抽汽量偏大。

c) 处理:

- 1) 再热减温水或燃烧器摆角自动调节不正常时,应立即将其切至手动,并至现场确认各燃烧器摆角位置,手操调节使之恢复正常。
- 2) 如系风量过大,则应适当减少风量并及时调整燃烧,对水冷壁进行吹灰。
- 3) 如再热器受热面泄漏、爆破,造成再热汽温度升高时,除迅速采取降温措施外,还应视其严重程度决定是否停炉和采取何种停炉方式。
- 4) 如是冷段再热蒸汽抽汽量偏大引起,应立即降低抽汽量。
- 5) 检查炉底密封情况,发现异常及时处理。
- 6) 经采取上述降温措施后,如果再热蒸汽温度继续上升至规定的限值且在规定时间内无法降低时,应经申请后停炉。

10.4.6 再热蒸汽温度低

a) 现象:

- 1) 再热器系统各点温度下降。
- 2) 喷水降温停用时,前后汽温偏差明显。

b) 原因:

- 1) 再热减温水或燃烧器摆角自动失灵,造成再热减温水流量增大或燃烧器摆角下倾,火焰中心下移。
- 2) 高压旁路减温水故障或再热器喷水调门泄漏量大。
- 3) 燃烧调整不当造成炉膛热负荷降低。
- 4) 再热器出口安全阀起座或出口段泄漏、爆破。
- 5) 再热器受热面积灰或结渣严重。

c) 处理:

- 1) 再热减温水或燃烧器摆角自动动作不正常时,应立即将其切至手动,并至现场确认各燃烧器摆角位置,手操调节使之恢复正常,必要时应关闭减温水隔绝门。
- 2) 调整风量及燃烧,必要时可适当增加风量。
- 3) 对再热器进行吹灰。
- 4) 再热器汽温下降至汽轮机限额后造成汽轮机事故停机,引起锅炉 MFT 后按 8.3.2 相关条款内容处理。

10.4.7 锅炉受热面管损坏

a) 现象:

- 1) 炉管泄漏仪报警,检查损坏处附近有泄漏声,甚至在炉墙、门孔等不严密处有烟气或蒸汽冒出。
- 2) 燃烧不稳定,炉膛负压波动大,引风机电流增大。
- 3) 给水流量与减温水量之和明显大于蒸汽流量,或锅炉出力降低,机组负荷下降。
- 4) 泄漏点上游侧各段温度下降,下游侧汽温、壁温上升。

b) 原因:

- 1) 管材缺陷;制造、安装或焊接质量不合格;管壁与支撑或定位管间振动磨损或管道膨胀不畅,应力增大。
- 2) 给水品质长期不良,造成管内结垢严重,引起管壁超温或垢下腐蚀。
- 3) 煤粉直射水冷壁造成管外壁高温腐蚀,使管材强度降低。
- 4) 管材在高温状况下氧化后造成氧化层固体颗粒脱落(SPE),使管壁厚度降低,或颗粒物沉积后引起通流截面减小,蒸汽量不足,使管壁超温,常发生于高压过热器或高压再热器受热面管。
- 5) 燃烧不正常,火焰中心上移,或烟速分布不均,联箱内流量分配不均等,使管内流量与管外热负荷不相适应,造成局部管壁超温。
- 6) 减温水量过大,使蒸汽带水,或减温水量波动太大等因素造成热应力过大或交变应力致使疲劳损坏。常发生在减温喷水点下游处。
- 7) 烟道中出现烟气走廊,致使局部烟速提高,造成飞灰对管壁磨损加剧;或者由于蒸汽吹灰器安装不当,吹灰前疏水不彻底,引起对管壁表面局部吹损减薄后强度降低。前者常发生在省煤器靠炉墙侧,后者常发生在吹灰孔附近的水冷壁管处。

c) 处理:

- 1) 若损坏不严重,锅炉尚能维持运行时,宜暂时降低出力后稳定工况运行,同时加强对各运行参数的监控,尤其是燃水比、风煤比、水冷壁出口或中间点温度及各点壁温等重要参数在可控范围内。如出现某些自控功能失常,应立即将其切至手动,需密切监视故障点发展情况,并按故障请示停炉处理。若损坏严重,不能为此锅炉运行时,应按事故紧急停炉处理。
- 2) 在紧急停炉后,为了不使炉膛内余热造成水冷壁温度过高,在省煤器无泄漏或泄漏不严重的状况下,宜维持小流量进水,并控制降温速率。

10.4.8 锅炉管道的水冲击

a) 现象:

- 1) 水冲击时, 压力、流量大幅度波动。
- 2) 有水冲击声, 管道振动, 严重时支吊架损坏。
- 3) 汽水分离器疏水箱满水时, 水位高报警, 当满水严重时, 一级过热器及以后的工质温度明显下降。

b) 原因:

- 1) 给水管道或省煤器充水时未排尽空气或通流量过大。
- 2) 热态启动或停炉后微量进水, 冷却受热面时, 由于省煤器、冷灰斗处温度较高, 使工质部分呈汽化状态, 造成汽水两相分层后的不稳定流动。
- 3) 汽水分离器疏水箱满水、减温水量过大, 或启动过程中蒸汽管道疏水门未开启, 使蒸汽中带水。
- 4) 管内工质的压力、流量、温度发生剧烈变化。

c) 处理:

- 1) 给水管道或省煤器水冲击时, 应适当降低给水流量, 排尽空气, 直至恢复正常。
- 2) 蒸汽管道通汽或充压时发生水冲击, 应降低流量进行充分暖管, 排尽疏水, 待水冲击消失后, 方可逐步增加流量。
- 3) 热态启动或停炉后, 微量进水时, 如省煤器、冷灰斗处发生水冲击, 应迅速降低给水流量, 热态启动进水过程中需要待炉本体各点工作温度均低于饱和温度后, 方可增大给水流量。
- 4) 由于汽水分离器疏水箱满水而造成水冲击时, 应迅速检查确认疏水箱至给水箱、扩容器的阀门位置正确, 恢复疏水箱水位正常。
- 5) 当汽、水管道内的水冲击消失后, 应及时检查设备及支吊架状况。

10.4.9 锅炉熄火

a) 现象:

- 1) 炉膛波动负压显著增大, 炉膛火焰监视 TV 无火焰显示。看火孔内无火光, MFT 报警灯亮。
- 2) 机组负荷下降, 蒸汽流量迅速下降, 各段工质温度、汽压下降, 氧量值骤增。

b) 原因:

- 1) 运行中部分辅机因故障跳闸时 RB 未成功。
- 2) 煤质突变, 挥发分或燃煤发热量过低等因素, 燃烧调整不及时, 配风不当, 使炉膛燃烧不稳定; 或因负荷过低, 使炉膛温度下降后燃烧不稳定, 造成炉膛局部燃烧器首先熄火后事态扩大致使全火焰丧失。
- 3) 燃烧自动失灵或火焰检测器故障、全火焰丧失保护误判断, 造成磨煤机跳闸, 或原煤水分高, 同时引起数台给煤机断煤, 致使燃烧不稳定。
- 4) 炉膛水冷壁管严重爆破, 使炉膛内进入大量水蒸气, 导致炉膛温度降低。
- 5) 在锅炉启动过程中, 燃油系统故障, 造成燃料量大幅度减少或中断。燃油中大量带水或杂质过多使油枪阻塞, 或燃油压力过低而熄火。
- 6) 炉膛发生大面积的塌渣, 或火检瞬间探测不到火焰, 甚至大渣块脱落将火焰压灭。
- 7) 低负荷时进行水力吹灰将炉火熄灭。
- 8) MFT 保护动作。

c) 处理:

- 1) 如果 MFT 保护拒动时, 应手动跳闸, 之后按紧急停炉进行处理。
- 2) 查明熄火原因并消除后, 对锅炉进行全面检查, 确认设备正常后, 按锅炉所处状态重新点火启动。

10.4.10 烟道内可燃物再燃烧

a) 现象:

- 1) 排烟温度不正常地升高。
- 2) 从烟道不严密处向外冒烟、喷出火星或异常声响。
- 3) 若空气预热器处再燃烧时,“红外线火警”检测装置报警,严重时,空气预热器电流波动增大,外壳温度升高或观察孔内见到明火,烟压出现异常波动。

b) 原因:

- 1) 燃烧调整不当,风量不足或配风不合理;炉膛温度过低时投入煤粉使未燃尽的煤粉流入尾部后沉积;在锅炉启动燃油枪时,油枪雾化不良,油枪根部风量不足,造成火炬拉长,燃烧不充分形成黑烟,积存在尾部烟道和受热面上。
- 2) 长时间低负荷运行或启、停过程中燃烧不良。
- 3) 燃烧器运行不正常,煤粉细度过粗且长期超过标准,使在炉内燃烧不充分,可燃物积聚于尾部。

c) 处理:

- 1) 确认再燃烧部分,查明再燃烧原因,采取灭火措施,如无效,则立即紧急停炉。
- 2) 紧急停炉后继续保持预热器运行,并立即停用所有一次风机、送风机和引风机,关闭各风门、挡板及门孔,严禁通风。
- 3) 经检查确认设备无损坏、各部烟温正常、烟道内无火源,并进行了清理,符合启动条件后,方可重新启动。

10.4.11 锅炉结渣

a) 现象:

- 1) 排烟温度上升,减温水明显增大。
- 2) 炉膛结渣严重时,燃料量增加,水燃比下降。
- 3) 局部结渣时,将使热偏差增大,局部管壁过热。
- 4) 过热器、再热器进口烟温明显上升,其受热面壁温明显增高或超限。
- 5) 结渣区域炉膛温度升高。

b) 原因:

- 1) 偏离设计,燃用灰熔点低的煤种。
- 2) 风量不足,风粉分配不均匀,局部区域出现较强的还原性氛围;火焰中心偏斜,造成炉膛局部区域热负荷过高;煤粉与水冷壁接触。
- 3) 燃烧器热负荷过大,燃烧温度过高,使燃烧区域和炉膛断面放热强度太大。
- 4) 大多数吹灰器工作不正常。
- 5) 一次风速偏低,煤粉在燃烧器喷口燃烧,造成燃烧器喷口温度过高。

c) 处理:

- 1) 减少低灰熔点煤的入炉比例,采取与高灰熔点煤分仓入炉的掺烧方式。
- 2) 进行燃烧调整,使火焰中心位置符合要求,视结渣部位,增加该处蒸汽吹灰频度,防止结成大块。
- 3) 当炉膛内结有不易清除的大块焦渣,且有脱落以致损坏水冷壁的可能时,应做好事故预想。
- 4) 采用快速降负荷的方法,使受热面的结渣冷缩后掉落。
- 5) 当炉膛内结渣严重,短时间内可能导致事故扩大时,应请示故障停炉。

10.4.12 机组急速减负荷(RB)

a) 现象:

- 1) 机组负荷及锅炉蒸汽流量突然下降。

2) 上述原因中的某一台辅机跳闸 RB 动作报警。

b) 原因:

- 1) 两台一次风机运行中一台故障跳闸。
- 2) 两台送或引风机运行时一台故障跳闸。
- 3) 两台给水泵运行中一台故障跳闸。
- 4) 两台预热器运行中一台故障跳闸。
- 5) 数台磨煤机运行中一台故障跳闸。

c) 处理:

- 1) 确认 RB 过程中各自动及程控功能正确无误, 最终应迅速降至设定负荷值, 若不正常应立即将其切至手动。
- 2) 根据机组负荷下降情况, 及时自动或手动调整水燃比及风煤比, 使水冷壁出口不超温, 并尽快保持中间点温度(焓值)变化稳定; 必要时投油枪稳燃, 确保燃烧工况正常的前提下, 使汽温、汽压等主要参数与机组负荷相匹配。
- 3) 当负荷骤减时, 由于给水压力不能匹配造成锅炉给水量波动过大或汽温大幅度变化时, 则应按给水中断或汽温过高或过低分别进行处理。

10.4.13 厂用电部分或全部失去

a) 现象:

- 1) 厂用电某段电源失去, 备用电源不能自动快速投入。
- 2) 厂用电某段母线电压表指示到零。
- 3) 在该母线段的辅机跳闸。
- 4) 辅机跳闸信号报警。
- 5) 汽压、汽温及机组负荷剧降。
- 6) 厂用电全部失去, 备用电源不能自动快速投入时, 锅炉熄火。

b) 原因: 厂用电工作电源故障, 备用电源未能自动投入。

c) 处理:

- 1) 若厂用电部分中断, 而未造成锅炉熄火时, 应对部分运行辅机保持其运行稳定, 当自控失灵时应切手动, 迅速调整燃烧, 维持燃烧正常, 必要时投入稳燃装置, 并控制好水燃比, 使汽温、汽压等主要参数与机组负荷相匹配。
- 2) 若厂用电全部中断不能快速投入备用电源时, 锅炉熄火, 按事故紧急停炉处理。若保安电源不能立即投入时, 对空气预热器应迅速采取手动盘车, 火焰监视探头和炉膛火焰电视摄像头应抽至炉外冷却。

10.4.14 火灾

a) 火灾原因:

- 1) 燃油系统泄漏遇高温或明火。
- 2) 制粉系统内积粉或煤粉向外泄漏, 积聚后自燃, 导致着火甚至引起爆炸。

b) 处理:

- 1) 如不直接危及锅炉安全运行时, 应加强运行监控。
- 2) 迅速通知消防队, 汇报上级领导, 同时根据不同的着火原因, 采用不同的消防器材进行灭火。
- 3) 磨煤机内或一次风管着火时, 应紧急停运该制粉系统, 严密关闭磨煤机的进出口风门, 投入消防灭火设备, 待灭火降温后, 对内部进行清理检查, 直至正常。同时可启动备用制粉系统向锅炉供粉, 使锅炉出力少受影响。
- 4) 若中速磨煤机进风道积煤和石子煤着火时, 应及时排尽积煤并停运隔绝。
- 5) 燃油系统附近着火时, 应首先停止燃油泵运行, 切断电源, 然后再进行灭火处理。

10.4.15 轴流风机的失速

a) 现象:

- 1) 失速信号报警。
- 2) 失速风机的风压、电流发生大幅度的变化或摆动, 伴随有周期性的鸣音。
- 3) 风机噪声明显增加, 严重时机壳、风道也发生振动。
- 4) 一台风机的电流、风压上升, 另一台则下降。
- 5) 送、引风机失速时, 使炉膛负压变化, 甚至造成燃烧不稳; 一次风机失速时使部分制粉系统运行不稳定。

b) 原因:

- 1) 系统的阻力增加, 使风机进入不稳定工况区运行。
- 2) 叶片安装角出现偏差, 气体在局部叶片上出现脱流。
- 3) 并列运行的风机负荷分配严重不均。

c) 处理:

- 1) 快速降低机组负荷, 迅速关小未失速风机的动叶, 相应关小失速风机的动叶, 使两台风机电流相接近, 直至失速现象消失。
- 2) 迅速采取减小风道风压, 降低系统阻力的措施。
- 3) 当采取上述各项措施均无效, 且威胁设备安全运行时, 应立即停用该风机后检查。

10.4.16 快速切回 (FCB)

a) 现象:

- 1) 发电机保护动作报警。
- 2) 发电机有功负荷大幅下降, 只等于厂用高压变压器的有功负荷。
- 3) 主变压器 500kV 侧电流、有功功率及无功功率到零, 发电机的频率与系统不一致。
- 4) 汽轮机转速瞬间会上升, 随后应恢复稳定在 3000r/min 并带厂用电负荷运行。
- 5) 若汽轮机、发电机跳闸, 则发电机有功功率到零, 锅炉带旁路低出力运行。

- b) 原因: 发电机由于外部故障引起保护动作或母差保护动作, 发电机 500kV 单只边开关运行方式, 以及人为原因引起 500kV 开关跳闸, 造成机组与电网解列后能自动维持带厂用电方式运行; 汽轮机因故障跳闸或发电机故障跳闸时, 机组快速甩负荷后, 锅炉带旁路自动维持低出力方式运行。

c) 处理:

- 1) 确认 FCB 过程中各自动及程控功能正确无误, 最终应能自动降至设定值, 若不正常应立即将其切至手动。
- 2) 迅速减少燃料量和给水量, 及时调整水燃比, 使水冷壁出口不超温; 密切监视燃烧状况稳定, 必要时投用稳燃装置稳定燃烧。
- 3) 高、低压旁路系统应开启, 使锅炉汽压不超限, 锅炉能在全燃煤的最低出力以上运行。
- 4) 当负荷骤减时, 由于给水压力不能维持而造成锅炉给水中断或汽温大幅度变化时, 则应按给水中断或汽温过高或过低分别进行处理。
- 5) 若汽轮机或发电机故障跳闸时, 锅炉暂不跳闸带旁路方式低出力运行, 待分析故障跳闸原因后, 根据处理情况再决定是否停炉。

10.4.17 计算机“死机”

a) 现象:

- 1) 整台机组所有 CRT 黑屏, 或所有 CRT 显示数据无法更新, 同时人为操作指令不予接受。
- 2) 机组保护系统及原先投运的自动控制系统仍能正常运行。
- 3) 当 DCS 辅助设备故障时, 部分操作员站上上位机黑屏或死机。但可通过其他上位机进行监控, 使机组各辅机等设备仍能稳定运行, 负荷无大的波动。

b) 原因:

- 1) 通信网络方面如接点总线、就地接线故障。
- 2) 硬件方面如人机接口、过程通道故障。
- 3) 在系统维护或故障处理时的人为失误。
- 4) 电源方面如 UPS、电源切换装置故障。
- 5) 干扰方面如系统接地、电源质量差、大功率无线通信设备干扰故障。

c) 处理:

- 1) 立即告知热控人员处理,并联系电网调度、化水、除灰和燃料等岗位,要求保持系统运行稳定,暂不进行工况改变的操作。
- 2) 加强对运行设备的就地检查和对常规表计的监视,并保持锅炉出力、机组负荷的稳定,暂不作工况变更的操作。
- 3) 发生计算机“死机”,经处理后短时间无法复原,不能确保机组安全运行时,应紧急停炉。
- 4) 在未处理好“死机”故障前,锅炉运行中,一旦发生主要参数波动增大或出现运行工况不稳定时,应紧急停炉。在紧急停炉过程中,必要时应就地进行手动操作。
- 5) 在“死机”处理恢复正常后,应对投入自动运行的系统及主要表计数据进行检查并确认无误。

附录 A
(资料性附录)
锅炉机组的简要特性

锅炉铭牌见表 A.1。

表 A.1 锅 炉 铭 牌

锅炉型号	
制造厂家	
主要参数	金属铭牌所标参数
制造日期	
安装日期	
投产日期	

主要设计参数见表 A.2。

表 A.2 主 要 设 计 参 数

序号	项 目	单 位	BMCR 参数	额定参数	备 注
1	额定蒸发量	t/h			
2	再热蒸汽量	t/h			
3	过热蒸汽压力 (表压力)	MPa			
4	再热蒸汽进口压力 (表压力)	MPa			
5	再热蒸汽出口压力 (表压力)	MPa			
6	过热蒸汽温度	℃			
7	再热蒸汽进口温度	℃			
8	再热蒸汽出口温度	℃			
9	中间点温度	℃			
10	给水温度	℃			
11	送风机进风温度	℃			
12	空气预热器出口一次/二次风温度	℃			
13	排烟温度	℃			
14	锅炉正常水容积	m ³			
15	过热器水容积	m ³			
16	再热器水容积	m ³			
17	中间点温度压力	MPa			
18	汽水系统总阻力	MPa			
19	锅炉烟气阻力	Pa			
20	空气预热器烟气阻力	Pa			
21	空气预热器空气阻力	Pa			

表 A.5 主要承压部件受热面及管道材料、结构、尺寸

序号	名称	项 目	单位	设计参数	备 注
1	启动分离器	(1) 长度	mm		
		(2) 内径	mm		
		(3) 壁厚	mm		
		(4) 材质			
		(5) 材质冷脆温度	℃		
		(6) 中心线标高	m		
		(7) 分离器工作水容积	m ³		
		(8) 分离器储水箱工作水容积	m ³		
		(9) 总水容积	m ³		
2	省煤器	(1) 型式			按级分别列出
		(2) 受热面积	m ²		
		(3) 管数	根		
		(4) 外径及壁厚	mm		
		(5) 材质			
		(6) 允许管壁温度	℃		
		(7) 进口/出口水温	℃		
		(8) 进口/出口烟温	℃		
3	水冷壁	(1) 型式			按炉膛四面墙分别列出, 或按下辐射区、上辐射区分别列出
		(2) 水循环回路	个		
		(3) 管数	根		
		(4) 外径及壁厚	mm		
		(5) 材质			
		(6) 计算管壁温度	℃		
		(7) 允许耐热温度	℃		
		(8) 受热面积	m ²		
4	汽水引出管	(1) 汽水引出管数	根		
		(2) 外径及壁厚	mm		
5	过热器	(1) 型式			按级分别列出
		(2) 受热面积	m ²		
		(3) 管数	根		
		(4) 外径及壁厚	mm		
		(5) 材质			
		(6) 计算管壁温度	℃		
		(7) 允许管壁温度	℃		
		(8) 进口/出口蒸汽温度	℃		
		(9) 进口/出口烟气温度	℃		

表 A.5 (续)

序号	名称	项 目	单位	设计参数	备 注
6	再热器	(1) 型式			按级分别列出
		(2) 受热面积	m ²		
		(3) 管数	根		
		(4) 外径及壁厚	mm		
		(5) 材质			
		(6) 计算管壁温度	℃		
		(7) 允许管壁温度	℃		
		(8) 进口/出口蒸汽温度	℃		
		(9) 进口/出口烟气温度	℃		
7	减温器	(1) 型式			按级、用途分别列出
		(2) 数量	个		
		(3) 外径及壁厚	mm		
		(4) 材质			
		(5) 减温水量	t/h		
		(6) 减温水源			
		(7) 减温水温度	℃		
		(8) 减温水压力(壁厚)	MPa		
		(9) 调温幅度	℃		
8	汽水管道	(1) 主给水管数	根		
		(2) 外径及壁厚	mm		
		(3) 材质			
		(4) 过热蒸汽管数	根		
		(5) 外径及壁厚	mm		
		(6) 材质			
		(7) 再热蒸汽管数	根		
		(8) 外径及壁厚	mm		
		(9) 材质			
9	旁路系统	(1) 型式			
		(2) 容量	t/h		
		(3) 减压范围(表压力)	MPa		
		(4) 减温范围	℃		
10	扩容器	(1) 型式			
		(2) 容积	m ³		
		(3) 工作压力	MPa		

燃烧系统规范见表 A.6。

表 A.6 燃 烧 系 统 规 范

序号	名称	项 目	单位	设计参数	备 注
1	炉膛	(1) 容积	m ³		
		(2) 宽度	m		
		(3) 深度	m		
		(4) 高度	m		
		(5) 有效辐射受热面积	m ²		
		(6) 容积热负荷	kW/m ³		
		(7) 燃烧区域壁面热负荷	kW/m ²		
		(8) 炉膛出口烟气温度	℃		
		(9) 断面热负荷	kW/m ²		
		(10) 出口过量空气系数			
2	煤粉 燃烧器	(1) 型式			四角布置时注明 切圆直径
		(2) 布置方式			
		(3) 数量	个		
		(4) 容量	t/h		
3	油燃 烧器	(1) 型式			
		(2) 数量	个		
		(3) 容量	kg/h		
		(4) 喷嘴直径	mm		
		(5) 供油压力 (表压力)	MPa		
		(6) 回油压力 (表压力)	MPa		
		(7) 雾化蒸汽压力 (表压力)	MPa		
		(8) 雾化蒸汽温度	℃		
		(9) 燃油温度	℃		
4	除尘器	(1) 型号			电气除尘器应列 出电气方面的有关 数据
		(2) 除尘器台数	台		
		(3) 电场数	个		
		(4) 除尘效率	%		
		(5) 烟气阻力	Pa		
5	吹灰器	(1) 型号			吹灰的不同部位 分别列出
		(2) 数量	台		
		(3) 工作压力 (表压力)	MPa		
		(4) 工作温度	℃		
		(5) 吹扫直径	m		
		(6) 吹灰介质耗量	t/h		

表 A.6 (续)

序号	名称	项 目	单位	设计参数	备 注
6	回转式空气预热器	回转式空气预热器	(1) 型式		若附有暖风器, 应将其规范列出
			(2) 数量	台	
			(3) 受热面积	m ²	
			(4) 转子转速	r/min	
			(5) 转子直径	mm	
			(6) 材质		
			(7) 进口/出口风压	Pa	
			(8) 进口/出口风温	℃	
			(9) 烟气阻力	Pa	
		主驱动电动机	(1) 型号		
			(2) 电压	V	
			(3) 电流	A	
			(4) 转速	r/min	
			(5) 功率	kW	
			(6) 数量	台	
		盘车电动机	(1) 型号		
			(2) 电压	V	
			(3) 电流	A	
			(4) 转速	r/min	
			(5) 功率	kW	
			(6) 数量	台	
		循环油泵	(1) 型式		
			(2) 工作压力(表压力)	MPa	
			(3) 吸入高度	mm	
			(4) 排油量	L/min	
			(5) 数量	台	
		油泵电动机	(1) 型号		
			(2) 电压	V	
			(3) 电流	A	
			(4) 转速	r/min	
			(5) 功率	kW	

锅炉主要辅机规范见表 A.7。

表 A.7 锅炉主要辅机规范

序号	名称	项 目	单位	设计参数	备 注
1	风机	(1) 型式			按现场实际风机种类(引风机、送风机、一次风机、冷却风机、密封风机等)分别列出
		(2) 数量	台		
		(3) 风量	m ³ /h		
		(4) 风压	Pa		
		(5) 允许介质温度	℃		
		(6) 叶轮直径	mm		
		(7) 调节方式			
		(8) 效率	%		
		(9) 润滑方式			
		电动机	(1) 型号		
2	给煤机	(1) 型式			
		(2) 数量	台		
		(3) 出力	t/h		
		电动机	(1) 型号		
			(2) 功率	kW	
			(3) 电压	V	
			(4) 电流	A	
			(5) 转速	r/min	
3	磨煤机	(1) 型式			注明煤的可磨性系数、煤粉细度
		(2) 数量	台		
		(3) 出力	t/h		
		电动机	(1) 型号		
			(2) 功率	kW	
			(3) 电压	V	
			(4) 电流	A	
			(5) 转速	r/min	
4	仪用压缩机	(1) 型式			分别列出干燥、净化装置规范
		(2) 数量	台		
		(3) 风量	m ³ /h		
		(4) 一级排气压力(表压力)	MPa		
		(5) 二级排气压力(表压力)	MPa		

表 A.7 (续)

序号	名称	项 目	单位	设计参数	备 注
4	仪用 压缩机	(6) 排气温度	℃		分别列出干燥、 净化装置规范
		(7) 润滑油压力	MPa		
		电动机	(1) 型号		
			(2) 功率	kW	
			(3) 电压	V	
			(4) 电流	A	
			(5) 转速	r/min	
5	锅炉 启动循 环泵	(1) 型式			
		(2) 温度	℃		
		(3) 压力 (表压力)	MPa		
		(4) 容量	t/h		
		(5) 总压头	m		
		(6) 数量	台		
		电动机	(1) 型式		
			(2) 功率	kW	
			(3) 电流	A	
			(4) 温度	℃	
		热交换器	(1) 二次冷却水流量	t/h	
			(2) 冷却水温度	℃	
6	出渣 设备	(1) 型式			如设有碎渣机， 列出规范
		(2) 数量	台		
		(3) 出力	t/h		
		(4) 转速	r/min		
		电动机	(1) 型号		
			(2) 功率	kW	
			(3) 电压	V	
			(4) 电流	A	
			(5) 转速	r/min	

热工自动调节装置规范见表 A.8。

表 A.8 热工自动调节装置规范

序号	项 目	单位	设计参数	备 注
1	自动调节装置	台		按用途分别列出
2	程序控制装置	套		
3	计算机监控装置	套		

安全阀见表 A.9。

表 A.9 安全阀

序号	名称	项 目	单位	设计参数	备 注
1	过热器安全阀	(1) 型式			按电气机械分别列出
		(2) 数量	只		
		(3) 起座压力 (表压力)	MPa		
		(4) 回座压力 (表压力)	MPa		
		(5) 排放量 (每只)	t/h		
2	再热器安全阀	(1) 型式			按电气机械分别列出
		(2) 数量	只		
		(3) 起座压力 (表压力)	MPa		
		(4) 回座压力 (表压力)	MPa		
		(5) 排放量 (每只)	t/h		
3	吹灰器安全阀	(1) 型式			按电气机械分别列出
		(2) 数量	只		
		(3) 起座压力 (表压力)	MPa		
		(4) 回座压力 (表压力)	MPa		
		(5) 排放量 (每只)	t/h		

热工主要保护装置见表 A.10。

表 A.10 热工主要保护装置

序号	项 目	报警		MFT	投入时间	解列时间	备注
		高限	低限				
1	燃料中断						
2	全炉膛熄火						
3	炉膛压力高						
4	炉膛压力低						
5	送风机全停						
6	引风机全停						
7	一次风机全停						
8	给水泵全停						
9	锅炉给水流量 (给水压力) 低						
10	过热蒸汽压力高						
11	炉膛出口烟温						
12	汽轮机跳闸						
13	手动 MFT						

燃煤成分及特性见表 A.11。

表 A.11 燃煤成分及特性查相关标准

序号	类别	项 目	符号	单位	设计参数	备 注
1	燃煤成分及特性	(1) 收到基碳	C_{ar}	%		
		(2) 收到基氢	H_{ar}	%		
		(3) 收到基氧	O_{ar}	%		
		(4) 收到基氮	N_{ar}	%		
		(5) 收到基硫	S_{ar}	%		
		(6) 全水分	M_t	%		
		(7) 内在水分	M_{inf}	%		
		(8) 收到基灰分	A_{ar}	%		
		(9) 收到基低位发热量	$Q_{net, ar, p}$	kJ/kg		
		(10) 干燥无灰基挥发分	V_{daf}	%		
		(11) 哈氏可磨系数	HGI			
		(12) 燃尽指数	C_B			
		(13) 结渣指数	S_C			
		(14) 磨损指数	Ke			
		(15) 沾污指数	Rf			
		(16) 飞灰比电阻		$\Omega \cdot \text{cm}$		
		(17) 着火温度	IT	℃		
2	灰成分及特性	(1) 二氧化硅	SiO_2	%		
		(2) 氧化铁	Fe_2O_3	%		
		(3) 氧化铝	Al_2O_3	%		
		(4) 氧化钙	CaO	%		
		(5) 氧化镁	MgO	%		
		(6) 三氧化硫	SO_3	%		
		(7) 变形温度	DT	℃		
		(8) 软化温度	ST	℃		
		(9) 流动温度	FT	℃		

燃油成分及特性见表 A.12。

表 A.12 燃油成分及特性

序号	项 目	符号	单位	设计参数	备注
1	油种				
2	收到基碳	C_{ar}	%		
3	收到基氢	H_{ar}	%		
4	收到基氧	O_{ar}	%		

表 A.12 (续)

序号	项 目	符号	单位	设计参数	备注
5	收到基氮	N_{ar}	%		
6	收到基硫	S_{ar}	%		
7	全水分	M_t	%		
8	收到基灰分	A_{ar}	%		
9	收到基低位发热量	$Q_{net, ar, p}$	kJ/kg		
10	密度	ρ	kg/m ³		
11	动力黏度	η	Pa·s		
12	凝固点	T	℃		
13	闪点(开口)	t	℃		
14	机械杂质		%		

给水、蒸汽品质见表 A.13。

表 A.13 给水、蒸汽品质

序号	项 目	单位	设计参数	备注
1	硬度	μmol/L		
2	溶氧	μg/L		
3	铁	μg/L		
4	铜	μg/L		
5	钠	μg/L		
6	二氧化硅	μg/L		
7	联氨	μg/L		
8	油	μg/L		
9	pH 值			
10	总二氧化碳	mg/L		

附录 B

(资料性附录)

停(备)用热力设备防腐蚀方法选择

停(备)用热力设备的防腐蚀方法(干法防腐蚀保护)见表 B.1。

表 B.1 停(备)用热力设备的防腐蚀方法(干法防腐蚀保护)

防腐蚀方法	适用状态	适用设备	防腐蚀方法的工艺要求	使用时间					控制标准
				≤3天	<1周	<1月	<1季度	>1季度	
热炉放水 余热烘干法	临时检修、小修	锅炉	炉膛有足够余热、系统严密,放水门、空气门无缺陷	√	√	√			应无积水,相对湿度<70%
负压余热 烘干法	大、小修	锅炉	炉膛有足够余热,配有抽气系统,系统严密		√	√	√		同上
临炉热风 烘干法	冷备用,大、小修	锅炉	临炉有富余热风,有热风连通风道,热风应能连续供给		√	√			同上
干风干燥法	冷备用,大、小修	锅炉、汽轮机	备有干风系统和设备,干风应能连续供给			√	√	√	应无积水,相对湿度<50%
热风吹干法	冷备用,大、小修	锅炉、汽轮机	备有热风系统和设备,热风应能连续供给		√	√	√	√	应无积水,不大于环境相对湿度
干燥剂去湿法	冷备用,封存	小容量、低参数机和炉	设备严密,内部空气相对湿度应不高于60%				√	√	应无积水
气相缓蚀剂法	冷备用,封存	锅炉和高、低压加热器	要配置热风气化系统,系统应严密,锅炉及高、低压加热器应基本干燥			√	√	√	应无积水,缓蚀剂浓度>30%
氨、联氨钝化烘干法	冷备用,大、小修	锅炉、给水系统	停炉前2h,无铜系统加氨提高给水pH值至9.4~10.0,有铜系统给水pH值至9.0~9.2,联氨浓度加大到(200~500)mg/L,热炉放水,余热烘干	√	√	√	√		应无积水
氨水碱化烘干法	冷备用,大、小修	锅炉、无铜给水系统	停炉前4h,加氨提高给水pH值至9.4~10.0,热炉放水,余热烘干	√	√	√	√		应无积水
吹灰排烟通干风法	冷备用,封存	锅炉烟气侧	配备吹灰、排烟气设备和干风设备			√	√	√	应无积水
通风干燥法	冷备用,大、小修	凝汽器水侧	备有通风设备		√	√	√	√	应无积水

停（备）用热力设备的防锈蚀方法（湿法防锈蚀保护）见表 B.2。

表 B.2 停（备）用热力设备的防锈蚀方法（湿法防锈蚀保护）

防锈蚀方法	适用状态	适用设备	防锈蚀方法的工艺要求	使用时间					控制标准
				≤3天	<1周	<1月	<1季度	>1季度	
蒸汽压力法	热备用	锅炉	锅炉保持一定的压力	√	√				压力>0.5MPa
充氮法	冷备用, 封存	锅炉和高、低压给水系统	配置充氮系统, 氮气纯度应符合要求, 系统有一定的严密性		√	√	√	√	氮压 0.01MPa~0.03MPa; 氮气浓度>98%
给水压力法	热备用	锅炉机给水系统	锅炉保持一定的压力, 给水水质保持运行水质	√	√				压力为 0.5MPa~1.0MPa; 满足运行 pH 值、溶解氧、氢电导率要求
维持密封、真空法	热备用	汽轮机、再热器、凝汽器汽侧	维持凝汽器真空, 汽轮机轴封蒸汽保持, 使汽轮机处于密封状态	√	√				
氨水法	冷备用, 封存	锅炉和高、低压给水系统	有配药、加药系统			√	√		氨含量 500mg/L~700mg/L
氨-联氨法	冷备用, 封存	锅炉和高、低压给水系统	有配药、加药系统和废液处理系统			√	√	√	pH 值 10.0~10.5; 联氨≥200mg/L
成膜胺法	冷备用, 大、小修法	锅炉、汽轮机和高压给水系统	配有加药系统, 停机过程中实施			√	√	√	pH 值 9.0~9.6, 成膜胺使用量由供应商提供
通蒸汽加热循环法	热备用	除氧器	维持水温高于 105℃	√	√				
循环水运行法	备用	凝汽器水侧	维持水侧一台循环水泵运行	√					

附录 C (资料性附录)

锅炉启动曲线 (以外高桥 900MW 超临界塔式炉为例)

锅炉冷态启动曲线见图 C.1。

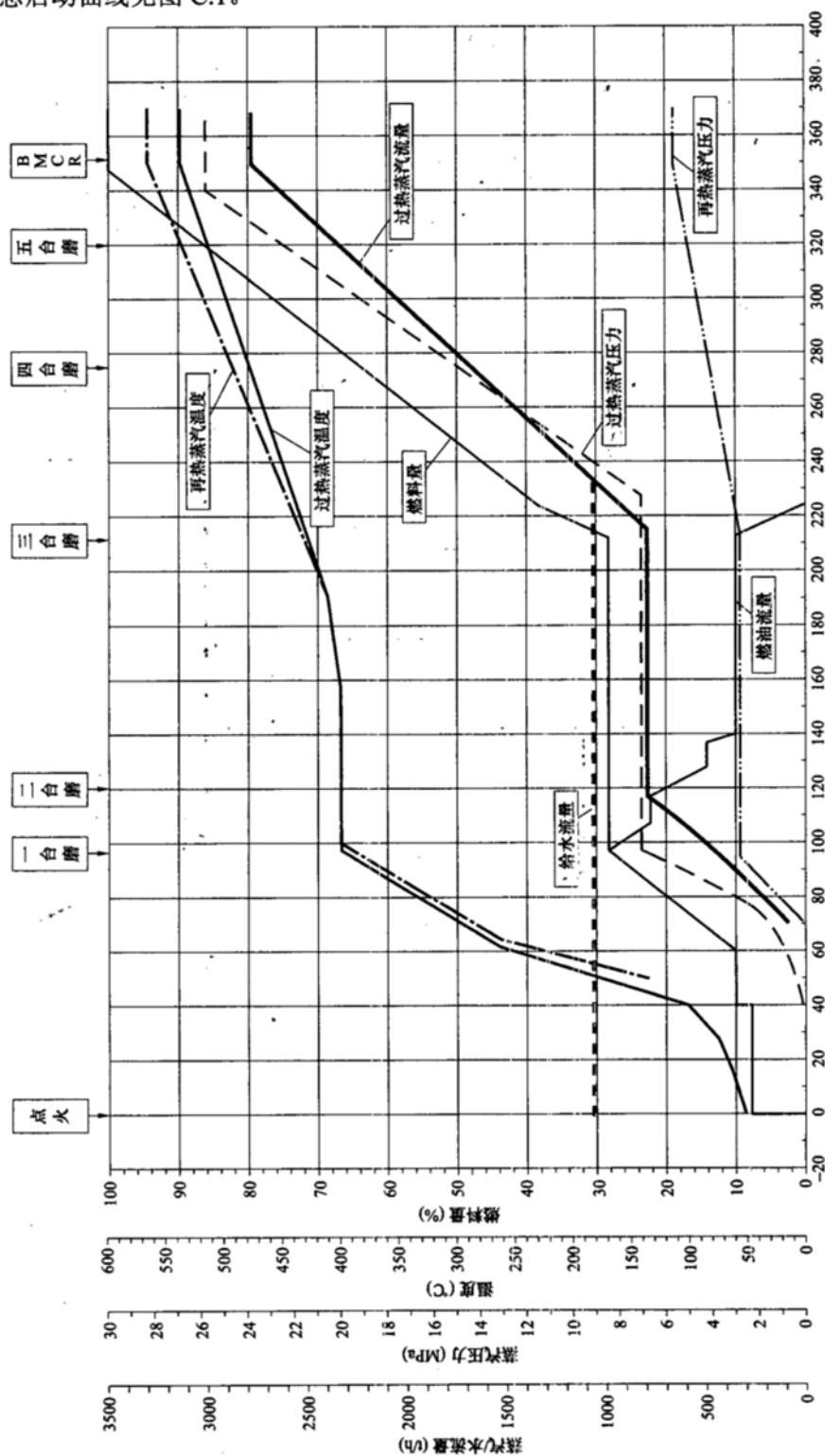


图 C.1 锅炉冷态启动曲线

锅炉温态启动曲线见图 C.2。

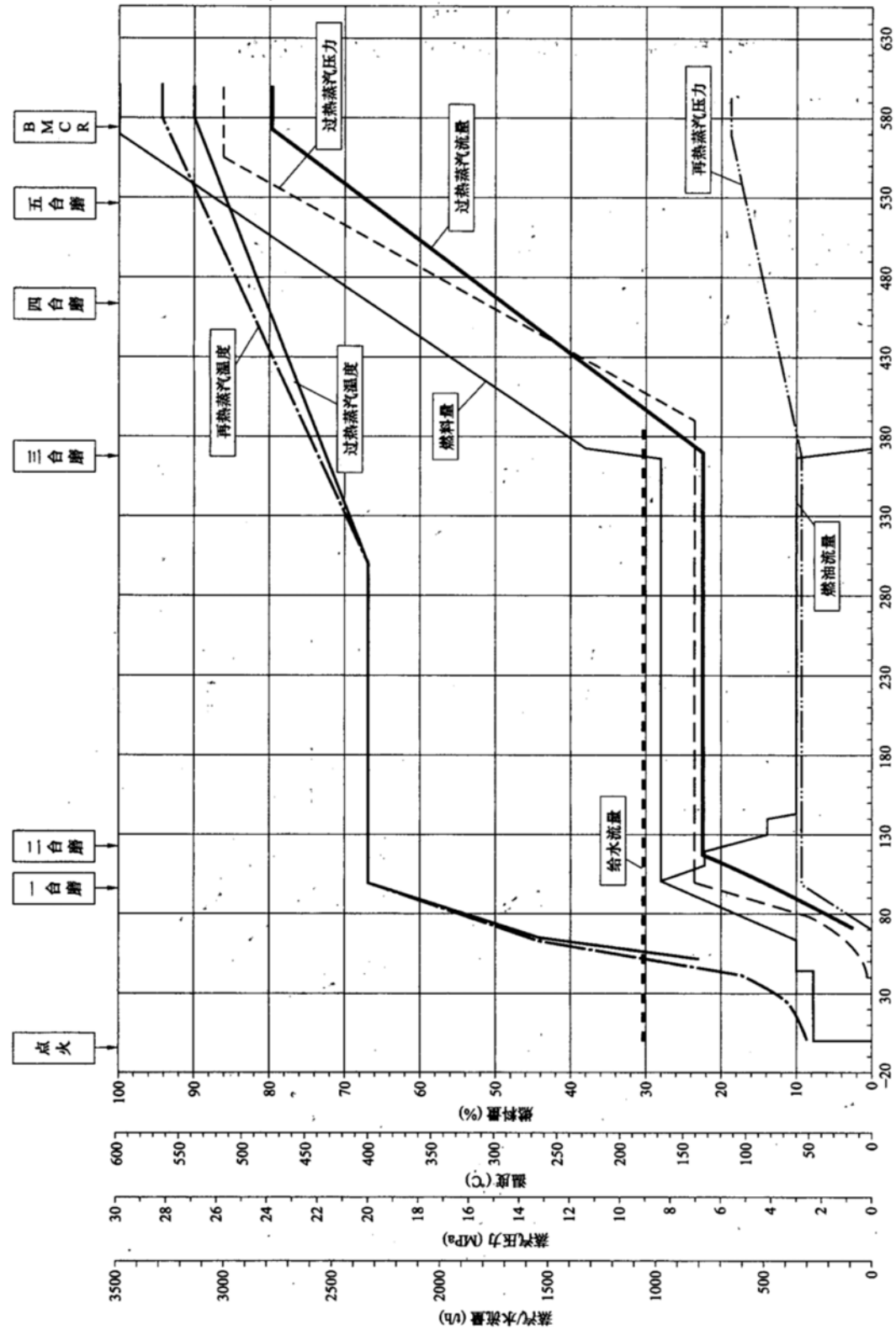


图 C.2 锅炉温态启动曲线

锅炉热态启动曲线见图 C.3。

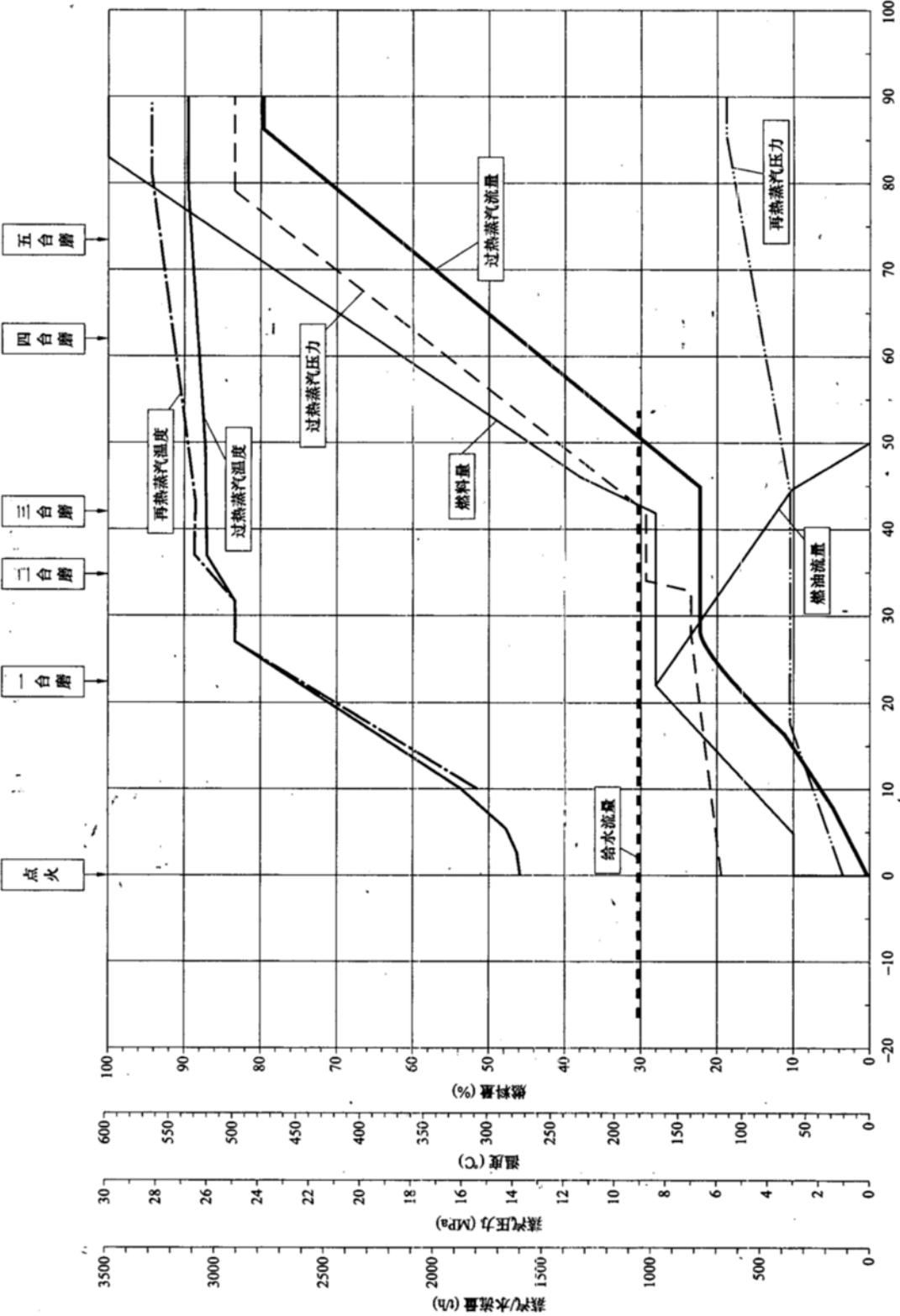


图 C.3 锅炉热态启动曲线

锅炉极热态启动曲线见图 C.4。

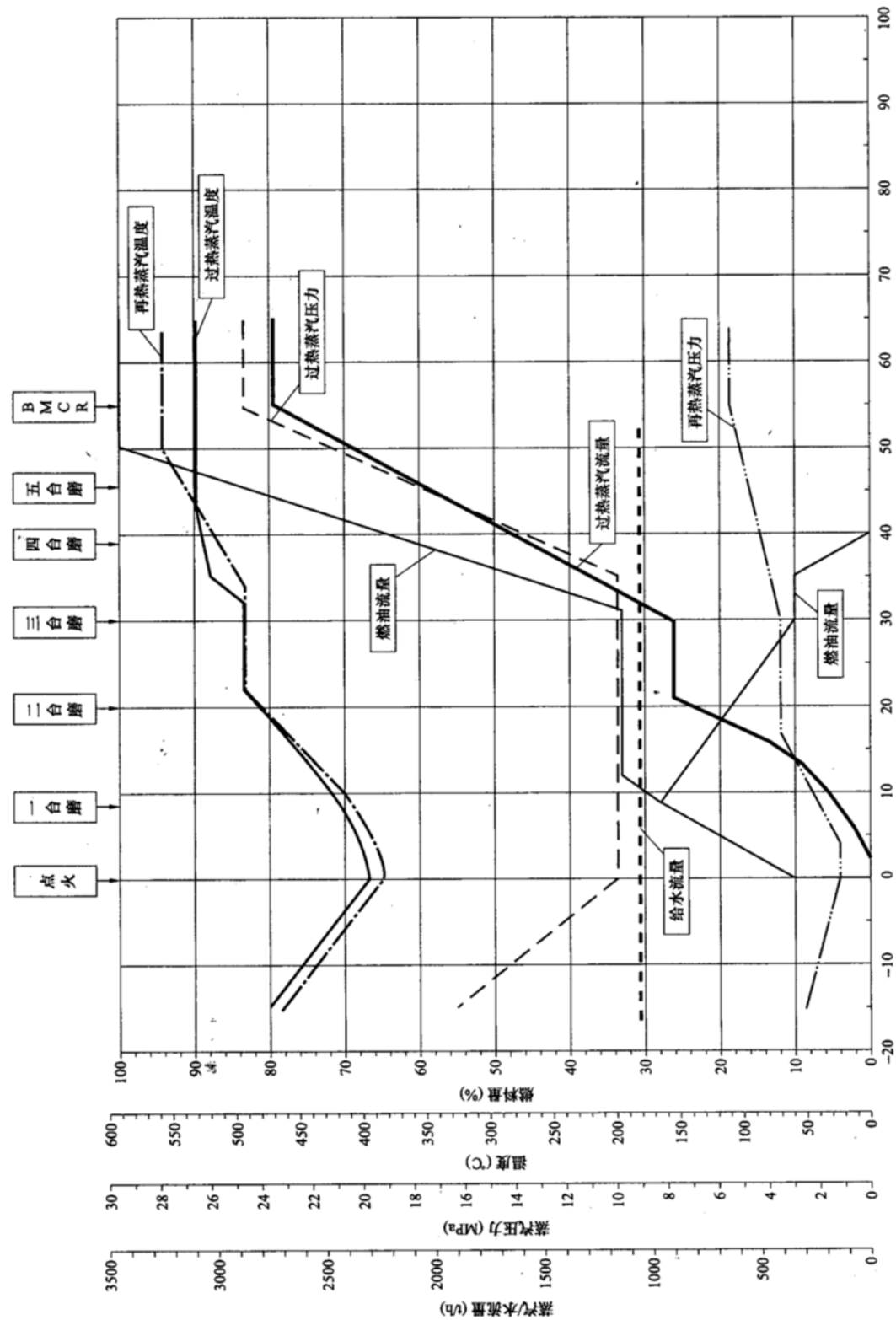


图 C.4 锅炉极热态启动曲线

附录 D
(资料性附录)

超临界锅炉汽水质量标准 (德国 ALSTOM 标准)

锅炉上水水质标准见表 D.1。

表 D.1 锅炉上水水质标准

项 目	二氧化硅 μg/L	铁 μg/L	溶解氧 μg/L	硬度 μmol/L
标准值	≤30	≤50	≤30	≈0

锅炉冷态、热态清洗水质标准见表 D.2。

表 D.2 锅炉冷态、热态清洗水质标准

取样位置	状态	标准值	处理方式与判别
分离器疏水箱 出口水含铁量 μg/L	冷热态	>1000	排放至虹吸井
	冷热态	<1000	回收至凝汽器
	冷态	<200	回收至除氧器, 冷态清洗合格
	热态	<100	回收至除氧器, 热态清洗合格

锅炉点火前省煤器进口给水水质见表 D.3。

表 D.3 锅炉点火前省煤器进口给水水质

项目	氢电导率 (25℃) μS/cm	二氧化硅 μg/L	铁 μg/L	溶解氧 μg/L	硬度 μmol/L	pH (25℃)
标准值	≤1.0	≤30	≤50	≤30	0	9.2~9.6

锅炉给水控制指标见表 D.4。

表 D.4 锅炉给水控制指标

项目	氢电导率 (25℃) μS/cm	二氧化 化硅 μg/L	铁 μg/L	溶解氧 μg/L	碳酸钙 μg/L	pH (25℃)	悬浮物 μg/L	铜 μg/L	氯离子 μg/L	钠 μg/L	可溶性和不可 溶性其他金属 μg/L
标准值	<0.2	<20	<20	0.03~ 0.15	<50	联合运行 8~9	<10	<3	—	<10	3
正常运行 工况	<0.1	<5	<10	<0.1	<20	碱态运行 9~10	<5	<1	2	<2	3

锅炉蒸汽控制指标见表 D.5。

表 D.5 锅炉蒸汽控制指标

项 目	氢电导率 (25℃) μS/cm	二氧化硅 μg/L	铁 μg/L	铜 μg/L	钠 μg/L
标准值	<0.2	<20	<20	<3	<10
正常运行工况	<0.1	<5	<10	<1	<2

附录 E
(规范性附录)

超临界锅炉汽水质量标准 (DL/T 912 采用 2009 年新国标超临界火力发电机组水汽质量标准)

锅炉启动时给水质量标准见表 E.1。

表 E.1 锅炉启动时给水质量标准

项目	氢电导率 (25℃) μS/cm	二氧化硅 μg/L	铁 μg/L	溶解氧 μg/L	硬度 μmol/L
标准值	≤0.50	≤30	≤50	≤30	≈0

锅炉启动后给水质量标准见表 E.2。

表 E.2 锅炉启动后给水质量标准

项目	氢电导率 (25℃) μS/cm	二氧化硅 μg/L	铁 μg/L	铜 μg/L	钠 μg/L
	加氧处理				
标准值	≤0.15	≤10	≤5	≤2	≤3
期望值	≤0.10	≤5	≤3	≤1	≤2

汽轮机冲转前的蒸汽质量标准见表 E.3。

表 E.3 汽轮机冲转前的蒸汽质量标准

项目	氢电导率 (25℃) μS/cm	二氧化硅 μg/kg	铁 μg/kg	铜 μg/kg	钠 μg/kg
标准值	≤0.50	≤30	≤50	≤15	≤20

汽轮机冲转后的蒸汽质量标准见表 E.4。

表 E.4 汽轮机冲转后的蒸汽质量标准

项目	氢电导率 (25℃) μS/cm	二氧化硅 μg/kg	铁 μg/kg	铜 μg/kg	钠 μg/kg
标准值	<0.20	≤15	≤10	≤3	≤5
期望值	<0.15	≤10	≤5	≤1	≤2
注：当汽轮机冲转后在 8h 内达到表中的标准值					

附 录 F
(资料性附录)
同种煤质波动范围数值

运行煤质与设计煤质间允许波动范围见表 F.1。

表 F.1 运行煤质与设计煤质间允许波动范围

煤种	无烟煤 $V_{daf} < 10\%$	贫煤 $V_{daf} (10 \sim 20)\%$	低挥发分烟煤 $V_{daf} \sim 20\%$	高挥发分烟煤 $V_{daf} \sim 40\%$	褐煤 $V_{daf} > 37\%$
干燥无灰基挥发分 V_{daf} %	-1	-2	± 4	± 4.5	—
收到基灰分 A_{ar} %	± 4	± 5	± 5	+5, -10	± 5
收到基低位发热量 $Q_{net, ar}$ %	± 10	± 10	± 10	± 10	± 7
收到基水分 M_{ar} %	± 2	± 2	± 2	± 2 $M_{ar} \geq 12\%$ 时 ± 4	± 5
可磨性指数 HGI	± 20	± 20	± 20	± 20	± 20
磨损指数 K_e	± 20	± 20	± 20	± 20	± 20
注：挥发分、灰分、水分均为绝对偏差；发热量、可磨性指数、磨损指数均为相对偏差					

附 录 G
(资料性附录)
锅炉主要运行参数

锅炉主要运行参数限额(额定工况)见表 G.1。

表 G.1 锅炉主要运行参数限额(额定工况)

序号	项 目	单位	正常 范围	报警		跳闸	备注
				高	低		
1	锅炉蒸发量(额定蒸发量、最大蒸发量)	t/h					
2	汽水分离器压力(表压力)	MPa					
3	锅炉启动流量	t/h					
4	过热蒸汽压力(表压力)	MPa					
5	过热蒸汽温度	℃					
6	再热蒸汽压力(进口/出口)(表压力)	MPa					
7	再热蒸汽温度(进口/出口)	℃					
8	过热蒸汽两侧温度差	℃					
9	再热蒸汽两侧温度差	℃					
10	一级过热器壁温	℃					
11	二级过热器壁温	℃					
12	三级过热器壁温	℃					
13	冷段再热器壁温	℃					
14	热段再热器壁温	℃					
15	水冷壁壁温	℃					
16	一级减温器喷水前、后蒸汽温度	℃					
17	二级减温器喷水前、后蒸汽温度	℃					
18	再热器事故减温器前、后蒸汽温度	℃					
19	再热器微调减温器前、后蒸汽温度	℃					
20	给水压力(表压力)	MPa					
21	给水温度	℃					
22	排烟温度	℃					
23	两侧烟气温度差	℃					
24	空气预热器空气温度	℃					
25	烟气含氧量	%					
26	炉膛压力	Pa					
27	压缩空气压力(表压力)	MPa					
28	炉前燃油压力(表压力)	MPa					
29	炉前燃油温度	℃					

附录 H
(资料性附录)
转动设备监视数值限额

轴承振动数值限额见表 H.1。

表 H.1 轴承振动数值限额

额定转速 r/min	750	1000	1500	1500 以上
振动值 mm	0.12	0.10	0.085	0.05

轴承温度数值限额见表 H.2。

表 H.2 轴承温度数值限额 ℃

轴承类型	测量点	允许限额
滚动轴承	轴承金属温度	≤80
滑动轴承		≤70
	回油温度	≤65

设备噪声的测定见表 H.3。

表 H.3 设备噪声的测定

设备噪声与环境噪声的差值 dB (A)	3	4~5	6~9
修正值 dB (A)	3	2	1

噪声测定方法说明：

(1) 采用普通便携式声级计距离设备 1.0m，离设备基础高 1.5m 处进行测定；当在室内则应距离反射墙 2m~3m 以上。

(2) 通常宜位于设备四周不少于 4 点均布位置作为噪声测定处。若相邻测定的声级相差 5dB (A) 以上，应在其间增加测点，最后取它们的算术平均值。

(3) 对噪声大的设备如吹管排汽口、安全阀、消声器，噪声测点应和设备相距 5m~10m。

(4) 对环境噪声的修正。当环境噪声低于所测设备噪声达 10dB (A) 时不需进行修正。小于 10dB (A) 应在设备噪声测定值中扣除表中的修正值

附录 I
(资料性附录)
运行中磨煤机出口温度限额规定

磨煤机出口最高允许温度 t_{M2} 见表 I.1。

表 I.1 磨煤机出口最高允许温度 t_{M2} °C

制粉系统形式	热空气干燥	烟气空气混合干燥
风扇磨煤机直吹式 (分离器后)	贫煤: 150 烟煤: 130 褐煤、页岩: 100	约 180
钢球磨煤机储仓式 (磨煤机后)	贫煤: 130 烟煤、褐煤: 70	褐煤: 90 烟煤: 120
双进双出钢球磨直吹式 (分离器后)	烟煤: 70~80 褐煤: 70 $V_{daf} \leq 15\%$ 的煤: 100	
中速磨煤机直吹式 (分离器后)	当 $V_{daf} < 40\%$ 时, $t_{M2} = (82 - V_{daf}) \frac{5}{3} \pm 5$ $V_{daf} \geq 40\%$ 时, $t_{M2} < 70$	
RP、HP 中速磨煤机直吹式 (分离器后)	高热值烟煤: < 80 低热值烟煤: < 77 次烟煤、褐煤: < 66	
注 1: 煤质分类为无烟煤 $V_{daf} < 10\%$; 贫煤 V_{daf} 为 $10\% \sim 20\%$; 烟煤 V_{daf} 为 $20\% \sim 40\%$; 褐煤 $V_{daf} > 37\%$ 。 注 2: 磨制混煤煤粉时可按允许 t_{M2} 较低的相应煤种取值		

附 录 J
(资料性附录)

推荐的煤粉细度 R_{90} 的估算值

煤粉细度 R_{90} (%) 估算式为

$$R_{90} \leq K + 0.5nV_{daf}$$

式中:

n ——煤粉颗粒总体均匀程度的指数, 取决于粗粉分离器的型式, 离心式分离器 $n=1.1$, 旋转式分离器 $n=1.2 \sim 1.4$;

V_{daf} ——无灰基挥发分, %;

K ——常数, $V_{daf} > 25\%$ 的烟煤 $K=4$, $V_{daf}=15\% \sim 25\%$ 的煤类 $K=2$, $V_{daf} < 15\%$ 的煤类 $K=0$, 褐煤 $R_{90} 35\% \sim 50\%$ (V_{daf} 高时取大值, V_{daf} 小时取小值)。

对高灰分低热值烟煤, 即 $A_{ar} \geq 30\%$, $Q_{net, ar} \leq 18\,800 \text{ kJ/kg}$ 时, $R_{90} = 5 + 0.35V_{daf}$ 。

中 华 人 民 共 和 国
电 力 行 业 标 准
塔式炉超临界机组运行导则
第 1 部分：锅炉运行导则
DL/T 332.1—2010

*

中国电力出版社出版、发行

(北京市东城区北京站西街 19 号 100005 <http://www.cepp.sgcc.com.cn>)

北京博图彩色印刷有限公司印刷

*

2011 年 4 月第一版 2011 年 4 月北京第一次印刷
880 毫米×1230 毫米 16 开本 3.75 印张 107 千字
印数 0001—3000 册

*

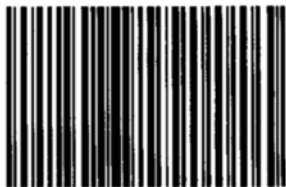
统一书号 155123·422 定价 31.00 元

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



155123.422

上架建议：规程规范/
电力工程/火力发电