

ICS 27.100

F 24

备案号: 44800-2014

**DL**

# 中华人民共和国电力行业标准

DL / T 1326 — 2014

---

## 300MW 循环流化床锅炉运行导则

Guide for 300MW circulating fluidized bed boiler operation

2014-03-18 发布

2014-08-01 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 .....	1
4 锅炉机组启动 .....	1
5 锅炉机组运行 .....	6
6 停炉 .....	9
7 主要辅助设备运行 .....	11
8 事故分析与处理 .....	18
9 锅炉设备试验 .....	35
附录 A (资料性附录) 基本图纸和资料 .....	42
附录 B (资料性附录) 锅炉设计规范 .....	43
附录 C (规范性附录) 锅炉汽水质量标准 .....	58
附录 D (资料性附录) 锅炉允许投煤床温曲线 .....	60

## 前 言

本标准按照 GB/T 1.1—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：中国华能集团清洁能源技术研究院有限公司、西安热工研究院有限公司。

本标准主要起草人：孙献斌、黄中、时正海、王海涛、吕海生、郭涛。

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）。



## 300MW 循环流化床锅炉运行导则

### 1 范围

本标准规定了 300MW 级亚临界循环流化床汽包锅炉（额定蒸发量为 900t/h~1200t/h）及主要辅机设备的启动、运行、停止、维护、锅炉试验、事故分析与处理的原则等内容。

本标准适用于 300MW 级亚临界自然循环的循环流化床锅炉。其他容量等级的循环流化床锅炉可参照使用。

### 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 5468 锅炉烟尘测试方法
- GB/T 8174 设备及管道绝热效果的测试与评价
- GB/T 10184 电站锅炉性能试验规程
- GB/T 12145 火力发电机组及蒸汽动力设备水汽质量
- GB 13223 火电厂大气污染物排放标准
- GB/T 13930 电除尘器 性能测试方法
- GB/T 16507 固定式锅炉建造规程
- GB 26164.1 电力安全工作规程 第 1 部分：热力和机械
- DL/T 461 燃煤电厂电除尘器运行维护导则
- DL/T 469 电站锅炉风机现场性能试验
- DL 612 电力工业锅炉压力容器监察规程
- DL 647 电站锅炉压力容器检验规程
- DL/T 934 火力发电厂保温工程热态考核测试与评价规程
- DL/T 956 火力发电厂停（备）用热力设备防锈蚀导则
- DL/T 964 循环流化床锅炉性能试验规程
- JB/T 8471 袋式除尘器 安装技术要求与验收规范

### 3 总则

3.1 本标准对 300MW 级循环流化床锅炉运行具有通用性和指导性，各使用单位可根据本标准和锅炉制造厂技术文件并结合本单位实际，参照附录 A 和附录 B 编制现场运行规程。

3.2 锅炉使用单位应要求锅炉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、热力性能计算数据、锅炉主要部件及辅机等的制造及设计资料，相关信息参见附录 B。

### 4 锅炉机组启动

#### 4.1 启动条件

##### 4.1.1 基本要求

4.1.1.1 燃煤、燃油（燃气）、除盐水储备应充足，且质量合格。

4.1.1.2 床料储备应充足，其粒径及成分应符合锅炉制造厂的要求。



- 4.1.1.3 各类消防设施齐全，消防系统应具备投运条件。
- 4.1.1.4 锅炉大、小修后，所有热力机械工作票应已注销，临时设施已拆除，冷态检查验收应合格。
- 4.1.1.5 工作电源应可靠，备用电源良好。
- 4.1.1.6 控制系统及其他主要程控系统、仪表应具备投运条件。
- 4.1.1.7 锅炉耐磨耐火材料按要求检查验收合格。
- 4.1.1.8 现场照明及事故照明、通信设备齐全。
- 4.1.1.9 地面应平整，楼梯及通道畅通、无杂物，各种标志齐全清晰。
- 4.1.1.10 防雨、防冻、防风设施应齐全良好。

#### 4.1.2 启动前的检查

##### 4.1.2.1 本体及尾部烟道应进行下列检查：

- a) 对锅炉炉膛、回料器等部位进行检查，确认排渣口和回风口畅通，布风板风帽完整无堵塞，内部无渣块和杂物，床温、床压测点完整、指示正常，各烟、风门内部位置与外部指示一致，对风室、外置床及锥型阀（如果有）、过热器、再热器、省煤器、空气预热器、旋风分离器、烟道、炉顶等部位进行检查，确认内部无渣块和杂物，温度、静压指示正常，风道燃烧器内部耐磨耐火材料完整；
- b) 汽包的吊挂装置、本体刚性梁应完整牢固，炉墙完整；
- c) 所有人孔、看火孔、检查孔等应完好，确认内部无人后再关闭；
- d) 汽包水位计完好清晰、刻度正确并投入；
- e) 安全门可靠、无卡涩现象并投入；
- f) 膨胀指示装置完好、刻度清晰，无影响膨胀的杂物和设施存在；
- g) 燃烧器完整，调节装置灵活，指示正确；
- h) 点火装置及系统完整好用，电源投入；
- i) 各燃烧器的风门良好，并处于吹扫位置；
- j) 所有锥型阀（如果有）均已关闭且处于手动状态；
- k) 所有锥型阀（如果有）冷却水回路均已投运。

##### 4.1.2.2 应对以下辅助设备及转动机械进行检查：

- a) 烟风系统的引风机、一次风机、二次风机等；
- b) 燃油及雾化系统；
- c) 厂用辅助蒸汽系统；
- d) 给煤系统；
- e) 压缩空气系统；
- f) 高压流化风系统；
- g) 除灰系统；
- h) 除渣系统；
- i) 输灰系统；
- j) 吹灰系统；
- k) 石灰石输送系统；
- l) 飞灰再循环系统；
- m) 燃料制备系统；
- n) 床料添加系统。

上述各辅助设备及转动机械已按第7章有关要求试运行合格，处于备用状态。

##### 4.1.2.3 管道系统应进行下列检查：

- a) 汽、水、烟、风管道完整无杂物，保温完整，颜色和色环标志清晰；

- b) 管道及联箱支吊架牢固, 并留有足够的膨胀间隙;
- c) 所有阀门或挡板完整, 标志齐全, 传动机构及驱动装置良好, 位置正确, 指示值与实际相符, 并置于启动前的位置。

#### 4.1.2.4 应对启动燃烧器装置进行以下检查:

- a) 油枪雾化;
- b) 油(气)枪、点火电极推进机构进、退;
- c) 点火电极打火;
- d) 火焰监测器调校;
- e) 程控系统静态。

#### 4.1.2.5 锅炉连锁保护等各项静态试验应按 9.3 的规定进行。

#### 4.1.2.6 炉膛、烟风道漏风试验应按 9.1 的规定进行, 并按要求消除缺陷。

#### 4.1.2.7 锅炉冷态试验应按 9.2 的规定进行。

4.1.2.8 应保持安全阀的清洁, 安全阀阀体不应被油垢脏物填满或腐蚀, 防止安全阀排放管被油污或其他异物堵塞。安全阀铅封应完好, 杠杆式安全阀的重锤不应松动或被移动。发现安全阀有泄漏迹象时, 应及时更换或检修。

### 4.1.3 锅炉上水

#### 4.1.3.1 水质应符合附录 C 的要求。

#### 4.1.3.2 上水温度与汽包下壁温差应符合锅炉制造厂的相关规定, 典型值应不大于 40℃。

#### 4.1.3.3 点火前, 维持汽包正常水位。

### 4.1.4 床料

#### 4.1.4.1 床料厚度应符合锅炉制造厂推荐的点火启动所需的料层厚度要求。

4.1.4.2 炉膛布风板上的床料宜为最大粒径小于 1mm 的砂子或经过筛分后最大粒径满足锅炉制造厂要求的循环流化床锅炉底渣。

4.1.4.3 外置床(如果有)床料粒径应满足锅炉制造厂的要求。外置床初始床料高度宜为受热面管束高度的 0.8 倍。

### 4.1.5 蒸汽加热

4.1.5.1 可在锅炉点火前在底部联箱引入邻炉蒸汽, 对锅炉炉水进行加热。

4.1.5.2 加热应控制汽包下壁温度上升速度 (0.5℃/min~1℃/min), 前期宜缓, 后期可适当加快。

4.1.5.3 汽包下壁温度达到 100℃左右时, 可停止蒸汽加热。

### 4.1.6 燃油及雾化系统

4.1.6.1 燃油系统投入油循环。雾化蒸汽或雾化空气系统应处于备用状态。若为安装或检修结束后的首次启动, 燃油系统应符合 7.5.1.1 的要求。与邻炉共用母管系统时, 还应检查炉前燃油系统, 并确认系统处于备用状态。

4.1.6.2 投入燃油吹扫系统。

### 4.1.7 除尘器

除尘器应按 7.9.1 的要求处于备用状态。

## 4.2 锅炉冷态启动

### 4.2.1 启动方式

锅炉冷态启动宜采用滑参数启动方式, 启动过程应按锅炉制造厂提供的启动曲线进行。

### 4.2.2 锅炉点火

4.2.2.1 点火前应投入锅炉保护、连锁。启动回转式空气预热器(如果有)。顺序启动引风机、高压流化风机、二次风机、一次风机、点火增压风机等, 保持炉膛出口压力正常 (-100Pa~+50Pa)。

4.2.2.2 应根据环境温度, 判断是否投入暖风机或热风再循环。



4.2.2.3 应对炉膛和烟道进行吹扫。吹扫时流化风量应大于最小流化风量，总风量应大于 25% 的额定风量。吹扫时间应不少于 5min。

4.2.2.4 将锅炉各级配风调整至点火风量，使床料充分流化、回料器工作正常。

4.2.2.5 如果锅炉只有床上启动燃烧器或床下风道燃烧器，应通过投入床上启动燃烧器或床下风道燃烧器来加热床料。

4.2.2.6 如果锅炉同时具有床上启动燃烧器和床下风道燃烧器，应先投入床下风道燃烧器，加热床料。当床温升到约 400℃ 时，再投入床上启动燃烧器。

4.2.2.7 燃烧器油枪进入使用位置，燃烧器到位后，限位开关发出信号；高能点火器进入并激励；油阀开启，火检探测到火焰，点火器退出。启动燃烧器发出运行信号。

4.2.2.8 投入床上启动燃烧器后，应根据燃烧器燃烧情况，适当调整风量以保持燃烧充分及稳定；床上启动燃烧器应尽可能沿炉膛中心线对称投运，以控制两侧床温的偏差。床下风道燃烧器出口烟气温度不应超过设计允许温度。

4.2.2.9 在燃烧升温过程中，床下风道燃烧器应先于床上启动燃烧器投入，后于床上启动燃烧器停运。当床温高于 850℃ 时，床下风道燃烧器应停运。

4.2.2.10 如果燃烧器点火不成功，应立即切断燃料，查明原因；再次点火前，应加大通风量吹扫 5min。

#### 4.2.3 启动初期的升温升压

4.2.3.1 应调节燃烧器燃烧功率和配风，控制风室温度和锅炉床温温升速率不宜超过设计值（典型值为 60℃/h~80℃/h）。

4.2.3.2 锅炉投煤应符合下列要求：

a) 投煤应符合下列条件：

- 1) 给煤系统满足 7.4.1 的要求；
- 2) 投煤床温可参考附录 D。

b) 启动给煤系统向炉膛投煤应符合下列条件：

- 1) 按 7.4.2 的要求向炉膛投煤；
- 2) 床温达 750℃ 时，可逐步停运燃烧器，并将其切换到备用状态。

c) 投煤后的燃烧监护应符合下列要求：

- 1) 锅炉全烧煤后，应加强燃烧调整，将床温、床压、氧量稳定在合理范围内，防止结焦；
- 2) 注意观察回料系统的工作状态，若出现回料不畅通现象，应立即采取措施加以解决；
- 3) 当床压上升到规定值时，应投入冷渣器及输渣系统，如锅炉床压降低至规定值的 80%，则应进行调整或投运床料添加系统添加床料至规定值；
- 4) 合理调整配风，保持炉膛整体（包括物料循环系统）温度缓慢升高；
- 5) 按规定投入除尘器。

4.2.3.3 按照升温升压曲线，控制蒸汽温度和蒸汽压力上升速度。

4.2.3.4 锅炉点火后，若烟气温度异常变化，应及时消除；情况紧急时，应立即切断燃料。

4.2.3.5 为保护再热器，锅炉点火后应投入 I、II 级蒸汽旁路系统，并随着蒸汽压力的上升，逐渐增大 I、II 级蒸汽旁路系统并及时关闭过热器对空排汽阀。

4.2.3.6 控制锅炉汽包上、下壁温差不超过锅炉制造厂的规定值，且汽包内饱和温度上升速度不应超过 1.5℃/min。

4.2.3.7 应通过水冷壁下联箱的膨胀指示器监视水冷壁受热情况，如发现异常应停止升压，待异常消除后再继续升压。

4.2.3.8 锅炉蒸发量低于 10% 额定值时，应控制屏式过热器及屏式再热器管壁温度不超过管壁允许温度，尽量避免使用喷水减温。



4.2.3.9 承压部件经检修后应在蒸汽压力为 0.5MPa 时热紧螺丝,在此期间蒸汽压力应保持稳定;热紧螺丝应符合 GB 26164.1 的规定。

4.2.3.10 应根据蒸汽压力关闭对空排汽阀、疏水阀、冲洗水位计和热工仪表管,投入连续排污和定期排污,进行减温器的反冲洗等工作。

4.2.3.11 过热蒸汽和再热蒸汽参数达到汽轮机冲转条件后,可进行冲转工作。

#### 4.2.4 机组带负荷后的升温升压

4.2.4.1 应根据汽轮机滑参数启动曲线要求,调整锅炉参数。

4.2.4.2 对带有外置床的循环流化床锅炉,应根据蒸汽参数变化情况,适时启动外置床流化风。先小开度开启锥型阀(或气动分流流量),以便加热外置床内的床料;再适当加大锥型阀开度(或气动分流流量),提高蒸汽参数。

4.2.4.3 对外置床内布置再热器的循环流化床锅炉,在进入汽轮机的主蒸汽流量大于锅炉制造厂给定的再热器最小冷却流量(典型值为 110t/h)后,方可适时启动外置床流化风,开启锥型阀,以便加热外置床内的床料。高压旁路开度应根据主蒸汽压力和机组负荷情况自动切至 0%。

4.2.4.4 应始终保持燃烧有足够的氧量,以“先加风,后加煤”的原则控制床温在 850℃ 左右并增加负荷。

4.2.4.5 应根据增加负荷的需要及时启动备用风机,采用定速泵时应及时切换给水管路。

4.2.4.6 应加强全炉巡回检查。

#### 4.3 锅炉热态启动

4.3.1 当床温满足不投燃烧器直接启动的条件时,可以直接投煤进行热态启动。

4.3.2 启动条件、启动初期的升温升压要求均应参照冷态启动进行。

4.3.3 应根据汽轮机滑参数启动曲线要求,调整锅炉参数。

#### 4.4 锅炉启动中的安全要求

4.4.1 在不同压力下,汽包上、下壁允许温差值应以锅炉制造厂提供的数据为依据。

4.4.2 蒸汽的升温速度应按锅炉制造厂提供的启动温升曲线进行;若锅炉制造厂无要求,宜按 1℃/min~1.5℃/min 的速度升温,启动前期应慢,后期可适当加快。

4.4.3 汽包水位波动应在 ±50mm 范围内。

4.4.4 两侧蒸汽温差不应大于 30℃,两侧烟气温差不宜大于 50℃,应控制过热器、再热器管壁温度不超过允许值。

4.4.5 在外置床内的过热器及再热器内没有蒸汽流动之前,不应开启锥型阀,不应启动外置床的流化风,以防止受热面金属壁温超温。

4.4.6 在开启任何一个外置床流化之前,应强制开启高压旁路至最小阀位。

4.4.7 当蒸汽流量达到 150t/h 时,方可启动外置床流化风,且应将对应的锥型阀置于 10%~30%开度(由汽轮机入口蒸汽温度决定)。

4.4.8 应经常检查设备膨胀状况,发现异常应及时消除。

4.4.9 应保证锅炉流化风量不低于最小流化风量。

4.4.10 锅炉现场运行规程应根据实际燃煤情况确定允许投煤床温。允许投煤床温宜按锅炉制造厂的要求执行;如果给煤成分与锅炉制造厂的要求差异较大,应根据给煤的实际着火特性确定允许投煤床温。

4.4.11 床温大于允许投煤床温后,可间断投煤,确认稳定着火后,宜缓慢连续给煤。

4.4.12 应控制床温变化率在锅炉制造厂和耐磨耐火材料生产厂要求的范围内。

4.4.13 最高床温宜比给煤的灰变形温度 DT 低 150℃ 以上。

4.4.14 投油及煤油混烧时,应避免不完全燃烧产物在空气预热器上沉积;应对空气预热器连续吹灰。

4.4.15 机组带大负荷运行前,应对尾部烟道吹灰一次。



## 5 锅炉机组运行

### 5.1 运行要求

- 5.1.1 应保持锅炉蒸发量在额定值内,并满足机组负荷的要求。
- 5.1.2 应保持正常的蒸汽压力和温度。
- 5.1.3 应均匀给水,维持汽包正常水位。
- 5.1.4 应保持炉水和蒸汽品质合格。
- 5.1.5 应保持床料正常流化、燃烧良好,减少热损失,提高锅炉热效率。
- 5.1.6 应维持合理的炉内床料量(床压)、颗粒粒径分布及循环物料量。
- 5.1.7 负荷或煤质特性变化时,应及时调整锅炉运行工况,保持合理的床温、床压,并满足机组负荷的需要。
- 5.1.8 烟气粉尘、 $\text{SO}_2$  和  $\text{NO}_x$  的排放浓度应符合 GB 13223 的要求。

### 5.2 燃烧调整

#### 5.2.1 给煤量调节

- 5.2.1.1 当负荷变化时,应及时调整给煤量和风量。
- 5.2.1.2 燃烧过程应始终保持足够的氧量(运行氧量大于 2.5%);燃烧调整应按“先增风后增煤,先减煤后减风”的顺序缓慢进行,并应遵循“少量多次”的原则,避免床温产生大的波动。
- 5.2.1.3 运行中应经常注意煤质特性和粒度的变化,对破碎机锤头间隙进行适当调整。

#### 5.2.2 风量调节

- 5.2.2.1 为减少  $\text{NO}_x$  的排放,可调整上、下二次风量,使燃烧在较低的过量空气系数下进行,应根据煤质特性不同调节运行氧量为 2.5%~4%。
- 5.2.2.2 一、二次风的调节原则应为一次风用于调节床料流化和床温,二次风用于控制总风量,维持正常的炉膛压力和氧量。
- 5.2.2.3 额定负荷下,一次风率宜为 40%~50%,二次风率宜为 55%~45%;燃用不同煤种的一、二次风合理比例,可通过试验确定。
- 5.2.2.4 运行中给煤粒度较粗并影响排渣时应适当增加一次风率,给煤粒度较细时应适当减小一次风率。
- 5.2.2.5 负荷降低时,二次风可随之减少,同时应根据床温调整一次风率。但通过布风板的一次风量任何情况下均应大于临界流化风量。在降低二次风量时,应维持下二次风压不小于锅炉制造厂要求的最低值,防止下二次风口过热变形。

#### 5.2.3 床料厚度的调节

- 5.2.3.1 运行中应维持相对稳定的床料厚度;运行中的床料厚度可根据风室静压、料层差压和一次流化风量来判断,床料厚度宜控制在 600mm~1000mm 范围内。
- 5.2.3.2 床层压力(床压)或炉膛总压差 $\Delta p_1$ ( $\Delta p_1$ 为风室与炉膛出口的压力差)是监视床层流化质量和料层厚度的重要指标。锅炉正常运行时,床压宜控制在 6kPa~9kPa,而相应的炉膛总压差 $\Delta p_1$ 应在 12kPa~17kPa 范围内(下限值也可根据煤质的燃尽特性做出适当调整)。
- 5.2.3.3 床压或炉膛总压差 $\Delta p_1$ 通过调整排渣速率进行控制。当冷渣器为滚筒式冷渣器时,可根据 $\Delta p_1$ 给定值的大小自动改变冷渣器转速,从而改变排渣速率;当冷渣器为流化床冷渣器时,可根据 $\Delta p_1$ 给定值的大小自动改变排渣控制阀的开度,从而改变排渣速率。
- 5.2.3.4 煤质特性发生变化、不能维持最低床压时,可通过床料添加系统补充床料。
- 5.2.3.5 排渣应连续进行,不能连续时宜采取“少量、勤排”的方式排渣。
- 5.2.3.6 密相区床温温差增大时,为防止流化状态恶化、灰渣沉积和结焦,应采用微增方法适当增加流化风率,使大颗粒灰渣及时排出。待床温温差恢复正常后,再将流化风率恢复到正常范围。
- 5.2.3.7 为提高床压测量的准确性,应不定期对床压测点进行吹扫。



### 5.2.4 床温调节

5.2.4.1 为保证良好的燃烧和传热,维持较低的 $\text{NO}_x$ 排放浓度和最佳的脱硫效果,床温宜控制在 $840^\circ\text{C}\sim 920^\circ\text{C}$ ,最高床温不应超过 $950^\circ\text{C}$ 。旋风分离器进口烟气温度在任何情况下都不得超过 $1050^\circ\text{C}$ 。

5.2.4.2 负荷或煤质特性变化时,应及时调整给煤量和风量,以维持床温的相对稳定。床温调节应细调微调、分多次缓慢进行。

5.2.4.3 通过改变一次风率来调节床温时,应保证床料始终处于良好的流化状态。

5.2.4.4 给煤粒度变化时,若引起床温变化,应及时调整一次风量。

5.2.4.5 对于带有外置床的循环流化床锅炉,可通过改变流过外置床的循环灰份额调节床温。

5.2.4.6 应经常监视炉内流化和燃烧状况、炉膛出口烟气温度及各段烟气温度,以准确判断床温的变化趋势,适时调节床温。当床温低于燃料的燃烧温度(允许投煤床温 $100^\circ\text{C}$ )时,应投入燃烧器。

5.2.4.7 可通过调节不同给煤点的给煤量,减少炉膛温度的不均匀程度。

### 5.3 蒸汽压力的调整

5.3.1 定压方式运行时,负荷变化率不宜大于 $5\%\text{BMCR}/\text{min}$ ;滑压方式运行时,负荷变化率不宜大于 $3\%\text{BMCR}/\text{min}$ (BMCR为锅炉最大连续蒸发量)。

5.3.2 负荷及煤质特性的变化均会导致蒸汽压力的变化,滑压方式运行时,锅炉蒸汽压力主要由给煤量来调节。

5.3.3 调节给煤量的同时,应对入炉石灰石量进行调节,以保证给煤量和给石灰石量的比例稳定。

5.3.4 调节蒸汽压力的过程中,应保持各给煤点均匀给煤,若投运的给煤机均在最低转速下运行,且蒸汽压力仍在上升,则应切除一台给煤机,以便剩余的给煤机在调节性能良好的区间运行。

5.3.5 非事故情况下,应禁止使用对空排汽阀来降低蒸汽压力。

5.3.6 停用高压加热器时,锅炉的最高负荷应通过试验确定,以防止受热面管壁超温结焦和再热器进口压力过高。

### 5.4 蒸汽温度的调整

5.4.1 正常运行时,应维持过热蒸汽出口温度和再热蒸汽出口温度为额定值的 $-10^\circ\text{C}\sim +5^\circ\text{C}$ ,左右两侧蒸汽温度偏差不应超过 $20^\circ\text{C}$ ,过热蒸汽出口温度与再热蒸汽出口温度之差最大不应超过 $30^\circ\text{C}$ 。

5.4.2 过热蒸汽温度应采用减温水调节,以保持过热器管壁不超温。

5.4.3 对设有外置床的循环流化床锅炉,也可通过调节锥型阀开度(或气动分流风量)来调节进入布置过热器的外置床的灰流量,以对过热蒸汽温度进行调节。

5.4.4 再热器系统设有一级减温器时,主要利用喷水减温控制再热器出口蒸汽温度。对设有烟道挡板调温装置的循环流化床锅炉,应采用烟道挡板调节,以减少对机组经济性的不利影响。调节时,过热器与再热器挡板应同步调节,应保持两者开度之和为 $100\%$ ,不应将任何一侧的烟道挡板关到 $0\%$ 。

5.4.5 对设有外置床的循环流化床锅炉,应通过调节锥型阀开度(或气动分流风量)来调节进入布置再热器的外置床的灰流量,以对再热蒸汽温度进行调节。

5.4.6 用减温水调节蒸汽温度时,应确保喷水后的蒸汽过热度高于锅炉制造厂的规定值。

5.4.7 应注意锅炉运行中蒸汽温度随蒸汽压力变化的规律,注意给水压力对减温水量的影响规律,实现有预见性的调整。

5.4.8 调节蒸汽温度的过程中,应严格控制过热器和再热器各段管壁温度在允许范围内。

5.4.9 在下列情况下,应注意蒸汽温度和蒸汽压力的变化:

- a) 负荷变化引起蒸汽压力不稳定时;
- b) 燃烧不稳定时;
- c) 煤质特性和粒度变化较大时;
- d) 给水压力及给水温度变化较大时;
- e) 锅炉吹灰时;



- f) 给煤机断煤时;
- g) 启、停风机时;
- h) 机组运行异常或发生事故时;
- i) 外置床进灰不畅时。

### 5.5 汽包水位的调整

5.5.1 运行中, 汽包水位应保持正常水位, 维持汽包水位的波动范围为 $\pm 30\text{mm}$ , 不应超过 $\pm 50\text{mm}$ 。

5.5.2 应经常对照各就地和表盘水位表计, 确保水位表计的准确性。核对水位时应以就地水位计为准。

5.5.3 运行中, 每班不少于三次对照各就地和表盘水位表计, 并定期冲洗水位计, 以保证其准确可靠。

5.5.4 运行中应保持正常水位, 并注意蒸汽流量、给水流量、减温水流量、给水压力的变化规律, 做到及时调整。

5.5.5 运行中给水压力过低, 且不能满足锅炉负荷的需要时, 应适当降低锅炉蒸汽压力, 以保证正常炉水供应必需的压差。

5.5.6 备用给水泵或给水管(有备用给水管时)应进行定期切换。

5.5.7 运行中应向锅炉均匀连续给水。

5.5.8 运行中若水位过高, 必要时可开启事故放水阀进行放水, 正常后关闭。

5.5.9 在下列情况下, 应加强水位的监视与控制:

- a) 燃烧不稳定时;
- b) 锅炉负荷变化过大时;
- c) 锅炉发生事故时;
- d) 定期排污时;
- e) 安全门动作时;
- f) 切换给水管路或汽轮机切换给水泵时;
- g) 就地水位计指示不可靠时。

### 5.6 烟气 $\text{SO}_2$ 及 $\text{NO}_x$ 的控制

5.6.1 应连续监视锅炉  $\text{SO}_2$  的排放浓度, 通过改变锅炉的石灰石给料量(石灰石粒度应符合锅炉制造厂推荐值)调整  $\text{SO}_2$  的排放浓度。

5.6.2 增减负荷时应提前做好石灰石给料量的调节; 石灰石输送系统管道出现堵塞后, 应及时开启吹堵装置进行疏通。

5.6.3 应连续监视锅炉  $\text{NO}_x$  的排放浓度, 通过调节床温、改变一次风与二次风的配比(包括各层二次风风率的分配)、调节过量空气系数等手段, 来控制  $\text{NO}_x$  的排放浓度。

5.6.4 为获得较高的锅炉热效率及较低的  $\text{SO}_2$  和  $\text{NO}_x$  的排放浓度, 应进行专门的燃烧优化调整试验, 以确定最佳运行工况。

### 5.7 运行参数控制

#### 5.7.1 运行参数

正常运行中应控制下列参数:

- a) 锅炉蒸发量不超过额定值;
- b) 过热器出口蒸汽温度、压力应保持在规定值;
- c) 再热器出口蒸汽温度、压力应保持在规定值;
- d) 两侧蒸汽温度差不应大于  $20^\circ\text{C}$ , 两侧烟气温差不宜大于  $30^\circ\text{C}$ ;
- e) 排烟温度应接近设计值;
- f) 各受热面管壁最高温度不应超过金属材料允许温度;
- g) 维持炉膛压力正常;
- h) 汽包水位波动范围保持 $\pm 30\text{mm}$ ;

- i) 氧量为燃烧调整试验推荐值;
- j) 床温偏差不大于 100℃;
- k) 维持床压为燃烧调整试验推荐值 $\pm 2\text{kPa}$ 。

### 5.7.2 蒸汽、给水和炉水品质

5.7.2.1 蒸汽、给水和炉水的品质要求符合附录 C 的规定,运行中为保持锅炉水质和蒸汽品质,应对锅炉进行排污。

5.7.2.2 连续排污阀的开度应由炉水品质决定。连续排污阀应缓慢开启,以保持锅炉运行工况的稳定。

### 5.7.3 受热面清洁

5.7.3.1 为清除锅炉尾部受热面的积灰,应根据实际情况定期对锅炉尾部受热面进行吹扫。吹灰介质的运行参数应根据实际使用设备情况在现场运行规程中予以规定。

5.7.3.2 吹灰器使用频次应根据煤质特性和各段受热面的烟气温度、蒸汽温度变化等情况来确定。

5.7.3.3 吹灰的注意事项应在现场运行规程中予以规定,以确保吹灰时设备和人身安全。对故障吹灰器应及时修复。

5.7.3.4 低负荷运行时,应慎重吹灰,注意防止过热器管壁超温。

### 5.7.4 定期巡回检查

运行中至少应对下列设备进行定期巡回检查:

- a) 给煤系统、石灰石输送系统、回料系统、冷渣器系统;
- b) 一次风机、二次风机、引风机、高压流化风机;
- c) 支吊系统、密封系统。

发现异常时应查明原因,对暂时不能消除的缺陷,应立即通知检修,同时加强监视并采取必要措施,防止事故发生。

### 5.8 自动控制、程控及连锁、保护装置

自动控制、程控及连锁、保护装置的现场运行规程应包括下列内容:

- a) 自动控制、程控及连锁、保护装置的特性和设定值;
- b) 自动控制投入、停止的条件及操作方法;
- c) 程控投入、停止的条件及操作方法;
- d) 保护装置投入、停止的条件及操作方法;
- e) 连锁装置投入、停止的条件及操作方法;
- f) 自动控制、程控及连锁、保护装置的运行注意事项及一般故障处理。

## 6 停炉

### 6.1 正常停炉

#### 6.1.1 停炉前的准备

6.1.1.1 如果预计停炉时间超过 1 个月,则停炉前应将煤仓及石灰石粉仓排空,停炉时间较短时(3 天以内)宜降低煤仓煤位。对于易自燃煤种(如高挥发分烟煤、褐煤等),应将皮带、煤仓排空,防止设备烧毁事故。

6.1.1.2 负荷高于 50%BMCR 时的停炉,应对受热面进行一次吹灰,防止尾部积炭燃烧,同时减少维护清灰工作量。

6.1.1.3 检查疏放水系统、旁路系统、事故放水系统处于备用状态。

6.1.1.4 检查燃油系统处于备用状态。油燃烧器投切正常,油枪畅通,雾化良好,必要时可试投一次。

6.1.1.5 停炉前应全面检查锅炉设备,记录所发现的缺陷,以便停炉后检修处理。

#### 6.1.2 停炉操作

6.1.2.1 正常停炉,单元制机组宜采用滑参数停炉。



6.1.2.2 缓慢降低给煤量,同时适当减少二次风量,保持合理风煤比。一次风量应大于最小流化风量。

6.1.2.3 控制汽包上下壁温差不超过规定值(宜小于 $50^{\circ}\text{C}$ )。

6.1.2.4 炉内烟气温度变化不宜过快,以防止炉内耐磨耐火材料产生裂纹。

6.1.2.5 机组负荷降到150MW时,检查锅炉床温和外置床温度(如果有)达到稳定后,方可继续降低负荷。还可通过调节锅炉锥型阀(或气动分流风量)和高压旁路开度的大小控制蒸汽温度和压力下降速度。

6.1.2.6 床温在 $760^{\circ}\text{C}$ 以上时,应减少给煤量并烧空煤仓,密切监视受热面各部位壁温,及时调节减温水量,防止出现超温现象;同时应停止石灰石给料,根据情况可投入油燃烧器。

6.1.2.7 最高床温低于 $400^{\circ}\text{C}$ 时,可按照一次风机、二次风机、引风机、高压流化风机的顺序停运风机;引风机停运至少30s后方可停运高压流化风机。

6.1.2.8 锅炉熄火后,若过热器出口蒸汽压力高于2.0MPa,应投入蒸汽旁路系统或开启过热器对空排汽。

## 6.2 压火热备用

6.2.1 压火前,锅炉应经过不少于30min的低负荷运行过程。

6.2.2 保证床温在 $800^{\circ}\text{C}$ 以上,停止石灰石给料,逐渐减小给煤量直到给煤机全停后关闭给煤机出口挡板。氧量增加5%以上,同时床温下降 $50^{\circ}\text{C}$ ,表明床料可燃物满足压火热备用条件。

6.2.3 压火前应停止向冷渣器送风(采用流化床式冷渣器时)。

6.2.4 同时停运两台引风机,连锁停运其他各风机。关闭各一、二次风机入口挡板。开启引风机入口挡板,保持炉膛压力为 $-20\text{Pa}\sim 0\text{Pa}$ 。

## 6.3 停炉后的冷却

6.3.1 停炉后应密闭各烟风挡板,防止急剧冷却。

6.3.2 锅炉放水前,应启动引风机、高压流化风机和一次风机。

6.3.3 过热蒸汽压力为 $0.5\text{MPa}\sim 0.8\text{MPa}$ 且汽包上下壁温差小于 $50^{\circ}\text{C}$ 时,下联箱放水一次。

6.3.4 床温降到 $150^{\circ}\text{C}$ 后可打开引风机挡板和人孔门进行自然通风冷却,下联箱放水一次,汽包压力降低至 $0.2\text{MPa}$ 时,打开锅炉全部对空排汽门。

6.3.5 锅炉进行强制通风冷却时,冷却速度不应超过耐磨耐火材料生产厂的规定值。

6.3.6 启动风机强制通风冷却后,应严密监视外置床灰的温度不能高于受热面最高允许壁温,同时维持高压旁路有一定开度,保证受热面得到可靠冷却。

## 6.4 停炉注意事项

6.4.1 停炉过程中降压速度不应超过 $0.05\text{MPa}/\text{min}\sim 0.1\text{MPa}/\text{min}$ ,保持汽包高水位,汽包上下壁温差不应超过允许值。

6.4.2 锅炉停止上水后应开启省煤器再循环门,保护省煤器。

6.4.3 汽轮机停机后,再热器无蒸汽通过时,控制炉膛出口烟气温度不高于 $540^{\circ}\text{C}$ 。

6.4.4 冬季停炉后应做好防冻措施。

6.4.5 停炉过程中需要排空床料时,应投运所有冷渣器及输灰设备,尽量将炉膛和外置床中的床料排尽,减少人工清灰量。

## 6.5 停炉后的防锈蚀

### 6.5.1 常用防锈蚀方法

6.5.1.1 热炉放水余热烘干法,适用于临时检修、小修,时间在1个月之内。该方法要求炉膛有足够余热,系统严密,放水门、排汽门无缺陷。

6.5.1.2 负压余热烘干法,适用于大、小修,时间在3个月之内。该方法要求炉膛有足够余热,并利用汽轮机抽真空系统,系统严密。

6.5.1.3 给水压力法,适用于热备用,时间在1周之内。该方法要求锅炉保持一定压力,给水水质保持在运行水质的水平。



6.5.1.4 充氮法,适用于冷备用、封存,时间在3个月以上。该方法要求配置充氮系统,氮气纯度应符合DL/T 956的要求,系统有一定严密性。

6.5.1.5 氨—联氨法,适用于冷备用、封存,时间在3个月以上。该方法要求配药系统、加药系统和废液处理系统投入。

#### 6.5.2 操作及注意事项

防锈蚀操作及注意事项按DL/T 956的规定执行。

### 7 主要辅助设备运行

#### 7.1 转动机械通则

##### 7.1.1 启动条件

新安装和经过检修的转动机械,在锅炉整套启动前,均应进行检查,并达到下列各项启动条件:

- a) 现场应清洁,照明应充足;
- b) 联轴器结合良好,保护罩应完整,紧固螺丝应无松动;
- c) 轴承油位计完整、刻度正确,油质合格,油量充足,采用强制润滑时,润滑油系统油压、油温符合规定,油箱油位在1/2以上;
- d) 轴承、电动机、油系统的冷却装置良好,冷却水量充足,回水畅通,电动机使用空气冷却时,通风设备良好,通风道无堵塞现象;
- e) 采用润滑脂润滑的滚动轴承,对转速在1500r/min以下的转动机械,其装油量不宜多于整个轴承室容积的2/3,对转速在1500r/min以上的转动机械,其装油量不宜多于1/2;
- f) 电动机接地良好,绝缘合格,事故按钮完整;
- g) 各风门、挡板的传动机构,远方开关试验合格,处于启动前状态;
- h) 各仪表保护和程控装置齐全、完整,连锁保护动作正常。

##### 7.1.2 试运行

7.1.2.1 确认旋转方向正确。

7.1.2.2 新安装的转动机械,启动后应连续试运4h~8h,大、小修后的转动机械轴承振动、温度和温升应正常且连续试运不少于30min。

7.1.2.3 鼠笼式电动机在正常情况下,冷态时允许启动2次,每次间隔不少于5min;热态时允许启动1次,只有在事故处理时,启动时间在2s~3s的电动机可以多启动1次。

7.1.2.4 转动机械启动后应逐渐增加负荷,电动机电流不应超过额定值。

7.1.2.5 风机试转时应保持炉膛压力在正常范围内。

7.1.2.6 碎煤机、给煤机、螺旋给粉(料)机等不应带负荷启动或试转,应预先关闭进料口。

##### 7.1.3 运行中的要求

7.1.3.1 无异声、摩擦和撞击。

7.1.3.2 轴承温度极限值应符合锅炉制造厂的规定,无规定时,滚动轴承温度不应超过80℃,滑动轴承温度不应超过65℃。

7.1.3.3 轴承振动值应符合锅炉制造厂的规定,无规定时,允许的轴承振动值见表1。

表1 轴承振动值

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

7.1.3.4 窜轴值不应超过4mm。

7.1.3.5 各处无漏油、漏煤、漏粉、漏灰、漏水、漏风等现象,冷却水温度和润滑油系统的油温、油压不应超过规定值。

7.1.3.6 电动机电流应在规定范围内。

#### 7.1.4 事故停用的一般规定

当转动机械在运行中发生下列情况之一时,应立即停止运行:

- a) 发生人身事故、无法脱险时;
- b) 发生强烈振动、危及设备安全运行时;
- c) 轴承温度急剧升高或超过规定时;
- d) 电动机转子和静子严重摩擦、撞击或电动机冒烟起火时;
- e) 转动机械的转子与外壳发生严重摩擦、撞击时;
- f) 发生火灾或被水淹时。

#### 7.1.5 辅机的保护装置

各厂应根据辅机保护装置的设置情况制定现场运行规程,其内容应包括:

- a) 保护装置的特性和定值;
- b) 保护装置投入、停止的条件及操作方法;
- c) 保护装置的运行注意事项及一般故障处理。

### 7.2 风机

#### 7.2.1 启动

7.2.1.1 风机启动前除按 7.1.1 进行全面检查外,还应满足下列要求:

- a) 相关保护、连锁及巡测装置投入;
- b) 风机液压油系统及密封、冷却系统投入;
- c) 离心式风机出口、入口风门关闭;
- d) 罗茨风机出口排空门和入口风门应开启,出口门关闭。

7.2.1.2 具有盘车装置的风机,在润滑油系统运行正常后,应投入盘车装置运行,正常后方可送电启动。

7.2.1.3 备用风机启动前,应确认风机未反转,否则应采取制动措施后方可启动。

#### 7.2.2 运行与维护

7.2.2.1 运行中应符合 7.1.3 的要求,对风机的进口、出口风压,风机及电动机的轴承温度、振动、润滑油量、油压,各种形式的冷却系统、液压系统、转动部分的声音,电动机的电流、线圈和铁芯温度定期进行检查。

7.2.2.2 并联运行的风机应尽量保持出力接近,并注意保持两侧风温、烟气温度的均衡。

7.2.2.3 并联风机正常运行时,联络风门应开启。

7.2.2.4 并联风机如一台运行、另一台停用,应减少流向停用风机的漏风量。

#### 7.2.3 停止

7.2.3.1 离心式风机的出力应减至最低值后方可停止。

7.2.3.2 风机停止转动前,不应停止其润滑油系统和冷却系统。

### 7.3 碎煤机

#### 7.3.1 启动

7.3.1.1 碎煤机安装或检修结束,启动前应满足下列各项条件:

- a) 碎煤系统中转动机械启动条件应符合 7.1.1 的要求;
- b) 碎煤机前给料设备清洁,无检修杂物,除三块(铁块、木块、石块)装置完好,处于备用状态;
- c) 碎煤机内动、静部件无严重磨损、破裂和损坏,其间隙已调整,机体内部清洁、无杂物、无存煤,转动部件已安装防护罩,检查门已关牢,新安装的碎煤机应按规定经过空载试运,且轴承无异常振动、无异声,温升不超过规定范围;



- d) 碎煤机后续输送设备完好, 处于备用状态;
- e) 连锁保护试验合格。

7.3.1.2 碎煤机启动顺序为: 先启动碎煤机后续各级输送设备, 再启动碎煤机, 最后启动碎煤机给煤装置。

7.3.1.3 启动过程中的注意事项:

- a) 可逆式和环锤式碎煤机应空载启动达到额定转速后方可缓慢给煤;
- b) 齿辊式碎煤机一般情况下空载运行 5min 无异常后, 方可给煤运行; 低温情况下 (室内温度低于  $-10^{\circ}\text{C}$ ) 空载运行 15min 无异常后, 方可缓慢给煤, 再过 30min 后方可给煤至额定出力。

### 7.3.2 运行监控

7.3.2.1 应按 7.1.3 对转动机械进行监控。

7.3.2.2 监视碎煤机的给煤, 防止三块 (铁块、木块、石块) 进入碎煤机; 给煤时, 物料应均匀分布在破碎部件 (转子或齿辊) 有效长度上, 防止破碎部件局部磨损, 影响使用寿命。

7.3.2.3 应定期检测碎煤机出口煤的粒度, 将其严格控制在合格范围内。若粒度不合规定要求, 环锤式碎煤机可调节筛板与环锤的间隙, 齿辊式碎煤机可调节固定辊筒装置的间隙。调节应在停机状态下进行。

7.3.2.4 应监控碎煤机进口、出口的煤流情况, 防止堵煤、断煤。

### 7.3.3 停运

碎煤机停运的顺序依次为: 先停给煤设备, 再停碎煤机, 最后停碎煤机后续各级输送设备。碎煤机停运必须在机内的煤颗粒确已排完后。

## 7.4 给煤系统

### 7.4.1 启动条件

给煤系统安装或检修结束, 启动前应满足下列条件:

- a) 系统中转动机械启动条件符合 7.1.1 的要求;
- b) 煤仓内清洁, 无检修遗留杂物, 煤仓疏松装置完整;
- c) 给煤机内清洁、部件完整、密封良好, 电动机、保护罩完整无损坏;
- d) 各风门、电动闸板门开关灵活, 传动装置动作良好, 仪表指示正确, 连锁保护试验合格;
- e) 消防装置确认无故障且处于备用状态。

### 7.4.2 启动

7.4.2.1 检查煤仓存煤量, 调整流化风量、播煤风量、密封风量、油枪出力, 使床温等参数满足投煤的规定要求。

7.4.2.2 给煤机启动顺序为: 先开启给煤机出口闸板门或旋转给料阀, 再启动给煤机, 最后开启给煤机入口闸板门或插杆门。锅炉点火后, 初次投煤应以最小给煤量“点动”投煤, 至少投煤 2 次~3 次, 每次投煤 30s~90s 后停止给煤。当氧量下降、床温上升时, 则表明入炉煤已着火燃烧; 待氧量、床温变化值趋于稳定, 方可再次投煤。投煤过程中, 应防止锅炉蒸汽温度、蒸汽压力急剧上升。

### 7.4.3 监控

7.4.3.1 应根据负荷及煤质特性变化情况调整给煤总量, 并根据炉内床温分布情况调整各台给煤机的给煤量。

7.4.3.2 应监视给煤机进口、出口和旋转阀进口等处下煤情况, 当煤的表面水分较高时应特别防止堵煤、断煤。

7.4.3.3 应监视给煤机运行情况, 对于刮板给煤机, 应注意电动机电流的异常变化, 及时判断是否存在断链、卡链、漂链等情况; 对于皮带给煤机, 应防止出现皮带跑偏、撕裂等异常情况。

7.4.3.4 应监视煤仓存煤量的变化情况, 及时补充存煤。

7.4.3.5 应监视播煤风量、密封风量和风压、风温的变化情况, 及时调整, 防止高温烟气窜入给煤系统。

### 7.4.4 给煤系统停止顺序

给煤系统停止顺序依次为: 先关闭给煤机入口闸板门或插棍门, 再停给煤机, 最后关闭给煤机出口



闸板门或旋转给料阀。给煤机在停止过程中应缓慢降低给煤机转速，待给煤机内的煤走空后，再停给煤机。大、小修或长时间备用的锅炉，应尽量将煤仓内的煤用完。

#### 7.4.5 给煤系统紧急停止条件

发生下列情况之一，给煤系统应紧急停止：

- a) 给煤系统中转动机械发生 7.1.4 所述的情况；
- b) 锅炉 MFT 动作；
- c) 给煤机内着火；
- d) 严重机械故障，如皮带严重跑偏、撕裂，刮板卡链、断链，电动机过电流；
- e) 给煤机内大量积煤或出口严重堵煤，不能正常给煤；
- f) 煤仓空仓。

### 7.5 燃油系统

#### 7.5.1 启动

7.5.1.1 燃油系统安装或检修结束，启动前应满足下列各项条件：

- a) 已进行 1.25 倍工作压力的水压试验并合格；
- b) 系统进油前，应利用蒸汽或压缩空气吹扫燃油管道和每支油枪，严禁向无火焰的炉膛吹扫存油；
- c) 已进行油循环试验，循环时间不宜少于 8h，油循环结束后已清理过滤器；
- d) 回油电动调节阀、供油快速切断阀、回油快速切断阀已经校验合格，动作正常；
- e) 火焰检测系统可靠、连锁保护试验合格。

7.5.1.2 燃油系统应在炉膛吹扫、油泄漏试验合格后，方可启动点火装置，开启供油和回油快速切断阀。油枪着火后，应退出点火装置，并根据油枪燃烧情况调整风量。

7.5.1.3 床下风道燃烧器油枪着火后，应调整燃烧器各级供风量，控制风道燃烧器筒体内温度水平不超过规定值（典型值 1100℃），防止筒体内耐磨耐火材料烧坏。

7.5.1.4 双布风板结构的锅炉油枪应对称投运，控制两侧床温的偏差。

#### 7.5.2 运行调节与检查

7.5.2.1 保持燃油温度、燃油压力、雾化蒸汽温度和压力在规定范围内。

7.5.2.2 应根据锅炉升温、升压需要，调整油枪出力和风量。

7.5.2.3 检查管道、阀门，若有泄漏应及时隔离。

7.5.2.4 检查运行油枪的燃烧情况，应保持油枪雾化良好，及时退出燃烧不良的油枪，并检查处理。

#### 7.5.3 油枪及燃油系统停用

7.5.3.1 床下油枪停用后，应吹尽油枪内积油；吹扫时应投入点火装置；同时应避免燃油进入吹扫蒸汽或压缩空气系统中；必要时应关闭相应燃油快速切断阀前的手动门。

7.5.3.2 床上启动燃烧器油枪停用或投用超温保护后，应退出工作位置，缩入风道内，并通以适当风量，防止油枪烧坏和床料进入油枪雾化片内。

7.5.3.3 燃油系统停用后，应及时关闭相应燃油快速切断阀前的手动门。

### 7.6 石灰石输送系统

#### 7.6.1 启动

7.6.1.1 石灰石输送系统安装或检修结束，启动前应满足下列各项条件：

- a) 石灰石输送系统中转动机械启动条件符合 7.1.1 的要求；
- b) 各阀门、风门挡板调试完毕，开关灵活；
- c) 石灰石粉仓内清洁、无杂物，辅助设施（包括防堵设施、加热设施、粉位测量和报警设施）完好；
- d) 热工测量控制表计（风量、风门挡板、阀门开度、给料机转速等）指示正确，操作、控制可靠，连锁保护试验合格。

7.6.1.2 系统启动顺序依次为：先开启石灰石给料机下游管道各阀门或装置，启动石灰石输送风机或输送空气压缩机，再启动石灰石给料机，最后开启石灰石给料机上游各阀门或装置。

### 7.6.2 运行中的监控

7.6.2.1 脱硫时床温控制在  $840^{\circ}\text{C}\sim 920^{\circ}\text{C}$  范围内为宜。

7.6.2.2 石灰石粒径应参照锅炉制造厂提供的粒径分布曲线，宜控制在  $0.1\text{mm}\sim 1\text{mm}$  范围内，最大粒径不宜超过  $1.5\text{mm}$ ，中位径  $d_{50}$  应控制在  $0.25\text{mm}\sim 0.45\text{mm}$ 。

7.6.2.3 燃烧过程中，脱硫剂石灰石的控制量应按式 (1) 计算：

$$G_{\text{shs}} = \frac{(\text{Ca}/\text{S}) \times \text{S} \times B}{0.32 \times \text{CaCO}_3} \quad (1)$$

式中：

$G_{\text{shs}}$ ——达到某一脱硫效率的石灰石给料量， $\text{kg/h}$ ；

$\text{Ca}/\text{S}$ ——达到某一脱硫效率需要的钙硫摩尔比，一般在  $1.5\sim 2.2$  之间；

$\text{S}$ ——燃料中含硫的质量百分数，%；

$B$ ——燃料消耗量， $\text{kg/h}$ ；

$\text{CaCO}_3$ ——石灰石中所含  $\text{CaCO}_3$  的质量百分数，%。

7.6.2.4 锅炉  $\text{SO}_2$  折算排放浓度应按式 (2) 计算：

$$C_{\text{SO}_2} = \frac{C'_{\text{SO}_2} \times \alpha'}{1.4} \quad (2)$$

式中：

$C_{\text{SO}_2}$ ——经过量空气系数折算后的  $\text{SO}_2$  排放浓度， $\text{mg}/\text{m}^3$ （标准状态下）；

$C'_{\text{SO}_2}$ ——实测锅炉  $\text{SO}_2$  排放浓度， $\text{mg}/\text{m}^3$ （标准状态下）；

$\alpha'$ ——实测锅炉排烟过量空气系数。

锅炉  $\text{SO}_2$  最高允许排放浓度限值按 GB 13223 中污染物排放控制要求的规定执行。

### 7.6.3 停运

系统停止的顺序依次为：先关闭石灰石给料机上游各阀门或装置，待机内物料走空后再停运给料机，对石灰石管道吹扫完毕后停运石灰石输送风机，最后关闭石灰石给料机下游管道各阀门、挡板或装置。长时间停用锅炉时，还应将仓内的石灰石粉用完，防止吸潮结块。

## 7.7 床料添加系统

### 7.7.1 启动。

7.7.1.1 床料添加系统安装或检修结束，启动前应满足下列各项条件：

- 料仓和输送管道内清洁，无杂物；
- 床料提升机完好；
- 床料输送风源或压缩气源系统运行正常；
- 各电动门、气动门开关灵活，开度和料位指示正确；
- 机械式床料添加系统的各输送设备完好；
- 床料仓有足够的床料；
- 如采用机械式床料添加系统，其转动机械应满足 7.1.1 的要求。

7.7.1.2 系统启动应在锅炉流化风率符合要求、炉膛压力稳定的条件下进行。

7.7.2 床料添加过程中，应注意防止床料输送管道堵塞，同时监视锅炉床压的变化，床压达到要求后应停止加料。

7.7.3 锅炉运行中出现下列情况之一，应启动床料添加系统：

- 炉膛内出现低温结焦时，需要启动床料添加系统以置换炉膛内不合要求的大颗粒床料；
- 排渣系统停运后，炉膛内床压仍逐渐降低，无法维持运行需要。



7.7.4 系统停止时,应关闭料仓出口给料闸阀、保持运行风量,吹扫输送管道 5min~10min 后,才能关闭床料输送风或压缩空气。

## 7.8 冷渣器系统

### 7.8.1 启动条件

冷渣器系统安装或检修结束,系统启动前应满足下列各项条件:

- a) 设备周围清洁、无杂物,照明良好;
- b) 系统中转动机械启动条件符合 7.1.1 的要求;
- c) 各阀门(包括冷渣器进渣、出渣阀)、风门挡板调试完毕,开关灵活;
- d) 冷渣器内无杂物,进渣管、回风管膨胀节完整无损坏;
- e) 新安装的流化床式冷渣器水冷管束无泄漏,经水压试验合格;耐磨耐火材料已按要求烘炉完毕,无损坏脱落;风帽完整且无堵塞;冷渣流化风源经试运合格,各风量或烟气流测量装置已标定,冷态流化试验结束;
- f) 新安装的滚筒式冷渣器应经过水压试验及空载低、高转速试运,且筒体无剧烈往复窜动、传动系统无振动,冷却水无泄漏;
- g) 新安装的钢带冷渣器应经过空载试运,且钢带无松动打滑、跑偏及摩擦异声;
- h) 冷渣器后续输送设备完好,处于备用状态;渣仓内清洁、无杂物,且辅助设施完好;
- i) 热工测量控制表计(温度、压力、流量、风门挡板、进渣和出渣阀开度等)指示正确,操作可靠;连锁保护试验合格。

### 7.8.2 启动

7.8.2.1 流化床式冷渣器系统启动顺序为:投入冷却水;启动冷渣器后续各级冷渣输送设备;启动冷渣器流化风机,调整冷渣器各段风量或烟气流;开启进渣门,调整进渣量,同时控制冷渣器回风温度;冷渣器内低温段渣温降至允许排渣温度以下时,缓慢开启冷渣器排渣阀,将进、出口渣量调至平衡。

7.8.2.2 滚筒式冷渣器系统启动顺序为:向冷渣器套筒进水;启动冷渣器后续各级冷渣输送设备;开启通风门;启动冷渣器;开启排渣阀后再开启进渣阀,调整进渣量,将进、出口渣量调至平衡,同时调整筒体转速,将出渣温度控制在允许排渣温度以下。

7.8.2.3 钢带式冷渣器系统启动顺序为:启动风机;启动冷渣器后续各级冷渣输送设备;启动末级冷渣器;启动前级冷渣器清扫链及冷渣器;开启排渣阀,缓慢开启进渣阀,调整进渣量;将进、出口渣量调至平衡,同时调整回风温度在允许范围内。

### 7.8.3 运行监控

7.8.3.1 转动机械启动条件应按 7.1.1 执行。

7.8.3.2 监视进渣、出渣情况,防止堵渣。

7.8.3.3 监视冷却水进出口水温、水压、流量、出渣温度和回风温度是否正常。

7.8.3.4 检查各级冷渣输送设备无卡涩情况。

7.8.3.5 监视流化床式冷渣器各仓的床压、床温、风量或烟气流;监视滚筒式冷渣器的滚筒转速;监视钢带式冷渣器是否存在钢带松动、打滑、跑偏。

### 7.8.4 调整操作

7.8.4.1 冷渣器系统进渣量,应根据锅炉负荷和炉膛内床料高度(床压)的不同,由进渣阀调节;当渣量达到已投运冷渣器额定出力时,可增投冷渣器。

7.8.4.2 流化床式冷渣器运行中的调节及操作:

- a) 冷渣器排渣温度偏高时,可增加冷却水量或减少进渣量;
- b) 应定期从高温仓或选择仓的事故排渣口排放大渣块;
- c) 各仓室应维持一定的床压(料层高度)、床温和流化风量,防止冷渣器内结焦。



#### 7.8.4.3 滚筒式冷渣器运行中的调节及操作:

- a) 应尽量采用连续进渣、出渣的运行方式;
- b) 冷渣器排渣温度偏高时,可降低滚筒转速,增加冷却水量或减少进渣量。

#### 7.8.5 系统停止

- 7.8.5.1 当炉膛内床料需排空时,在床料排空后应关闭冷渣器进渣阀。
- 7.8.5.2 冷渣器停止运行时,滚筒式冷渣器应在物料排净后停运。
- 7.8.5.3 流化床式冷渣器在仓内物料排空后应停运冷渣器风机。
- 7.8.5.4 后续各级冷渣输送机停止运行。
- 7.8.5.5 流化床式冷渣器和滚筒式冷渣器关闭冷却水,应先关闭出水阀,再关闭进水阀。

#### 7.8.6 注意事项

- 7.8.6.1 冷渣器及其系统启、停过程应专人操作。
- 7.8.6.2 冷渣器任何条件下不应断水运行。
- 7.8.6.3 冷渣器不能满足排渣要求时,可采取降负荷运行或进行事故排渣。
- 7.8.6.4 滚筒冷渣器还应注意下列事项:
  - a) 设备运行期间,机体下禁止站人,禁止取下防护罩;
  - b) 事故排渣时应避免高温炉渣堆放在机体下,造成润滑油溢失;
  - c) 冷渣器不应断水运行,设备因故长期停用时,要排尽筒体内的冷却水;
  - d) 应根据冷却水水质情况,确定冷渣器套筒的除垢周期(一般每18个月酸洗一次);
  - e) 应按厂家要求定期加注润滑油,旋转接头宜每月注一次润滑油,各轴承部位宜每季度加注一次,减速机宜每半年加注一次;
  - f) 进渣时应缓慢增加滚筒转速,严密监视回水和出渣温度。

#### 7.9 除尘器

##### 7.9.1 通用要求

- 7.9.1.1 除尘器启动前,应使除尘器设备处于备用状态,电气系统无故障。
- 7.9.1.2 对电气、热工自动及连锁保护装置等设备进行全面检查,并经试运行合格。
- 7.9.1.3 锅炉点火前2h启动各振打装置,并置于连续振打位置,适时投入卸灰系统。
- 7.9.1.4 根据锅炉蒸发量的变化调整引风机运行参数,尽可能使两侧引风机出力平衡,避免出现烟气偏流或烟气温度偏差过大。
- 7.9.1.5 运行人员每个班次至少应对设备进行一次巡检,对设备进行检查时需做好相关记录备查,发现异常及时进行处理。
- 7.9.1.6 运行中应监视高压整流器控制柜、集控室表盘的表计和指示灯有无异常。
- 7.9.1.7 长时间停机时需将灰斗内的积灰输送干净,确认后停止输灰和灰斗加热系统。

##### 7.9.2 电除尘器

- 7.9.2.1 极板定位及悬挂稳定可靠,下部与灰斗阻流板间距满足热膨胀要求、无卡涩。锅炉点火前12h~24h启动放电极绝缘子室、放电极振打瓷轴室及灰斗的加热装置。
- 7.9.2.2 电除尘器电压、电流和各加热点温度在正常范围内,低压配电室设备无过热现象。
- 7.9.2.3 定期检查振打装置、卸灰装置、蒸汽加热系统及除灰系统运行是否正常。
- 7.9.2.4 电除尘器的本体及人孔门等处密封良好。
- 7.9.2.5 监视灰斗灰位,以及整流变压器等的油位、油温、油色。
- 7.9.2.6 对新装的电除尘器,设备厂家应进行气流分布试验。
- 7.9.2.7 大小修结束的电除尘器投运正常后应进行负载特性试验,制出伏安特性曲线,达到最佳运行状态。



7.9.2.8 大修及新投运半年以上的电除尘器应进行除尘效率、本体漏风及阻力测定。

7.9.2.9 如果电除尘器已停止工作 8h 以上, 电除尘器阴阳极应振打至少 5min。

7.9.2.10 锅炉低负荷全投油运行或煤油混烧排烟温度降至 100℃ 以下时, 电除尘器高压整流装置应停止运行。

7.9.2.11 引风机停运后, 振打装置还应连续运行 2h~3h。

7.9.2.12 振打装置停止后, 仍应继续排灰, 直到灰斗排空再停止卸灰系统运行, 停止放电极绝缘子室、放电极振打瓷轴室及灰斗的加热装置。

### 7.9.3 布袋除尘器

7.9.3.1 对新投产、批量换袋或长期停运的布袋除尘器, 应进行预涂灰。

7.9.3.2 预涂灰最好选择在锅炉点火前、引风机启动后, 能正常运行时进行。

7.9.3.3 布袋除尘器预涂灰要求按 JB/T 8471 执行。

7.9.3.4 布袋安装完好, 笼骨骨架笔直, 各布袋之间无摩擦碰撞, 灰斗内无积灰。

7.9.3.5 锅炉点火前 1h~2h, 启动滤袋区有关控制程序, 确认除尘器温度、差压、清灰及输灰气源压力、灰斗料位、烟尘连续监测等监测仪表和报警系统投运正常。但禁止启动喷吹清灰系统。

7.9.3.6 检查实时差压, 将布袋除尘器清灰方式设定为“定阻”或“定时”运行模式后, 启动喷吹清灰系统。

7.9.3.7 除尘器入口烟气温度宜控制在 150℃ 以下, 当烟气温度超过 160℃ 时应及时进行调整。

7.9.3.8 当发生锅炉尾部烟道二次燃烧或空气预热器卡涩时, 为避免滤袋因高温损毁, 应紧急开启降温系统。

### 7.9.4 电袋除尘器

7.9.4.1 电袋除尘器投运前应分别检查电场区和布袋区。

7.9.4.2 电场区需对本体及电气系统进行检查, 且具备启动条件。

7.9.4.3 布袋区需对本体及储灰系统进行检查, 且具备启动条件。

7.9.4.4 锅炉点火前 4h~6h, 电袋除尘器高压、低压控制柜及程序控制柜母排送电, 并启动上位机系统。确认正常后, 启动低压控制柜并投运绝缘子室、振打瓷轴室及灰斗内的加热装置。

7.9.4.5 长期停机(超过 7 天), 电场区振打系统连续运行 4h 后可停止; 滤袋区喷吹清灰系统在电场区振打停止后宜连续喷吹 3 个~5 个周期, 清除黏附在滤袋上的粉尘, 避免粉尘对滤袋的腐蚀, 再次启动前应重新进行预涂灰。

7.9.4.6 电场区的其他运行维护及停机要求应按 7.9.2 的规定执行。

7.9.4.7 布袋区的其他运行维护及停机要求应按 7.9.3 的规定执行。

## 8 事故分析与处理

### 8.1 事故处理的一般原则

8.1.1 事故发生时应迅速、果断、准确地按照规程规定进行处理。

8.1.2 事故发生时, 应立即采取一切可行的应对措施, 避免事故进一步恶化, 待事故原因查明并消除后, 方可恢复机组正常运行。如果事故无法消除或者继续运行会损坏设备及危及人身安全, 应立即停炉进行处理。

8.1.3 事故处理完毕后, 运行人员应如实记录事故发生的时间、现象、处置措施。事故结束后按照《电力生产事故调查规程》(国家电力监管委员会(2004)第 4 号令)的规定组织有关人员对事故进行分析、讨论和总结, 从中吸取经验和教训。

### 8.2 事故(紧急)停炉

8.2.1 事故紧急停炉的条件应符合表 2 的规定。



表2 停炉条件表

紧急停炉条件	故障（请示）停炉
<p>遇有下列情况之一时应紧急停炉：</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. 锅炉保护满足跳闸条件而拒动；</li> <li>2. 锅炉严重满水或严重缺水，汽包水位达到锅炉制造厂规定的限值；</li> <li>3. 锅炉汽包全部水位计损坏，无法观察水位；</li> <li>4. 给水管道、过热蒸汽管道、再热蒸汽管道发生严重泄漏，锅炉水冷壁泄漏，威胁人身或设备安全；</li> <li>5. 锅炉过热蒸汽、再热蒸汽压力升高至安全阀动作压力而安全阀不动作，同时向空排汽门无法打开；</li> <li>6. 再热蒸汽中断且旁路系统无法投运；</li> <li>7. 安全阀动作后不回座，蒸汽压力持续下降，蒸汽温度变化超过汽轮机允许范围；</li> <li>8. 锅炉炉膛或烟道内发生爆燃，尾部烟道发生二次燃烧，使设备严重损坏；</li> <li>9. 炉墙破裂且有倒塌危险，威胁人身或设备安全；</li> <li>10. 锅炉范围内发生火灾，直接威胁锅炉的安全运行；</li> <li>11. 受到突发自然灾害影响，直接威胁锅炉的安全运行；</li> <li>12. 控制系统故障或热控仪表电源中断，无法监视、控制主要运行参数；</li> <li>13. 所有引风机、一次风机或回转式空气预热器停止运行；</li> <li>14. 所有高压流化风机停止运行；</li> <li>15. 流化风道膨胀节爆破严重，不能维持流化风量；</li> </ol>	<p>遇有下列情况之一时应请示停炉：</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. 锅炉承压部件泄漏，难以维持正常运行；</li> <li>2. 锅炉给水品质恶化或炉水、蒸汽品质严重恶化，经过多方调整无法恢复正常；</li> <li>3. 受热面金属壁温超过规定值，经过多方调整无法恢复正常；</li> <li>4. 蒸汽温度超过规定值，经过多方调整无法恢复正常；</li> <li>5. 锅炉汽包低位水位计全部损坏；</li> <li>6. 控制用压缩空气中断，短期内无法恢复；</li> <li>7. 锅炉重要保护装置故障，经过多方调整无法恢复正常；</li> <li>8. 锅炉严重结焦，通过运行手段无法消除，难以维持正常运行；</li> <li>9. 床温异常，经过多方调整无法恢复正常；</li> <li>10. 流化质量不良，经过多方调整无法恢复正常；</li> <li>11. 锅炉本体严重漏灰，危及其他设备安全运行；</li> <li>12. 锅炉冷渣器、回料器或外置床发生严重泄漏，危及其他设备安全运行；</li> <li>13. 锅炉炉墙、旋风分离器、立管、回料器、外置床、返料管及膨胀节外壁发红，并有恶化趋势；</li> <li>14. 流化风道膨胀节爆破，暂可维持流化风量；</li> <li>15. 所有给煤线故障，难以维持正常运行；</li> <li>16. 排渣系统发生故障，床压不能维持运行需要，经过多方调整无法恢复正常；</li> <li>17. 锅炉风室、回料器风室或外置床风室积灰严重且无法疏通，难以维持正常运行；</li> <li>18. 立管、返料管堵塞且无法疏通，难以维持正常运行；</li> <li>19. 锅炉发生严重翻床，采取调整措施无法恢复正常；</li> <li>20. 排烟温度持续升高，超过锅炉制造厂规定值；</li> <li>21. 旋风分离器入口烟气温度持续升高，超过锅炉制造厂规定值；</li> </ol>

### 8.2.2 事故紧急停炉的处理应符合下列要求：

- a) 手动 MFT 连锁保护切断炉内全部的燃料供应，复位各跳闸设备开关，关小一次风机、二次风机和引风机挡板，保持炉膛负压，进行通风；
- b) 将自动控制切换至手动控制，保持汽包水位，关闭各级减温水门，密切监视蒸汽压力和蒸汽温度变化，适时进行调整；
- c) 如果尾部烟道发生二次燃烧，应关闭烟气调节挡板和全部风机挡板，禁止通风；
- d) 如果水冷壁、省煤器、给水管道发生严重泄漏，不能保持正常水位，应停止向锅炉供水；
- e) 如果水冷壁泄漏，需要等待蒸汽完全排除后再停引风机；
- f) 如果水冷壁泄漏，应尽快排空床料；
- g) 如果外置床受热面泄漏，应立即开启外置床事故排灰门；
- h) 紧急停炉时，为保护外置床受热面，除开启高压旁路维持一定量蒸汽冷却外，还应迅速减少流经外置床的循环灰量，必要时可将已经进入外置床内的高温循环灰排出；
- i) 紧急停炉时，应保证炉膛、旋风分离器、回料器、外置床的温度变化率不大于 100℃/h，必要时可投油助燃。

### 8.3 汽包水位事故

#### 8.3.1 汽包满水的现象、原因及处理见表 3。



表3 汽包满水的现象、原因及处理

现 象	原 因	处 理
1. 全部水位计指示超过正常水位值,水位报警器发出高水位报警信号; 2. 给水流量不正常地大于蒸汽流量; 3. 严重满水时,过热蒸汽温度急剧下降,甚至发生水击,过热蒸汽管道剧烈振动; 4. 饱和蒸汽含盐量增加	1. 给水调节阀或给水泵调速系统故障; 2. 给水自动调节失灵; 3. 给水压力或主蒸汽压力骤变; 4. 汽包水位计故障或水位计指示不准确,造成运行人员判断操作失误; 5. 锅炉负荷变动幅度大,运行人员调整不及时; 6. 运行人员疏忽,对水位调整控制不当	1. 发现汽包高水位异常应立刻校对汽包水位计指示是否正确,对照给水、过热蒸汽流量,判断满水的程度; 2. 证实汽包水位高后,应将给水调节由自动控制切换至手动控制,关小给水调节阀或降低给水泵转速,减少汽包进水量; 3. 必要时可开启事故放水阀,待水位正常后重新关闭; 4. 汽包高水位达到锅炉制造厂规定的紧急停炉水位值时,应紧急停炉,全开事故放水门,必要时开启过热器联箱疏水阀; 5. 过热蒸汽温度急剧下降时,应通知汽轮机开启有关疏水门,并做好紧急停机的准备

## 8.3.2 汽包缺水的现象、原因及处理见表4。

表4 汽包缺水的现象、原因及处理

现 象	原 因	处 理
1. 全部水位计指示低于正常水位值,水位报警器发出低水位报警信号; 2. 给水流量不正常小于蒸汽流量(水冷壁或省煤器泄漏时则现象相反); 3. 严重缺水时,过热蒸汽温度升高,蒸汽温度自动调节装置投入时,减温水流量增大	1. 给水调节阀或给水泵调速系统故障; 2. 给水自动调节失灵; 3. 给水压力骤变或主蒸汽压力骤变; 4. 汽包水位计故障或水位计指示不准确,造成运行人员判断操作失误; 5. 锅炉负荷变动幅度大,运行人员调整不及时; 6. 运行人员疏忽,对水位调整控制不当; 7. 锅炉给水管或受热面发生泄漏; 8. 锅炉疏水、排污系统泄漏或排污过量	1. 发现汽包低水位异常应立刻校对汽包水位计指示是否正确,对照给水、过热蒸汽流量,判断缺水的真假和缺水程度; 2. 证实汽包水位低后,应将给水调节由自动控制切换至手动控制,开大给水调节阀或增加给水泵转速,增大汽包进水量; 3. 如果正在排污,应立刻停止,待水位恢复正常后方可重新开启; 4. 给水压力低时,应提高给水压力或启动备用给水泵; 5. 汽包低水位达到锅炉制造厂规定的紧急停炉水位值时,应紧急停炉,停止燃料供给和风机运行,关闭连续排污及取样阀

## 8.3.3 汽水共腾的现象、原因及处理见表5。

表5 汽水共腾的现象、原因及处理

现 象	原 因	处 理
1. 汽包水位发生剧烈波动,各水位计指示摆动,严重时就地水位计观察不到水位; 2. 饱和蒸汽含盐量增大; 3. 过热蒸汽温度急剧下降,蒸汽管道发生水击,管道剧烈振动	1. 炉水处理不当或排污不及时,给水及炉水含盐量过大,品质严重恶化; 2. 汽水分离装置不良或损坏; 3. 锅炉长期超负荷运行; 4. 锅炉负荷增加过快; 5. 压力骤降	1. 立即降低锅炉负荷,在炉水品质未改善前,保持低负荷运行; 2. 控制汽包水位略低于正常值,开大连续排污门加强排污,改善炉水品质,加强蒸汽品质监视; 3. 开启过热器联箱疏水,通知汽轮机运行人员开启过热蒸汽门前疏水阀或对空排汽阀,以防品质恶化的蒸汽进入汽轮机



8.3.4 水位计指示不准的现象、原因及处理见表 6。

表 6 水位计指示不准的现象、原因及处理

现 象	原 因	处 理
1. 水位计指示值偏差大; 2. 水位计汽连通管或汽门泄漏, 水位偏高; 3. 水位计水连通管或水门泄漏, 水位偏低; 4. 水位计汽水连通管堵塞, 水位偏高; 5. 水位计放水门泄漏, 水位偏低	1. 产品质量或检修质量不合格; 2. 没有定期冲洗水位计; 3. 冲洗水位计操作不当; 4. 汽包内悬浮物进入汽水连通管	1. 根据现象判断属于汽水门泄漏还是连通管堵塞, 及时冲洗水位计, 并对另一侧水位计进行校对; 2. 如果确定汽水门发生泄漏, 应解列水位计, 检修处理

8.3.5 汽包水位计损坏的原因及处理见表 7。

表 7 汽包水位计损坏的原因及处理

原 因	处 理
1. 水位计产品质量不良; 2. 冲洗和操作不当; 3. 检修质量不合格	1. 汽包水位计中有一只损坏, 应立即隔绝检修, 并核对另一只汽包水位计和各远方水位计指示的正确性, 加强对汽包水位的监视; 2. 两只汽包水位计均损坏, 如给水自动、高低水位报警及水位保护可靠, 则允许根据其他水位计监视调节汽包水位, 继续维持锅炉运行 2h, 但应注意给水流量和蒸汽流量的平衡, 保持锅炉负荷稳定, 对已损坏的水位计进行隔离检修; 3. 如果两只汽包水位计均损坏, 且无可靠监视手段, 应立即停炉

8.4 汽水管道损坏

汽水管道损坏的现象、原因及处理见表 8。

表 8 汽水管道损坏的现象、原因及处理

现 象	原 因	处 理
1. 轻微损坏时, 锅炉保温层潮湿、渗水或漏汽, 并伴有泄漏声; 2. 严重损坏时, 汽水喷出, 发出巨响, 蒸汽温度、压力异常变化	1. 管道材质不合格或制造有缺陷; 2. 管道安装质量不合格; 3. 设计不当, 自由膨胀受阻; 4. 汽水品质差, 管内结垢腐蚀; 5. 启动时暖管不充分, 发生水击、机械振动; 6. 长期超温、超压运行, 降低了金属强度	1. 轻微损坏时, 调整机组运行参数, 监视损坏部位, 请示停炉; 2. 严重损坏无法控制时, 应紧急停炉

8.5 给水流量骤降或给水中断

给水流量骤降或给水中断的现象、原因及处理见表 9。

表 9 给水流量骤降或给水中断的现象、原因及处理

现 象	原 因	处 理
1. 给水流量不正常地骤降; 2. 给水中断	1. 给水调节阀或给水泵调速系统故障; 2. 给水自动调节失灵; 3. 给水泵故障, 备用给水泵未能正常投入运行; 4. 给水管道的泄漏; 5. 高压加热器故障时, 系统阀门误动作; 6. 汽动给水泵在机组负荷骤降时出力下降; 7. 给水流量测量系统故障	1. 给水自动调节失灵时, 应立即将给水自动控制切换至手动控制, 开大给水调节阀, 维持正常给水流量; 2. 如果造成汽包水位下降, 应立即减少燃料量, 降低过热蒸汽压力及机组负荷, 维持炉内燃烧稳定, 迅速恢复正常给水; 3. 如果给水流量骤降或给水中断造成汽包低水位达到锅炉制造厂规定的紧急停炉水位时, 应紧急停炉



## 8.6 水击

水击的现象、原因及处理见表 10。

表 10 水击的现象、原因及处理

现 象	原 因	处 理
1. 给水压力、蒸汽压力指示不稳; 2. 管道内有水击响声, 严重时管道振动; 3. 给水压力和给水温度剧烈变化	1. 给水泵出口止回门动作不正常; 2. 管道进水时, 没有排尽空气或给水流量过大; 3. 锅炉启动时, 管道暖管不充分, 上水快, 水温过高; 4. 启动过程中, 省煤器再循环门开关不符合要求, 省煤器中给水汽化	1. 当给水管道发生水击时, 可适当减少上水量, 开启给水管道上的空气阀; 2. 给水管道发生水击时, 可关闭给水阀, 开启汽包与省煤器再循环门, 待水击消失后关闭省煤器再循环门, 然后再缓慢开启给水阀; 3. 启动过程中, 如果省煤器发生水击, 应适当延长启动时间, 增加上水及放水次数; 4. 蒸汽管道发生水击时, 应关闭减温水门, 开启过热器、蒸汽管道及相关疏水门; 5. 水击消除后, 应检查蒸汽管道支吊架情况, 及时消除所发现的缺陷

## 8.7 受热面损坏事故

8.7.1 炉膛水冷受热面泄漏的现象、原因及处理见表 11。

表 11 炉膛水冷受热面泄漏的现象、原因及处理

现 象	原 因	处 理
1. 轻微破裂或焊口泄漏时, 泄漏点会发出嘶嘶声响, 给水流量略有增加; 2. 泄漏严重时, 伴有明显的爆破声和喷汽声, 炉膛负压降低或变正, 汽包水位急剧下降, 给水流量不正常地大于蒸汽流量; 3. 炉膛负压控制投自动时, 引风机调节挡板不正常地增大, 引风机电流增加; 4. 流化出现不良, 床温降低且分布不均, 排渣困难; 5. 床压波动幅度增大; 6. 旋风分离器进口、出口温度下降, 立管、回料器、外置床及返料管温度下降; 7. 烟气含氧量下降, 排烟温度降低; 8. 泄漏附近区域的炉墙不严密处、人孔门、炉膛底部、冷渣器排渣口等出现喷汽、漏水	1. 炉水、给水品质长期超标, 管内结垢造成局部过热; 2. 锅炉严重缺水造成局部过热; 3. 锅炉缺水后急于进水, 热应力过大; 4. 长期低负荷运行或排污不当导致水循环不佳, 造成局部过热; 5. 受热面管壁材质不合格或制造有缺陷; 6. 受热面管壁焊接质量不合格或安装有缺陷; 7. 受热面管内残留杂物, 造成局部过热; 8. 灰渣冲刷使受热面管壁变薄; 9. 密相区耐磨耐火材料施工或养护不当, 耐磨耐火材料脱落后受热面无法得到有效保护; 10. 穿墙区域耐磨耐火材料施工不当, 耐磨耐火材料脱落或产生涡流, 造成受热面磨损; 11. 受热面受其他受热面泄漏汽流冲刷, 管壁变薄	1. 受热面泄漏较轻、能维持汽包正常水位时, 应将给水自动控制切换至手动控制, 加大给水量, 维持汽包水位, 逐渐降低负荷运行并请示停炉; 2. 受热面泄漏严重无法维持汽包正常水位时, 应停止锅炉上水, 并按紧急停炉处理; 3. 停炉后, 应维持 1 台引风机运行, 保持炉内负压, 控制床温下降速率不超过规定值, 待炉内烟气和蒸汽基本消失后, 再停用引风机, 保持烟道自然通风; 4. 停炉后, 应继续上水维持水位, 维持汽包壁温差和管壁温度在许可范围内, 如水位维持困难可根据情况停止上水, 禁止开启省煤器再循环门和对空排汽门; 5. 停炉后, 打开除尘器旁路、停用除尘器; 6. 停炉后, 可保持一次风量维持在最小流化风量下运行, 以冷却床料便于排渣, 湿渣应从冷渣器的事故排渣管排出, 防止湿渣进入输渣系统与渣仓, 同时应尽快将除尘器、尾部烟道灰斗存灰除尽

8.7.2 过热器受热面、再热器受热面泄漏的现象、原因及处理见表 12。



表 12 过热器受热面、再热器受热面泄漏的现象、原因及处理

现 象	原 因	处 理
<p>1. 过热器、再热器处有泄漏声，炉墙不严密处伴有烟气和蒸汽喷出现象，过热蒸汽、再热蒸汽流量不正常地降低；</p> <p>2. 炉膛负压减少或者变正，引风机调节挡板不正常地开大，引风机电流增加；</p> <p>3. 泄漏点前蒸汽温度下降，泄漏点后蒸汽温度不稳定；</p> <p>4. 泄漏严重时过热蒸汽、再热蒸汽压力下降，机组负荷下降；</p> <p>5. 泄漏侧烟气温度下降，两侧烟气温度偏差增大</p>	<p>1. 炉水、给水品质长期超标，管内结垢造成局部过热；</p> <p>2. 管壁材质不合格或制造有缺陷；</p> <p>3. 管壁焊接质量不合格或安装有缺陷；</p> <p>4. 管内残留杂物，造成局部过热；</p> <p>5. 燃烧调整不当，过热器、再热器进口烟气温度过高；</p> <p>6. 过热器、再热器附近发生二次燃烧，引起局部超温；</p> <p>7. 炉内屏式受热面膨胀不良，变形造成受热面磨损；</p> <p>8. 炉内屏式受热面耐磨耐火材料脱落后，受热面无法得到有效保护；</p> <p>9. 过热器、再热器区域堵灰，形成烟气走廊，流通部分烟速增加、磨损增大；</p> <p>10. 过热蒸汽温度、再热蒸汽温度保持过高或减温水使用不当，人为造成蒸汽侧热偏差；</p> <p>11. 吹灰器吹灰不当或吹灰器故障，受热面产生热疲劳或吹损减薄；</p> <p>12. 锅炉启动期间疏水不足或低负荷时投用减温水不当，造成管内水塞局部过热；</p> <p>13. 启停时旁路未按规定运行；</p> <p>14. 受热面温度长期大幅度变化造成管壁疲劳损坏；</p> <p>15. 受热面管壁磨损或高温腐蚀严重；</p> <p>16. 受热面固定不牢，长期晃动运行，形成机械磨损；</p> <p>17. 过热蒸汽温度、再热蒸汽温度长期超限运行；</p> <p>18. 受热面受其他受热面泄漏汽流冲刷，管壁变薄</p>	<p>1. 受热面泄漏较轻，能维持蒸汽温度、压力和汽包正常水位时，应将给水自动控制切换至手动控制，加大给水量，维持汽包水位，逐渐降低负荷运行并请示停炉；</p> <p>2. 受热面泄漏严重时，应停止锅炉上水，并按紧急停炉处理；</p> <p>3. 停炉后，应维持 1 台引风机运行，保持炉内负压，控制床温下降速率不超过规定值，必要时可投油助燃，待炉内烟气和蒸汽基本消失后，停用引风机，保持烟道自然通风；</p> <p>4. 停炉后，应继续上水维持水位，维持汽包壁温差和管壁温度在许可范围内，如水位维持困难可根据情况停止上水；</p> <p>5. 停炉后，停用除尘器；</p> <p>6. 过热器泄漏时应适当开启高压旁路和过热器对空排汽门，降低过热器压力；</p> <p>7. 再热器泄漏时应适当开启再热器对空排汽门，降低再热器压力；</p> <p>8. 炉膛内过热屏或再热屏泄漏时，应根据具体情况决定是否清空床料；</p> <p>9. 应严格控制过热器和再热器管壁温度不超过规定值</p>

## 8.7.3 省煤器受热面泄漏的现象、原因及处理见表 13。

表 13 省煤器受热面泄漏的现象、原因及处理

现 象	原 因	处 理
<p>1. 汽包水位下降，给水流量不正常地大于蒸汽流量；</p> <p>2. 泄漏处有异响，泄漏附近区域的烟道不严密处、人孔门处有冒汽、潮湿现象，尾部烟道灰斗有灰浆、灰水流出，除灰设备排灰不畅；</p> <p>3. 炉膛负压控制投自动时，引风机调节挡板不正常地增大，引风机电流增加；</p> <p>4. 省煤器两侧烟气温度偏差增大，泄漏侧排烟温度下降；</p> <p>5. 一、二次风温度均有所降低</p>	<p>1. 炉水、给水品质长期超标，管内结垢造成局部过热；</p> <p>2. 受热面管壁材质不合格或制造有缺陷；</p> <p>3. 受热面管壁焊接质量不合格或安装有缺陷；</p> <p>4. 受热面管内残留杂物，造成局部管壁过热；</p> <p>5. 燃烧调整不当，省煤器进口烟气温度过高；</p> <p>6. 省煤器附近发生二次燃烧，引起局部管壁超温；</p> <p>7. 省煤器区域堵灰，形成烟气走廊，流通部分烟速增加磨损增大；</p> <p>8. 吹灰器吹灰不当或吹灰器故障，受热面产生热疲劳或吹损减薄；</p> <p>9. 锅炉启停过程中省煤器再循环使用不正确，省煤器未得到良好的冷却；</p> <p>10. 给水温度、给水流量经常大幅度变化；</p> <p>11. 给水温度长期超限运行；</p> <p>12. 严重超压；</p> <p>13. 受其他受热面泄漏汽流冲刷，管壁变薄</p>	<p>1. 受热面泄漏较轻能维持汽包正常水位时，应将给水自动控制切换至手动控制，加大给水量，维持汽包水位，逐渐降低负荷运行并请示停炉；</p> <p>2. 受热面泄漏严重时，应停止锅炉上水，并按紧急停炉处理；</p> <p>3. 停炉后，应维持 1 台引风机运行，保持炉内负压，控制床温下降速率不超过规定值，必要时可投油助燃，待炉内烟气和蒸汽基本消失后，停用引风机，保持烟道自然通风；</p> <p>4. 停炉后，应继续上水维持水位，维持汽包壁温差和管壁温度在许可范围内，如水位维持困难可根据情况停止上水，禁止开启省煤器再循环门和对空排汽门；</p> <p>5. 停炉后，停用除尘器；</p> <p>6. 停炉后，应尽快将除尘器、尾部烟道灰斗存灰除尽，疏通管路，防止灰浆沉积，压垮烟道；</p> <p>7. 停炉后，烟道汽水未完全消失前，禁止打开人孔门</p>



## 8.7.4 外置床受热面泄漏的现象、原因及处理见表 14。

表 14 外置床受热面泄漏的现象、原因及处理

现 象	原 因	处 理
1. 外置床发生异常响声, 换热室床压升高且波动; 2. 过热蒸汽、再热蒸汽流量不正常地降低, 泄漏严重时蒸汽压力下降; 3. 炉膛负压控制投自动时, 引风机调节挡板不正常地增大, 引风机电流增加; 4. 炉膛床压、床温波动大; 5. 外置床床温降低, 流化风量可能降低; 6. 外置床进灰不畅; 7. 泄漏严重时联箱与膨胀节处冒出蒸汽	1. 炉水、给水品质长期超标, 管内结垢造成局部过热; 2. 受热面管壁材质不合格或制造有缺陷; 3. 受热面管壁焊接质量不合格或安装有缺陷; 4. 受热面管内残留杂物, 造成局部过热; 5. 锅炉启停或甩负荷过程中, 旁路系统使用不当, 受热面管壁长时间超温; 6. 外置床结焦; 7. 外置床长时间运行, 受热面磨损; 8. 受热面固定方式不当, 机械振动较大; 9. 外置床流化不均匀, 有沟流现象	1. 受热面泄漏较轻, 能维持蒸汽温度、压力和汽包正常水位时, 应将给水自动控制切换至手动控制, 加大给水量, 维持汽包水位, 逐渐降低负荷运行并请示停炉; 2. 受热面泄漏严重时, 应停止锅炉上水, 并按紧急停炉处理; 3. 停炉后, 应维持 1 台引风机运行, 保持炉内负压, 控制床温下降速率不超过规定值, 必要时可投油助燃, 待炉内烟气和蒸汽基本消失后, 停用引风机, 保持烟道自然通风; 4. 停炉后, 应继续上水维持水位, 维持汽包壁温差和管壁温度在许可范围内, 如水位维持困难, 可根据情况停止上水; 5. 停炉后, 停用除尘器; 6. 受热面泄漏时, 应立即停止相应外置床的进灰, 依次增加外置床各室流化风量, 将外置床中物料快速送至炉膛和冷渣器, 同时加强排灰, 放空外置床中物料及床内积水; 7. 过热器泄漏时应适当开启高压旁路和过热器对空排汽门, 降低过热器压力; 8. 再热器泄漏时应适当开启再热器对空排汽门, 降低再热器压力; 9. 为避免外置床再热器泄漏时灰颗粒进入再热器管路, 再热器泄漏发生时, 应适时降低机组真空, 减小再热器吸入灰颗粒的可能性; 10. 应严格控制外置床受热面管壁温度不超过规定值

## 8.8 蒸汽参数异常

## 8.8.1 蒸汽温度高的现象、原因及处理见表 15。

表 15 蒸汽温度高的现象、原因及处理

现 象	原 因	处 理
1. 过热蒸汽、再热蒸汽温度高报警; 2. 过热蒸汽、再热蒸汽温度指示超过规定值	1. 燃烧调整不当, 锅炉负荷增加过快, 造成蒸汽温度高; 2. 燃料系统故障, 燃料不正常波动, 造成蒸汽温度高; 3. 减温水系统或蒸汽温度自动调节装置故障, 减温水量偏少; 4. 给水温度降低 (如高压加热器切除), 炉膛热负荷增加; 5. 烟道或旋风分离器内发生二次燃烧; 6. 烟气调节挡板开度不当; 7. 炉内灰浓度偏高; 8. 煤质特性或粒度偏离设计值; 9. 总风量过大, 一、二次风配比不当; 10. 流化不良, 床面结焦; 11. 汽包安全阀、低温过热器进口安全阀、再热器进口安全阀起座; 12. 受热面设计偏大	1. 控制负荷增加速度; 2. 调整燃料供应; 3. 调整燃煤粒径; 4. 燃烧调整; 5. 适当降低流化风量, 调节一、二次风配比; 6. 调整蒸汽压力, 使安全阀尽快回座; 7. 调节回料器及外置床, 改变炉内灰浓度; 8. 调节流经外置床换热室的灰流量; 9. 提高减温水压力; 10. 提高给水温度; 11. 调节烟气调节挡板开度; 12. 在进行以上调整过程中, 如果蒸汽温度仍不正常升高, 应立即解除减温水自动控制, 增加减温水量使蒸汽温度恢复正常; 再热蒸汽温度不正常升高时, 可根据再热蒸汽温度和再热器管壁温度的上升情况投入微量喷水, 必要时还可投入事故喷水减温器; 13. 蒸汽温度超过规定值时, 应降低机组负荷、降低参数运行, 如果处理过程中蒸汽温度已超过 550℃, 采取措施无效, 应请示停炉; 14. 如果属于设计原因, 可以考虑对受热面进行必要的改造



## 8.8.2 蒸汽温度低的现象、原因及处理见表 16。

表 16 蒸汽温度低的现象、原因及处理

现 象	原 因	处 理
1. 过热蒸汽或再热蒸汽温度低报警; 2. 过热蒸汽或再热蒸汽温度指示低于规定值	1. 燃烧调整不当, 锅炉负荷增加过快, 造成蒸汽温度低; 2. 燃料系统故障, 燃料不正常波动, 造成蒸汽温度低; 3. 减温水系统或蒸汽温度自动调节装置故障, 减温水量偏多; 4. 烟气调节挡板开度不当; 5. 炉内灰浓度偏低; 6. 煤质特性或粒度偏离设计值; 7. 总风量过小, 一、二次风配比不当; 8. 流化不良, 床面结焦; 9. 过热器或再热器积灰严重; 10. 蒸汽严重带水; 11. 受热面设计偏小	1. 控制负荷增加速度; 2. 调整燃料供应; 3. 调整燃煤粒径; 4. 燃烧调整; 5. 适当增加流化风量, 调节一、二次风配比; 6. 调节回料器及外置床, 改变炉内灰浓度; 7. 调节流经外置床换热室的灰流量; 8. 加强过热器和再热器受热面的吹灰; 9. 调节烟气调节挡板开度; 10. 在进行以上调整过程中, 如果蒸汽温度仍不正常降低, 应立即解除减温水自动控制, 减少减温水量使蒸汽温度恢复正常, 根据过热蒸汽、再热蒸汽温度下降情况, 适当开启过热器、再热器疏水门; 11. 蒸汽温度低于规定值时, 应降低机组负荷, 降低参数运行; 12. 如果属于设计原因, 可以考虑对受热面进行必要的改造

## 8.8.3 蒸汽压力高的现象、原因及处理见表 17。

表 17 蒸汽压力高的现象、原因及处理

现 象	原 因	处 理
1. 过热蒸汽或再热蒸汽压力高报警; 2. 过热蒸汽或再热蒸汽压力指示高于规定值; 3. 排汽阀或安全阀动作, 炉顶有排汽声	1. 机组用负荷或汽轮机跳闸; 2. 运行人员操作调整不当; 3. 给煤机故障, 给煤量过大; 4. 煤质特性变化大, 发现处理不及时	1. 立即解除燃烧自动控制, 减少给煤量, 电负荷低时应增加电负荷; 2. 当压力继续升高时, 应适当开启对空排汽阀进行降压, 必要时可适当开启旁路门

## 8.8.4 蒸汽压力低的现象、原因及处理见表 18。

表 18 蒸汽压力低的现象、原因及处理

现 象	原 因	处 理
1. 过热蒸汽或再热蒸汽压力低报警; 2. 过热蒸汽或再热蒸汽压力指示低于规定值	1. 电负荷突然增加; 2. 运行人员操作调整不当; 3. 给煤机故障或煤仓断煤, 给煤量过小; 4. 煤质特性变化大, 发现处理不及时; 5. 水冷壁泄漏	1. 立即解除燃烧自动控制, 增加给煤量, 风量不足时应适当增加风量; 2. 如果是给煤故障所致, 应立即增加其余给煤机出力; 3. 降低运行负荷; 4. 如果是水冷壁泄漏所致, 应停炉处理

## 8.9 安全阀故障

安全阀故障的现象、原因及处理见表 19。



表 19 安全阀故障的现象、原因及处理

现 象	原 因	处 理
1. 安全阀达到动作压力时拒动; 2. 安全阀未到动作压力时误动; 3. 安全阀动作后不回座	1. 安全阀有卡涩现象; 2. 弹簧材料不良; 3. 安全阀校验不合格	1. 安全阀达到动作压力拒动时, 应及时开启对空排汽阀, 如果对空排汽阀无法打开或不足以降压, 应紧急停炉, 同时打开所有疏水门; 2. 安全阀未到动作压力误动时, 应迅速调整水位, 水位到达 MFT 连锁保护动作条件时, 应立即停炉; 3. 安全阀动作后不回座, 应立即停炉

## 8.10 喷水减温器故障

喷水减温器故障的现象、原因及处理见表 20。

表 20 喷水减温器故障的现象、原因及处理

现 象	原 因	处 理
1. 一侧蒸汽温度和管壁温度异常升高或降低; 2. 两侧过热器、再热器管壁温度偏差异常增大; 3. 两侧过热蒸汽、再热蒸汽温度偏差增大; 4. 两侧过热蒸汽、再热蒸汽减温水量异常增大	1. 喷水减温器喷嘴堵塞; 2. 喷水减温器喷嘴脱落; 3. 喷水减温器套筒移位; 4. 喷水减温器阀门故障, 减温水管道泄漏	1. 如果蒸汽温度超过规定值, 则降负荷运行, 维持蒸汽温度正常; 2. 喷水减温器喷嘴堵塞时, 用蒸汽进行反冲洗; 3. 喷水减温器喷嘴脱落时, 关小或关闭减温水, 保持蒸汽温度稳定; 4. 如果蒸汽温度或受热面管壁温度超过规定值, 经调整无效, 应请示停炉

## 8.11 风机运行异常

8.11.1 一次风机运行异常的现象、原因及处理见表 21。

表 21 一次风机运行异常的现象、原因及处理

现 象	原 因	处 理
1. 一次风机电流超过额定值; 2. 风机振动大、窜轴, 转子与外壳发生摩擦; 3. 轴承温度不正常升高; 4. 2 台一次风机同时运行时, 其中 1 台跳闸后, 炉膛负压增大, 事故报警, 跳闸一次风机出口、入口挡板自动关闭, 未跳闸风机电流增大, 入口挡板自动开大; 5. 唯一运行的 1 台一次风机或同时运行的 2 台一次风机全部跳闸时, 炉膛负压急剧增大, 锅炉跳闸 (BT); 6. 风机跳闸后电流为零, 事故报警	1. 电动机过电流; 2. 叶片磨损严重、叶片腐蚀或积灰, 使之失去平衡, 发生振动; 3. 轴承润滑油品质不良或冷却水中断, 轴承温度高; 4. 叶轮与轴之间松弛, 地脚螺栓松动; 5. 风机平衡未找好或电动机中心找正未找好; 6. 电动机故障跳闸; 7. 运行人员误按事故按钮; 8. 电气故障; 9. 厂用电中断	1. 如果发现电动机过电流、风机振动过大或轴承温度超过规定值, 有损害设备运行危险时, 应紧急停止该台风机, 待查明原因后尽快恢复运行; 2. 2 台一次风机运行, 其中 1 台故障跳闸前无过电流现象或机械缺陷, 且 MFT 连锁保护未动作, 可强行合闸一次, 如成功则应恢复正常运行, 如强行合闸无效, 应将故障风机置于停止位, 关闭其出口、入口挡板, 开大另一台一次风机挡板, 增加出力, 调整炉膛负压, 但不能超过额定电流, 密切监视床温、床压变化; 如果跳闸风机有过电流或异常现象, 则不允许强行合闸, 应及时增加在运一次风机出力, 保证良好流化, 并减少引风机出力, 增加在运二次风机出力, 调整炉膛负压, 降低锅炉负荷, 维持床压、床温的平稳; 若 MFT 动作, 则应按压火处理; 3. 唯一运行的 1 台一次风机或同时运行的 2 台一次风机全部跳闸时, 锅炉跳闸, 应按紧急停炉处理



## 8.11.2 二次风机运行异常的现象、原因及处理见表 22。

表 22 二次风机运行异常的现象、原因及处理

现 象	原 因	处 理
1. 二次风机电流超过额定值; 2. 风机振动大、窜轴, 转子与外壳发生摩擦; 3. 轴承温度不正常升高; 4. 2 台二次风机同时运行时, 其中 1 台跳闸后, 炉膛负压增大, 事故报警, 跳闸二次风机出口、入口挡板自动关闭, 未跳闸风机电流增大, 入口挡板自动开大; 5. 唯一运行的 1 台二次风机或同时运行的 2 台二次风机全部跳闸时, 炉膛负压急剧增大, MFT 连锁保护动作; 6. 风机跳闸后电流为零, 事故报警	1. 电动机过电流; 2. 叶片磨损严重、腐蚀或积灰, 使之失去平衡, 发生振动; 3. 轴承润滑油品质不良或冷却水中断, 轴承温度高; 4. 叶轮与轴之间松弛, 地脚螺丝松动; 5. 风机平衡未找好或电动机中心找正未找好; 6. 电动机故障跳闸; 7. 运行人员误按事故按钮; 8. 电气故障; 9. 厂用电中断	1. 如果发现电动机过电流、风机振动过大或轴承温度超过规定值, 有损害设备运行危险时, 应紧急停止该台风机, 待查明原因后尽快恢复运行; 2. 2 台二次风机运行, 其中 1 台故障跳闸前无过电流现象或机械缺陷, 且 MFT 连锁保护未动作, 可强行合闸一次, 如成功则应恢复正常运行, 如强行合闸无效, 应将故障风机置于停止位, 关闭其出口、入口挡板, 开大另一台二次风机挡板, 增加出力, 调整炉膛负压, 但不能过电流, 密切监视床温、床压变化; 如果跳闸风机有过电流或异常现象, 则不允许强行合闸, 应及时增加在运二次风机出力, 保证良好流化, 并减少引风机出力, 增加在运一次风机出力, 调整炉膛负压, 降低锅炉负荷, 维持床压、床温的平稳; 3. 唯一运行的 1 台二次风机或同时运行的 2 台二次风机全部跳闸时, 锅炉 MFT 连锁保护动作, 锅炉应快速降低锅炉负荷

## 8.11.3 引风机运行异常的现象、原因及处理见表 23。

表 23 引风机运行异常的现象、原因及处理

现 象	原 因	处 理
1. 引风机电流超过额定值; 2. 风机振动大、窜轴, 转子与外壳发生摩擦; 3. 轴承温度不正常升高; 4. 2 台引风机同时运行时, 其中 1 台跳闸后, 炉膛负压减小, 事故报警, 跳闸引风机出口、入口挡板自动关闭, 未跳闸风机电流增大, 入口挡板自动开大; 5. 唯一运行的 1 台引风机跳闸或同时运行的 2 台引风机全部跳闸时, 炉膛负压急剧减小, 锅炉跳闸; 6. 风机跳闸后电流为零, 事故报警	1. 电动机过电流; 2. 叶片磨损严重、腐蚀或积灰, 使之失去平衡, 发生振动; 3. 轴承润滑油品质不良或冷却水中断, 轴承温度高; 4. 叶轮与轴之间松弛, 地脚螺丝松动; 5. 风机平衡未找好或电动机中心找正未找好; 6. 电动机故障跳闸; 7. 运行人员误按事故按钮; 8. 电气故障; 9. 厂用电中断	1. 如果发现电动机过电流、风机振动过大或轴承温度超过规定值, 有损害设备运行危险时, 应紧急停止该台风机, 待查明原因后尽快恢复运行; 2. 2 台引风机运行, 其中 1 台故障跳闸前无过电流现象或机械缺陷, 且 MFT 连锁保护未动作, 可强行合闸一次, 如成功则应恢复正常运行, 如强行合闸无效, 应将故障风机置于停止位, 关闭其出口、入口挡板, 开大另一台引风机挡板, 增加出力, 调整炉膛负压, 但不能过电流, 密切监视床温、床压变化; 如果跳闸风机有过电流或异常现象, 则不允许强行合闸, 应快速降低锅炉负荷, 调整炉膛负压, 维持床压、床温的平稳; 3. 唯一运行的 1 台一次风机跳闸或 2 台引风机全部跳闸时, 锅炉跳闸, 应按紧急停炉处理

## 8.11.4 高压流化风机运行异常的现象、原因及处理见表 24。



表 24 高压流化风机运行异常的现象、原因及处理

现 象	原 因	处 理
1. 高压流化风机电流超过额定值; 2. 风机振动大、窜轴, 转子或外壳发生摩擦; 3. 轴承温度不正常升高; 4. 在运高压流化风机 1 台跳闸后, 事故报警, 备用风机联动启动; 5. 在运高压流化风机全部跳闸后, 事故报警, 回料器、外置床风室压力降低, 流化风流量降低, 严重时返料管堵塞; 6. 炉膛负压急剧增大, MFT 连锁保护动作; 7. 风机跳闸后电流为零, 事故报警	1. 电动机过电流; 2. 叶片磨损严重、腐蚀或积灰, 使之失去平衡, 发生振动; 3. 轴承润滑油品质不良或冷却水中断, 轴承温度高; 4. 叶轮与轴之间松弛, 地脚螺丝松动; 5. 风机平衡未找好或电动机中心找正未找好; 6. 电动机故障跳闸; 7. 运行人员误按事故按钮; 8. 电气故障; 9. 厂用电中断	1. 故障风机跳闸、备用风机联动启动成功后, 立即调整风压至规定值, 同时将故障风机置于停止位; 2. 如果联启备用风机不成功, 应立即手动启动, 如果仍不成功, 同时跳闸风机前无过电流现象或机械缺陷, 可强行合闸一次, 如果跳闸风机有过电流现象或机械缺陷, 则不允许强行合闸, 锅炉 MFT 连锁保护动作, 应按紧急停炉处理; 3. 如果发现电动机过电流、风机振动过大或轴承温度超过规定值, 有损害设备运行危险时, 应紧急停止该台风机, 待查明原因并消除后, 方可恢复运行

## 8.12 回转式空气预热器故障

回转式空气预热器故障的现象、原因及处理见表 25。

表 25 回转式空气预热器故障的现象、原因及处理

现 象	原 因	处 理
1. 电动机跳闸后, 电流为零, 事故报警; 2. 热风温度降低, 排烟温度升高	1. 传动部件卡涩、密封板损坏; 2. 转子与外壳之间有杂物; 3. 受热面严重堵灰; 4. 减速机、离合器故障; 5. 电气设备故障; 6. 轴承损坏或轴承温度超过规定值	1. 回转式空气预热器跳闸前无过电流现象或机械缺陷, 可以强行合闸一次, 如果合闸成功, 则应查明原因并加以消除; 2. 如果合闸无效, 应按紧急停炉处理

## 8.13 尾部烟道二次燃烧

尾部烟道二次燃烧的现象、原因及处理见表 26。

表 26 尾部烟道二次燃烧的现象、原因及处理

现 象	原 因	处 理
1. 尾部烟道烟气温度不正常地升高; 2. 一、二次风温度不正常地升高; 3. 氧量显示不正常地降低; 4. 炉膛和烟道负压剧烈变化, 引风机电流增大并开始摆动; 5. 烟道不严密处向外冒烟或喷出火星, 严重时烟道防爆门动作; 6. 回转式空气预热器电动机电流增加; 7. 过热蒸汽温度、省煤器出口水温升高	1. 启动过程中操作不当, 油燃烧器雾化不良, 使可燃物在尾部烟道沉积; 2. 启动过程中投煤过早, 部分没有燃尽的煤粉在尾部烟道沉积; 3. 启停、低负荷运行或压火过程中床温过低, 使可燃物在尾部烟道沉积; 4. 运行风速过低, 使可燃物在尾部烟道沉积; 5. 尾部烟道吹灰器故障或吹灰不及时, 没有有效清除可燃物; 6. 燃烧调整不当, 风煤配比严重失调	1. 当尾部烟道烟气温度不正常地升高时, 应迅速查明原因, 利用燃烧调整、加强受热面吹灰等手段减少可燃物沉积量; 2. 如确定发生尾部烟道二次燃烧, 应紧急停炉, 停用全部风机, 关闭烟气调节挡板和全部风机挡板, 禁止通风; 3. 如有条件启动消防系统, 应及时启动消防蒸汽灭火, 情况严重恶化时也可使用喷水灭火; 4. 保持锅炉连续少量进水、投入高压旁路、开启再热器排空阀以冷却省煤器、过热器、再热器; 5. 待尾部烟道烟气温度恢复正常后, 再打开检查孔, 进行设备损坏情况检查和清理; 6. 具备启动条件, 确认无火、设备无损坏后方可重新启动, 启动前应加强通风吹扫



## 8.14 炉膛爆燃

炉膛爆燃的现象、原因及处理见表 27。

表 27 炉膛爆燃的现象、原因及处理

现 象	原 因	处 理
1. 炉膛压力急剧升高， 锅炉 BT 连锁保护动作； 2. 严重时，水冷壁或尾部烟道开裂； 3. 锅炉一、二次风压急剧升高	1. 投煤温度低于煤的着火温度，点火初期投煤量过大； 2. 长时间煤油混烧，油燃烧器雾化不好或油燃烧器熄火后通风不充分，可燃气体在炉内积聚； 3. 流化不良，细煤粒在炉膛内大量积聚； 4. 煤质特性剧烈变化或煤挥发分低，燃烧不完全或燃烧推迟； 5. 压火后启动操作不当； 6. 炉膛中 CO 浓度过高； 7. 风帽漏渣； 8. 油燃烧器漏油； 9. 锅炉翻床时操作不当	1. 点火启动过程中，不得在低床温下强行投煤，不得大量投煤； 2. 油燃烧器投运时，应保证油压稳定、雾化正常、燃烧充分，油枪熄火后，应及时关闭油路进行吹扫，充分通风后方可再次点火； 3. 任何条件下，流化风量均应大于临界流化风量； 4. 压火后启动时，应严格按照规程进行吹扫； 5. 加强对床温、氧量、炉膛压力的监视，对异常现象及时发现和处理； 6. 尾部烟道 CO 浓度升高时，应加强吹灰； 7. 发生回料器堵灰，应增加炉膛流化风量，改善流化质量，必要时减小给煤量； 8. 避免煤质特性大幅度波动； 9. 及时监控风室漏渣，采取措施处理； 10. 油燃烧器漏油时，除停用系统外，还应关闭各燃油快关阀前的手动门； 11. MFT 连锁保护动作后，按紧急停炉处理

## 8.15 炉墙破损

炉墙破损的现象、原因及处理见表 28。

表 28 炉墙破损的现象、原因及处理

现 象	原 因	处 理
1. 炉墙护板和耐火保温材料脱落； 2. 炉墙支架、刚性梁发热甚至烧红； 3. 炉墙严重漏风或向外冒烟火	1. 发生炉膛爆炸或尾部烟道二次燃烧； 2. 炉墙设计安装有缺陷； 3. 耐磨耐火材料质量不良； 4. 运行控制不当，风烟系统压力剧烈变化	1. 如果炉墙破损不严重，可降低负荷继续运行，适当增加炉膛负压，严密监视炉墙破损发展情况； 2. 如果炉墙破损严重，不能维持炉膛负压，或钢架、横梁烧红，应紧急停炉

## 8.16 床温异常

床温异常的现象、原因及处理见表 29。

表 29 床温异常的现象、原因及处理

现 象	原 因	处 理
1. 床温高或低报警； 2. 局部床温异常	1. 给煤机工作不正常，给煤异常或给煤不均匀； 2. 煤质特性或粒度偏离设计值； 3. 床温测量热电偶故障； 4. 灰循环回路的旋风分离器、回料器、外置床运行异常； 5. 燃烧调整不当，一、二次风配比失调； 6. 床压过低或过高； 7. 床面结焦； 8. 流化异常	1. 床温高时可适当增加一次风率或调整外置床灰流量，如果效果不明显也可减小给煤量，降低负荷运行； 2. 床温低时可适当降低一次风率或调整外置床，如果效果不明显也可增加给煤量，增加锅炉负荷； 3. 密相区床温差异增大时，应增加一次风率并加强排渣，待床温恢复正常后，再将风量复原； 4. 检查床温测量热电偶，及时消除故障； 5. 燃烧调整至合适的一、二次风配比； 6. 检查煤仓及给煤机，调整给煤均匀性； 7. 检查煤破碎系统，发生故障时及时处理； 8. 检查灰循环回路的旋风分离器、回料器、外置床运行状况，如果出现堵塞应尝试疏通，疏通无效应及时停炉处理



## 8.17 床压异常

床压异常的现象、原因及处理见表 30。

表 30 床压异常的现象、原因及处理

现 象	原 因	处 理
1. 床压高或低报警; 2. 冷渣器排渣量不正常地增加或减少; 3. 风室压力过高或过低	1. 冷渣器故障, 排渣量过小或过大; 2. 落渣管堵塞, 排渣不畅或不能排渣; 3. 煤质特性或粒度偏离设计值; 4. 给煤量或给石灰石量大幅波动; 5. 床压测量元件故障; 6. 一次流化风量大幅波动; 7. 锅炉负荷增减过快; 8. 灰循环回路的旋风分离器、回料器、外置床运行异常	1. 床压高时, 可适当增加冷渣器排渣量, 减少给煤及给石灰石量, 调整一次风率; 必要时, 适当降低负荷运行; 2. 床压低时, 可适当降低冷渣器排渣量, 调整一次风率, 必要时补充床料; 3. 检查床压测点, 及时消除故障; 4. 及时排除冷渣器或排渣管故障; 5. 检查煤破碎系统, 发生故障时及时处理; 6. 调整一、二次风配比; 7. 检查灰循环回路的旋风分离器、回料器、外置床运行状况, 如果出现堵塞应尝试疏通, 疏通无效应及时停炉处理

## 8.18 床面结焦

床面结焦的现象、原因及处理见表 31。

表 31 床面结焦的现象、原因及处理

现 象	原 因	处 理
1. 局部床温异常, 床温和压差分布不均; 2. 床压波动幅度变小或不波动; 3. 风室压力异常; 4. 炉膛压力波动大; 5. 排渣困难; 6. 氧量增大; 7. 从看火观察孔可以看到焦块、床料在炉内不正常地运动或床面颜色变暗	1. 流化风量过低, 流化不良; 2. 床压过低, 料层过薄; 3. 床温过高, 煤的灰熔点过低; 4. 炉膛风帽堵塞或脱落的耐磨耐火材料等杂物堵塞床面; 5. 煤质特性或粒度偏离设计值, 调整不及时; 6. 给煤不均匀、偏给煤; 7. 灰循环回路的旋风分离器、回料器、外置床运行异常; 8. 长时间煤油混烧, 油燃烧器雾化不好; 9. 煤的挥发分低, 在旋风分离器和回料器内燃烧份额过大	1. 适当降低床温, 增大一次风量和下二次风量; 2. 维持正常床压, 加入粒度合格的床料, 增大排渣量, 置换床料; 3. 调整给煤; 4. 检查煤破碎系统, 发生故障时及时处理; 5. 检查灰循环回路的旋风分离器、回料器、外置床运行状况, 如果出现堵塞应尝试疏通; 6. 如果因为炉膛风帽堵塞或脱落的耐磨耐火材料等杂物堵塞床面, 应及时疏通; 7. 调整无效, 应停炉处理

## 8.19 料层流化不良

料层流化不良的现象、原因及处理见表 32。

表 32 料层流化不良的现象、原因及处理

现 象	原 因	处 理
1. 床温分布不均; 2. 风室风压不稳, 炉膛负压波动大; 3. $\text{NO}_x$ 、 $\text{SO}_2$ 排放浓度波动大	1. 料层高度过高或过低; 2. 床料粒度偏离设计值; 3. 风量过低; 4. 炉膛风帽堵塞或脱落的耐磨耐火材料等杂物堵塞床面;	1. 适当增大一次风量; 2. 调整给煤量或给石灰石量; 3. 维持正常床压, 加入粒度合格的床料, 增大排渣量, 置换床料;

表 32 (续)

现 象	原 因	处 理
1. 床温分布不均; 2. 风室风压不稳, 炉膛负压波动大; 3. $\text{NO}_x$ 、 $\text{SO}_2$ 排放浓度波动大	5. 风机故障、风门误动或运行人员误操作; 6. 灰循环回路的旋风分离器、回料器、外置床运行异常; 7. 局部结焦; 8. 冷渣器故障	4. 检查煤破碎系统, 发生故障时及时处理; 5. 检查灰循环回路的旋风分离器、回料器、外置床运行状况, 如果出现堵塞应尝试疏通; 6. 如果因为炉膛风帽堵塞或有脱落的耐磨耐火材料等杂物堵塞床面, 应及时疏通; 7. 调整无效, 应停炉处理

## 8.20 翻床

翻床的现象、原因及处理见表 33。

表 33 翻床的现象、原因及处理

现 象	原 因	处 理
1. 炉膛两侧床压呈波浪状往复振动, 且振幅有逐渐增大的趋势; 2. 两侧一次风量不平衡, 风系统喘振; 3. 两侧床温不平衡; 4. 外置床床压异常波动; 5. 汽温、汽压大幅波动, 水位难以控制	1. 运行人员控制不当; 2. 给煤及给石灰石不均匀, 粒度偏离设计值; 3. 炉膛两侧配风不当; 4. 自动控制系统响应不及时; 5. 床面结焦; 6. 灰循环回路的旋风分离器、回料器、外置床运行异常; 7. 锅炉床压较高; 8. 水冷壁泄漏	1. 调节床压调节器的设定值, 控制两侧炉膛总压差值 $\Delta p_1$ 的偏差; 2. 迅速调整两侧一次风量, 增加床压偏高一侧一次风量, 减小床压偏低一侧一次风量, 必要时, 降低负荷; 3. 调整两侧排渣量; 4. 检查灰循环回路的旋风分离器、回料器、外置床运行状况, 如果出现堵塞应尝试疏通; 5. 降低两侧给煤量, 防止给煤量过大造成调整过程中发生爆燃; 6. 调整无效且两侧床压振幅有增大趋势时, 应停炉处理

## 8.21 油枪燃烧不良

油枪燃烧不良的现象、原因及处理见表 34。

表 34 油枪燃烧不良的现象、原因及处理

现 象	原 因	处 理
1. 油枪着火不稳定; 2. 火焰不明显; 3. 有未燃炭形成的火星; 4. 火焰形状不规则	1. 油温低; 2. 配风偏小; 3. 油压调节不当, 雾化不良; 4. 积炭或杂质堵塞油枪喷嘴	1. 检查油温、油压和雾化是否正常, 如有异常, 查明原因及时处理; 2. 检查系统配风是否正常; 3. 及时清理油喷嘴的堵塞物; 4. 燃烧严重不良时, 应停运油枪

## 8.22 燃油管道破裂

燃油管道破裂的现象及处理见表 35。

表 35 燃油管道破裂的现象及处理

现 象	处 理
1. 燃油压力迅速降低、破裂处大量燃油喷出; 2. 破裂处遇有明火或高温管道后, 喷出的燃油起火燃烧	1. 燃油管道破裂时, 应立即将破裂处与系统隔离, 必要时停止供油泵, 清除积油, 修复管道, 恢复正常供油; 2. 如果发生火灾, 立即用消防器灭火, 并报火警; 3. 如果事故威胁锅炉安全运行, 应立即停炉



## 8.23 燃煤系统异常

## 8.23.1 给煤机超速的现象、原因及处理见表 36。

表 36 给煤机超速的现象、原因及处理

现 象	原 因	处 理
1. 故障给煤机给煤量突然增大; 2. 烟气氧量迅速下降; 3. 床温上升; 4. 炉膛正压在引风未投自动时增大; 5. 蒸汽流量、压力、温度上升	1. 电气故障, 给煤机失控; 2. 热工控制故障, 给煤机失控	1. 立即手动将给煤机转速调至最小, 并停运故障给煤机, 查明原因, 采取相应措施, 消除故障后予以恢复; 2. 根据床温和蒸汽流量变化情况, 及时调整其余给煤机出力, 维持燃烧稳定; 3. 重新启动给煤机时, 增加转速应缓慢进行

## 8.23.2 给煤机跳闸的现象、原因及处理见表 37。

表 37 给煤机跳闸的现象、原因及处理

现 象	原 因	处 理
1. 给煤机跳闸报警; 2. 跳闸给煤机给煤量及电流无显示; 3. 给煤机内温度升高; 4. 落煤管温度升高; 5. 烟气氧量迅速上升; 6. 床温下降; 7. 炉膛负压在引风未投自动时增大; 8. 蒸汽流量、压力、温度下降	1. 电气故障或机械故障造成给煤机跳闸; 2. 煤中水分高或煤中混入异物造成给煤机出口堵塞, 使给煤机停转; 3. 给煤机刮板卡链、断链、漂链; 4. 给煤机皮带打滑或断裂; 5. 热工控制故障	1. 立即停运故障给煤机, 查明原因, 采取相应措施, 消除故障后予以恢复; 2. 根据床温和蒸汽流量变化情况, 及时调整其余给煤机出力, 维持燃烧稳定; 3. 及时疏通堵煤部位; 4. 重新启动给煤机时, 增加转速应缓慢进行

## 8.23.3 煤仓堵煤的现象、原因及处理见表 38。

表 38 煤仓堵煤的现象、原因及处理

现 象	原 因	处 理
1. 断煤信号报警; 2. 给煤机给煤量无显示; 3. 给煤机内温度升高; 4. 落煤管温度升高; 5. 烟气氧量迅速上升; 6. 床温下降; 7. 炉膛负压在引风未投自动时增大; 8. 蒸汽流量、压力、温度下降; 9. 煤仓煤位低	1. 煤中水分高或煤中混入异物造成煤仓落煤管堵塞; 2. 煤仓搭桥或空仓; 3. 振打装置故障; 4. 热工控制故障; 5. 煤仓设计不合理	1. 应立即停运给煤机, 查明原因, 采取相应措施, 消除故障后予以恢复; 2. 如果落煤管堵塞, 应及时进行疏通; 3. 如果煤仓煤位低, 应减小相应给煤机出力直至停运, 关闭给煤机出、入口门; 4. 如果煤仓出现空仓, 应关闭给煤机出口、入口门, 停运给煤机, 防止烧坏皮带

## 8.24 灰循环回路异常

## 8.24.1 旋风分离器堵塞的现象、原因及处理见表 39。

表 39 旋风分离器堵塞的现象、原因及处理

现 象	原 因	处 理
1. 旋风分离器下部立管压力高报警; 2. 旋风分离器下部松动风量持续下降; 3. 在负荷不变的情况下, 炉膛总差压下降	1. 旋风分离器长时间超温运行; 2. 旋风分离器立管被焦块或脱落的耐磨耐火材料堵塞; 3. 旋风分离器中心筒脱落; 4. 旋风分离器发生二次燃烧; 5. 回料器松动风量偏低; 6. 回料器松动风室风帽堵塞	1. 迅速降低负荷, 必要时停止给煤机运行; 2. 调节松动风量进行扰动, 直至立管堵塞疏通; 3. 疏通过程中应加强对床温、床压的监视, 防止运行参数大幅度波动; 4. 如果堵塞无法消除, 应停炉处理

## 8.24.2 回料器堵塞的现象、原因及处理见表 40。

表 40 回料器堵塞的现象、原因及处理

现 象	原 因	处 理
1. 回料器高料位报警; 2. 松动风室压力异常下降, 回料器进口压力上升; 3. 回料器温度异常升高; 4. 床压下降, 床温上升; 5. 蒸汽流量、压力、温度下降	1. 回料器长时间超温运行; 2. 回料器发生二次燃烧; 3. 回料器被焦块或脱落的耐磨耐火材料堵塞; 4. 回料器风量调整不当; 5. 回料器风帽堵塞	1. 迅速降低负荷, 必要时停止给煤机运行; 2. 调节回料器风量进行扰动, 直至回料器堵塞疏通; 3. 疏通过程中加强床温、床压的监视, 防止运行参数大幅度波动; 4. 如果堵塞无法消除, 应停炉处理

## 8.24.3 回料器烟气反窜的现象、原因及处理见表 41。

表 41 回料器烟气反窜的现象、原因及处理

现 象	原 因	处 理
1. 回料器低料位报警; 2. 返料风压波动; 3. 炉内床料减少, 床压下降; 4. 返料管温度及旋风分离器立管温度升高; 5. 床温上升, 蒸汽流量、压力和温度下降; 6. 飞灰可燃物增加	1. 回料器风帽堵塞; 2. 回料器返料风量调整不当, 返料管及旋风分离器立管料位过低, 被吹空; 3. 床料粒度偏离设计值, 循环物料量过少	1. 调整回料器返料风量; 2. 向炉内添加粒度合适的床料

## 8.24.4 外置床堵塞的现象、原因及处理见表 42。

表 42 外置床堵塞的现象、原因及处理

现 象	原 因	处 理
1. 外置床温度异常降低, 对应的换热器出口温度相应下降; 2. 进灰不畅时, 外置床风室压力下降; 3. 出灰不畅时, 外置床风室压力升高, 外置床床压升高; 4. 外置床换热室和返料室出现较大温差	1. 外置床发生二次燃烧; 2. 外置床被焦块或脱落的耐磨耐火材料堵塞; 3. 外置床进灰控制系统发生故障; 4. 外置床风量调整不当; 5. 外置床风帽堵塞	1. 迅速降低负荷, 必要时停止给煤机运行; 2. 调节外置床风量进行扰动, 直至外置床堵塞疏通; 3. 疏通过程中加强床温、床压的监视, 防止运行参数大幅度波动; 4. 外置床进灰控制系统发生故障, 应及时处理; 5. 如果堵塞无法消除, 应停炉处理



## 8.25 厂用电中断

厂用电中断的现象、原因及处理见表 43。

表 43 厂用电中断的现象、原因及处理

现 象	原 因	处 理
1. 高压、低压的电压表和电流表回零，所有运行中的高压或低压电动机停止运动； 2. 低压保护动作，信号闪光，事故声响报警，锅炉主燃料跳闸动作	1. 电力系统发生故障； 2. 发电机故障； 3. 厂用工作电源故障，备用电源未能投入	1. 高压厂用电源部分中断，未造成锅炉 MFT 连锁保护动作时，应根据具体情况，保持适当负荷，迅速调整燃烧，保持各参数稳定，尽快恢复电源； 2. 厂用电源中断造成锅炉 MFT 连锁保护动作时，应按锅炉 MFT 连锁保护动作处理，首先将跳闸转机开关复位，待电源恢复后重新启动

## 8.26 热控仪表电源中断

热控仪表电源中断的现象、原因及处理见表 44。

表 44 热控仪表电源中断的现象、原因及处理

现 象	原 因	处 理
1. 电动机执行机构指示灯灭，开度指示异常，无法对设备进行电动遥控操作； 2. 仪表指示异常	1. 电气系统及母线故障； 2. 开关或隔离开关故障，备用电源未投入	1. 将自动控制切换至手动控制； 2. 如果热工电源中断，仍能监视蒸汽温度、蒸汽压力、水位等主要参数，应尽量保持机组负荷稳定，尽快恢复电源，同时监视汽包就地水位计、一次压力表，并参照汽轮机有关参数值进行调整； 3. 如果热工电源中断不能恢复，无法监视蒸汽温度、蒸汽压力、水位等主要参数或参数达到停炉规定值时，应按紧急停炉处理

## 8.27 控制系统操作员站故障

控制系统操作员站故障的现象及处理见表 45。

表 45 控制系统操作员站故障的现象及处理

现 象	处 理
1. 部分控制系统操作员站故障时，部分操作员站黑屏或死机； 2. 全部控制系统操作员站故障时，所有上位机黑屏或死机，机组跳闸	1. 当部分控制系统操作员站故障时，应由可用的控制系统操作员站继续承担机组的监控任务，同时及时恢复故障控制系统操作员站； 2. 全部控制系统操作员站故障时，机组跳闸，应按紧急停炉处理

## 8.28 电气负荷骤减

电气负荷骤减的现象、原因及处理见表 46。

表 46 电气负荷骤减的现象、原因及处理

现 象	原 因	处 理
1. 蒸汽压力急剧升高，蒸汽流量急剧下降，控制不当时安全阀启座； 2. 汽包水位先下降后升高，蒸汽温度升高	1. 电力系统故障； 2. 发电机或汽轮机故障； 3. 操作失误	1. 根据机组负荷情况，迅速减少给煤量和给水量，及时调整，防止超压，稳定燃烧，保持各参数正常稳定；

表 46 (续)

现 象	原 因	处 理
1. 蒸汽压力急剧升高, 蒸汽流量急剧下降, 控制不当时安全阀启座; 2. 汽包水位先下降后升高, 蒸汽温度升高	1. 电力系统故障; 2. 发电机或汽轮机故障; 3. 操作失误	2. 蒸汽压力过高, 投入高压、低压加热旁路系统, 打开对空排汽阀或投入蒸汽旁路系统; 3. 如果汽轮机或发电机发生故障跳闸时, 锅炉应维持最低负荷运行, 如果必要还可采取压火处理, 同时做好汽轮机冲转准备

8.29 SO<sub>2</sub>排放超标

SO<sub>2</sub>排放超标的现象、原因及处理见表 47。

表 47 SO<sub>2</sub>排放超标的现象、原因及处理

现 象	原 因	处 理
1. SO <sub>2</sub> 排放浓度迅速增加; 2. SO <sub>2</sub> 排放超标报警	1. 负荷增加过快; 2. 床温增加; 3. 石灰石添加量减少; 4. 石灰石输送系统故障, 石灰石添加中断; 5. SO <sub>2</sub> 排放测量系统故障; 6. 煤质特性变化, 含硫量增加; 7. 石灰石品质或粒度偏离设计值	1. 控制机组负荷增加速度; 2. 燃烧调整, 降低床温; 3. 增加石灰石添加量; 4. 恢复石灰石输送系统运行; 5. 校验并恢复 SO <sub>2</sub> 排放测量系统; 6. 加强煤质特性监控; 7. 加强石灰石品质监控

8.30 NO<sub>x</sub>排放超标

NO<sub>x</sub>排放超标的现象、原因及处理见表 48。

表 48 NO<sub>x</sub>排放超标的现象、原因及处理

现 象	原 因	处 理
1. NO <sub>x</sub> 排放浓度迅速增加; 2. NO <sub>x</sub> 排放超标报警	1. 负荷增加过快; 2. 床温过高; 3. 氧量过高; 4. 石灰石添加量增加过多; 5. NO <sub>x</sub> 排放测量系统故障; 6. 煤质特性变化; 7. 配风调整不当	1. 控制机组负荷增加速度; 2. 燃烧调整, 降低床温; 3. 合理调整石灰石添加量; 4. 校验并恢复 NO <sub>x</sub> 排放测量系统; 5. 加强煤质特性监控; 6. 调整氧量; 7. 调整配风

9 锅炉设备试验

9.1 炉膛、烟风道漏风试验

9.1.1 正压试验法

关闭引风机进口挡板, 利用二次风机向炉膛和烟风道内充压, 保持炉膛出口压力为 300Pa~400Pa, 在二次风机入口处撒入白粉或放烟雾。如有缝隙和不严密处, 则白粉或烟雾会从中逸出, 检查发现后应及时进行堵塞处理。

9.1.2 负压试验法

利用引风机使炉膛和烟风道形成负压, 保持炉膛压力为-400Pa~-300Pa, 用点燃的蜡烛、火把等靠近接缝等处进行查找, 发现不严密处应及时进行堵漏处理。



## 9.2 锅炉冷态试验

### 9.2.1 试验前的检查

冷态试验前应对风门挡板进行动作检查试验,确认挡板动作位置的准确性。具体包括:确认挡板轴端刻度与挡板实际开度、就地指示的一致性;确认就地指示与表盘指示或控制系统显示画面指示的一致性,同时检查反馈信号是否正确。发现问题应及时处理。

### 9.2.2 风机运行检查

分别启动引风机、高压流化风机、一次风机、二次风机、冷渣器流化风机,检查各风机的运行状况,确保其正常运转。并检查各风量测点的安装情况。

### 9.2.3 炉膛布风板阻力特性试验

试验前应先检查确认炉内风帽安装完好。在不铺床料(即空床)的情况下,开启引风机、一次风机,逐渐加大一次风量,维持炉膛压力稳定,记录各工况下的风室压力和炉膛出口压力,二者的差值即为布风板阻力,进而得出一次风量与布风板阻力的关系曲线。热态运行时可根据实际风温修正关系曲线得到热态布风板阻力。

### 9.2.4 炉膛布风板布风均匀性检查

在炉膛布风板上铺设一定厚度的床料,开启引风机、一次风机,逐渐加大一次风量,维持炉膛压力稳定。在一次风量达到临界流化风量,床料呈正常流化状态时,突然停止风机,进入炉内检查床料的平整度。若床面床料有凹凸不平现象,说明布风不均匀,流化质量不佳,应及时查找原因并消除。

### 9.2.5 床料阻力特性试验

9.2.5.1 临界流化风量是指床料从固定状态到正常流化状态所需要的最小流化风量。当风量大于临界流化风量后,继续增大流化风量,床料阻力将不再增加,床料处于完全流化状态。此时,快速停止送风后若床面床料能保持平整,表明床料流化均匀。

9.2.5.2 试验时,一般选取2个~3个不同床料厚度分别进行。开启引风机、一次风机,逐渐增大一次风量,记录不同风量下的风室风压和炉膛出口压力,所计算的风压差与同一风量下的布风板阻力之差即为该床料厚度下的阻力。进而得出一次风量和床料阻力的关系曲线,据此曲线得到临界流化风量。

### 9.2.6 回料器冷态试验

9.2.6.1 回料器冷态试验内容通常包括:回料器风室严密性检查,回料器布风板阻力特性试验,回料器流化特性试验。

9.2.6.2 回料器风室严密性检查通过向其中一个风室通风、关闭其他风室的方法进行。回料器风室之间的密封应良好,不存在明显的窜风现象,确保各风室能独立配风及物料能够正常流化。

9.2.6.3 回料器布风板阻力特性试验可以参照炉膛布风板阻力特性试验进行。

9.2.6.4 回料器流化特性试验一般在回料器内放置一定厚度的循环物料(物料粒径小于1mm,中位径 $d_{50} \approx 200\mu\text{m}$ ),厚度宜超过风帽约500mm或低于人孔门。开启高压流化风机,通过观察镜或人孔门观察回料器内的循环物料流化情况。

### 9.2.7 外置床冷态试验

9.2.7.1 外置床冷态试验内容通常包括:外置床风室严密性检查,外置床布风板阻力特性试验,外置床流化特性试验,锥型阀冷态开关试验。

9.2.7.2 外置床风室严密性检查和外置床布风板阻力特性试验可以参照9.2.6中回料器相关试验进行。

9.2.7.3 进行外置床流化特性试验时,每台外置床添加的循环物料粒度应满足设计要求,料层高度宜为受热面高度的0.8倍,开启高压流化风机,通过观察镜或人孔门观察外置床内的循环物料流化情况。

9.2.7.4 锥型阀冷态开关试验主要检查确认锥型阀开度指令与就地实际位置的一致性,若存在较大偏差应进行校正。

### 9.2.8 流化床式冷渣器排渣特性试验

在进行排渣特性试验前,应先对流化床式冷渣器各风室进行严密性检查,确保各风室间的密封良好,

不存在明显的窜风现象。进行排渣特性试验时,应先向冷渣器排入一定数量的床料,再向冷渣器内送风,观察床料流化状态和床料流动情况,对排渣流化良好时的风室压力和风量值做好记录。必要时,还应应对冷渣器布风板阻力特性进行测试。

### 9.3 锅炉连锁保护试验

#### 9.3.1 试验注意事项

9.3.1.1 试验前电源、开关、设备状态应良好,符合规定要求。拉合闸、事故按钮均试验合格。

9.3.1.2 试验顺序按先单机、再分系统、最后整体联动的原则进行。

9.3.1.3 连锁试验原则上应在静态下进行,电源开关切至试验状态。确有必要时,经上级批准后方可进行动态试验。给煤系统不应进行动态有煤试验。

#### 9.3.2 合格标准

9.3.2.1 各转动机械应按规定程序启动和停止。

9.3.2.2 各相关系统应按设计逻辑和整定值正确动作。

#### 9.3.3 连锁保护试验主要内容

9.3.3.1 声光报警、光字牌、事故按钮试验。

9.3.3.2 引风机、高压流化风机、一次风机、二次风机、播煤风机、点火增压风机连锁保护试验。

9.3.3.3 外置床系统连锁保护应包括下列试验:

- a) 一次风机未运行,连锁停运外置床;
- b) 主燃料跳闸,延时 2s 后连锁关锥型阀至最小开度;
- c) 单台外置床流化风量低于最小设计风量,2s 脉冲连锁停运外置床。

9.3.3.4 冷渣器系统连锁保护试验。

9.3.3.5 各风机出口、入口电动门、挡板开闭试验。

9.3.3.6 石灰石输送风机连锁保护试验。

9.3.3.7 石灰石给料机启、停条件试验。

9.3.3.8 碎煤机启、停条件试验。

9.3.3.9 其他辅机启、停试验。

9.3.3.10 燃油快关阀连锁保护试验。

9.3.3.11 炉膛安全监控系统保护试验。

a) 炉膛安全监控系统保护试验主要包括:

- 1) 空气允许进入逻辑;
- 2) 炉膛吹扫;
- 3) 床下风道燃烧器的启停及监控;
- 4) 床上启动燃烧器的启停及监控;
- 5) 给煤设备的启停及监控;
- 6) 主燃料跳闸(MFT)条件;
- 7) 锅炉跳闸(BT)条件。

b) 锅炉 MFT 动作条件连锁保护试验,其主要内容一般包括:

- 1) 汽包水位高于或低于设定值;
- 2) 床温高于设定值;
- 3) 一次风量低于临界流化风量或总风量小于 25%;
- 4) 二次风机全部跳闸;
- 5) 汽轮机跳闸或发电机跳闸;
- 6) 过热蒸汽、再热蒸汽温度超过保护定值;
- 7) 床温低于设定值且已投煤,但无燃油投运;



- 8) 回转式空气预热器跳闸;
- 9) 手动 MFT;
- 10) 锅炉跳闸 BT。
- c) 锅炉 BT 动作条件连锁保护试验, 其主要内容一般包括:
  - 1) 汽包水位高于或低于设定值;
  - 2) 炉膛压力高于或低于设定值;
  - 3) 任意一个旋风分离器出口温度高于设定值 (典型值 1050℃);
  - 4) 一次风机全部跳闸;
  - 5) 无引风机运行;
  - 6) 所有高压流化风机跳闸;
  - 7) 任意一个回料器风量低于设定值;
  - 8) 手动 BT。

#### 9.3.3.12 机、炉、电大连锁保护试验。

#### 9.3.4 动态试验

动态试验是通过锅炉运行工况的调整, 达到 MFT 动作的闭环试验。试验前应制订出切实可行的措施。试验至少应包括下列项目:

- a) 手动 MFT 动作试验;
- b) 某参数超过设定值或具备某条件使 MFT 动作, 以检验 MFT 保护的可靠性。

### 9.4 水压试验

#### 9.4.1 水压试验种类

水压试验共分两种, 一种是额定工作压力水压试验, 另一种是超工作压力水压试验。检修后的锅炉一般进行额定工作压力水压试验。经厂级领导批准后进行超工作压力水压试验, 应按照锅炉制造厂的规定执行; 若锅炉制造厂无规定, 则按 DL 612 的规定进行:

- a) 对锅炉本体 (包括过热器、省煤器、水冷壁系统), 计算压力以汽包工作压力为准, 超压试验压力为计算压力的 1.25 倍;
- b) 对再热器, 计算压力以再热器进口工作压力为准, 超压试验压力为计算压力的 1.5 倍。

#### 9.4.2 水压试验范围

水压试验范围应包括下列锅炉全部承压部件:

- a) 省煤器、水冷壁及过热器系统, 即从给水泵出口至汽轮机电动过热蒸汽门前整个设备系统;
- b) 再热器系统, 即从汽轮机高压缸排汽止回阀后至再热器出口、中压缸主汽阀前为止;
- c) 汽包就地水位计、安全阀只参加工作压力水压试验, 不参加超压试验;
- d) 工作压力水压试验, 一般可根据调试、运行或检修人员的要求随时进行。超压试验应严格控制次数, 并须经厂级领导批准后方可按规程执行。

#### 9.4.3 超压试验的必要条件

具有下列情况之一者方可进行超压试验:

- a) 新安装的锅炉需投运时;
- b) 停用一年以上的锅炉需恢复运行时;
- c) 运行锅炉经过两次大修时;
- d) 水冷壁管更换总数达到 50% 以上时;
- e) 过热器、省煤器、再热器管成组拆除或更换时;
- f) 汽包、水冷壁联箱、过热器联箱、省煤器联箱、再热器联箱更换时;
- g) 锅炉承压部件进行较大面积补焊修复时;
- h) 根据运行情况, 对设备安全可靠有怀疑时。

#### 9.4.4 水压试验要求

9.4.4.1 确认锅炉汽水系统安装、检修工作结束，验收合格。

9.4.4.2 水压试验压力应以汽包就地压力表指示为准，集控室表盘压力指示做参考，二者应互相校对。试验用压力表事先应经校检合格，其精度为0.2级。量程应是试验压力的1.5倍~3.0倍，且应具有2只以上不同取样源的压力表投运并互相校对。压力表安装地点应考虑高度差。

9.4.4.3 水压试验前，应制订专门的试验措施或方案，包括快速泄压措施，以防超压。当环境温度低于5℃时，应采取防冻措施。

9.4.4.4 进行超压水压试验时，除应具备工作压力下的水压试验条件外，还应事先拆除需要重点检查的薄弱部位的保温层，解列不参加超压试验的部件，对安全阀应采取防止开启的措施（如加装轧具）。当工作压力水压试验合格后，方可继续升压至超压试验值，保持20min后，应立即将压力降至工作压力，在该压力值下对各承压部件进行检查，严禁超压试验时进行设备检查。

9.4.4.5 水压试验应使用符合要求的除盐水。上水温度及其与汽包金属壁温差，应按锅炉制造厂的规定进行控制。若无特殊规定，则按DL 647的规定执行。上水温度应高于周围环境的露点温度，一般以21℃~70℃为宜。

9.4.4.6 锅炉充满水后，应排净管内空气。

9.4.4.7 水压试验时，升、降压速率应符合锅炉制造厂的规定，应缓慢升降压力。应控制升压速度不大于0.3MPa/min。当压力升至工作压力以上时，升压速度应不大于0.1MPa/min。从超压试验值降至工作压力时，降压速度应不大于0.1MPa/min。从工作压力降压时，降压速度应不大于0.3MPa/min。

9.4.4.8 当压力升至工作压力的10%时，应暂停升压，进行全面检查。如无渗漏则继续升压，若泄漏严重，应停止升压或进行泄压，消除漏点后再继续升压。

9.4.4.9 当压力升至工作压力的80%时，应暂停升压，检查进水阀的严密性，无问题后再将压力升至工作压力并保持不变，进行全面检查。

9.4.4.10 当压力降至零时，应开启对空排汽阀和过热器疏水阀，对过热器进行疏水。

9.4.4.11 进行再热器水压试验时，应在汽轮机高压缸出口和中压缸入口处加装堵板，用冷段事故喷水装置上水。上水前，开启热段出口联箱空气阀，关闭各疏水阀、排汽阀和旁路系统各阀门。当空气阀冒水后关闭空气阀。当压力升至2MPa时暂停升压，进行检查，无问题后再继续升压至工作压力，关进水阀，保持不变，进行全面检查。试验完毕后用疏水阀降压。

9.4.4.12 再热器超压试验应在再热器工作压力试验合格的基础上进行。

9.4.4.13 在进行水压试验的过程中，应加强对锅炉膨胀值的监视和记录。

9.4.4.14 在进行水压试验的过程中，可对蒸汽联箱、导管和管道的支吊架位置进行调整和加装必要的临时支撑。

#### 9.4.5 水压试验合格标准

9.4.5.1 水压试验合格应符合下列标准要求：

- a) 承压部件外表应无漏水及湿润现象，受压元件应没有残余变形；
- b) 从停止给水泵、关闭进水阀开始计时，5min内汽包压降不应超过0.5MPa，再热器压降不应超过0.25MPa。

9.4.5.2 超压水压试验的合格标准应符合DL 612的规定。

#### 9.5 蒸汽严密性试验

9.5.1 试验检查项目应包括下列内容：

- a) 锅炉受热面的焊口和仪表管接头等的严密性检查；
- b) 锅炉附件和全部汽水阀门、人孔门和法兰等的严密性检查；
- c) 锅炉汽包、联箱、各受热面和锅炉范围内汽水管道的膨胀情况及其支座、吊杆和弹簧的受力情况，不应有阻碍膨胀之处。



9.5.2 锅炉点火后应按规定的升温升压曲线进行升温升压,可利用投、停油枪及调整高压、低压旁路开度来控制升压速度。

9.5.3 在整个升压期间,应经常对锅炉严密性和膨胀情况进行检查和记录。当过热蒸汽压力达到额定值的 50%时,应暂停升压,对承压部件进行全面检查,确认无泄漏后方可继续升压。

9.5.4 升压过程中一旦发现异常,应及时降压或停炉处理。处理完毕后方可继续升压。

9.5.5 当过热蒸汽压力升至额定压力时,应维持压力稳定,对锅炉进行全面检查。

9.5.6 通过控制高压、低压旁路,将再热蒸汽压力升至额定压力,维持稳定,对再热系统进行全面检查。

9.5.7 蒸汽严密性试验合格后,应及时办理签证手续。

## 9.6 安全阀校验

### 9.6.1 安全阀校验前应具备的条件

9.6.1.1 锅炉已具备上水、点火条件,安全阀及其排汽管、消声装置完整。安全阀已在出厂前或按安全阀制造厂家要求在现场进行过阀芯研磨等处理,并已用锁紧装置压紧所有安全阀。汽包、过热器及再热器就地压力表、集控室表盘二次压力表经检验合格。过热器、再热器对空排汽阀或压力控制阀(PCV)经校验合格。锅炉事故放水阀开关灵活好用。

9.6.1.2 蒸汽严密性试验合格。

9.6.1.3 编写完成安全阀调整方案,并已制订专门的安全措施,校验人员与运行人员分工明确,并与汽轮机专业沟通联系。在校验时锅炉监察工程师应到场。

9.6.1.4 准备精度为 0.4 级以上的压力表计 2 块,量程分别为 20MPa 和 5MPa,校验时用以替换就地压力表。

9.6.1.5 准备齐全校验工具、阀门锁紧装置、通信联络工具和个人安全防护用品。现场照明良好,并应预设应急撤退路线。校验期间,应指定专人负责统一指挥。

9.6.1.6 安全阀校验应按 GB/T 16507 的相关规定执行。

### 9.6.2 安全阀起座压力整定原则

9.6.2.1 脉冲安全阀整定压力是指冲量接出地点的工作压力,其他类型的安全阀整定压力是指安全阀安装地点的工作压力。

9.6.2.2 汽包或过热器出口的控制安全阀起座压力为 1.05 倍工作压力;工作安全阀的起座压力为 1.08 倍工作压力;再热器安全阀起座压力为 1.10 倍工作压力。

### 9.6.3 安全阀校验工作

9.6.3.1 安全阀的校验顺序应按照其设计动作压力,遵循先整定高压、后整定低压的原则。对带电磁装置的安全阀,应先整定机械部分,后整定电磁部分。

9.6.3.2 点火升压时,升压速度可按 0.1MPa/min 进行控制。当压力升至工作压力的 70%~80%时,应拆除安全阀锁紧装置,进行远方手动起座的排汽试验,开启安全阀 10s~20s,对安全阀管座进行吹扫。

9.6.3.3 锅炉压力升至安全阀起座压力后进行安全阀校验,并根据需要,进行起座压力、回座压力和前泄现象的调整。

9.6.3.4 当采用液压顶升装置校验安全阀时,通常在 70%~80%工作压力下进行。校验后,应选择抽查同一系统起座压力最低的一只安全阀进行实际起座复核,二者起座压力的相对误差应小于 1%,超出 1%则应重新校验。

9.6.3.5 进行脉冲式安全阀校验时,应先冲洗来汽管,调整好脉冲阀的起座压力后,再对主安全阀的起座、回座压力进行调整。对其他型式的安全阀,应按其结构特点采用相应的调整方法。

9.6.3.6 调整期间,应控制好压力变化速度。越接近起跳值,升压速度应越缓慢。如升降幅度较大,可通过调整燃烧来控制;进行再热器安全阀调整时,可利用高压、低压旁路阀开关进行控制。

9.6.3.7 调整期间,应加强对汽包水位、汽包上下壁温差和受热面管壁温度的监视。

9.6.3.8 若实际起座、回座压力已在误差允许范围之内,则无需再次调整,应尽量减少调整次数。如需

重调, 则应间隔 30min 以上, 待阀体冷却后再进行。

9.6.3.9 安全阀校验合格后, 应及时办理签证手续。

#### 9.6.4 验收标准

9.6.4.1 安全阀的起座压力与设计压力的相对偏差不应超过 $\pm 1\%$ 。

9.6.4.2 安全阀的回座压力宜比起座压力低 4%~7%, 最大不得低于起座压力的 10%。若安全阀制造厂有特殊规定, 则按其规定执行。

#### 9.6.5 日常维护试验

锅炉运行期间, 应定期对安全阀进行排汽试验, 试验间隔不大于一个小修间隔期, 一般在小修停炉过程中进行。电磁安全阀电气回路试验应每月进行一次。

### 9.7 锅炉热力性能及环保试验

#### 9.7.1 主要试验依据

9.7.1.1 试验应按 GB/T 10184、DL/T 964、GB/T 5468、GB 13223、GB/T 13931 等的有关规定进行。

9.7.1.2 进口锅炉的性能试验可按商务合同中的规定进行。若合同未规定, 则按 9.7.1.1 执行。

#### 9.7.2 主要试验项目

针对循环流化床锅炉的特点, 试验项目通常应包括下列内容:

- a) 锅炉热效率及空气预热器漏风试验;
- b) 锅炉最大连续出力试验, 通过该项试验检验锅炉机组是否能够达到设计的最大连续蒸发量 (BMCRO); 试验时, 应在最大负荷工况下, 保证锅炉连续稳定运行 2h 以上;
- c) 锅炉额定出力试验;
- d) 锅炉最低稳燃负荷试验;
- e) 锅炉负荷变化率试验;
- f) 锅炉排放特性试验;
- g) 锅炉散热试验;
- h) 污染物排放监测, 测定锅炉机组满负荷运行时向环境排放的粉尘、 $\text{CO}_2$ 、 $\text{SO}_2$ 、 $\text{NO}_x$ 、汞及废水等情况, 以了解并考核锅炉机组的除尘、脱硫、脱硝及汞排放等能力;
- i) 锅炉设备及厂界噪声测试;
- j) 锅炉设备粉尘测试;
- k) 除尘器性能试验;
- l) 对于新建或大修后的锅炉, 应进行锅炉燃烧优化试验。

#### 9.7.3 主要注意事项

9.7.3.1 试验前应成立试验领导小组, 明确分工。

9.7.3.2 试验前, 试验大纲应经各方审批通过并生效。

9.7.3.3 应准备好足够数量的燃煤和石灰石并进行成分分析化验, 且应确保其特性与设计特性相同或相近。

9.7.3.4 入炉煤和石灰石粒度应符合试验要求。试验前, 应对入炉煤和石灰石进行粒度筛分工作。

9.7.3.5 试验期间, 应停止锅炉吹灰和排污, 并尽量保持运行参数稳定。

9.7.3.6 试验期间应做好必要的安全防护措施。如遇危及人身和设备安全的情况, 应暂停试验, 运行人员应按运行规程进行处理。



附录 A  
(资料性附录)  
基本图纸和资料

循环流化床锅炉机组应具备以下基本图纸和资料:

- a) 锅炉总图;
- b) 燃烧系统图;
- c) 锅炉汽水系统图;
- d) 循环物料系统图;
- e) 锅炉风烟系统图;
- f) 冷渣器系统图;
- g) 锅炉疏放水系统图;
- h) 锅炉工业水系统图;
- i) 给煤系统图;
- j) 燃油系统图;
- k) 消防水系统图;
- l) 除灰、除尘系统图;
- m) 石灰石输送系统图;
- n) 床料添加系统图;
- o) 膨胀系统图;
- p) 吹灰器布置图;
- q) 锅炉连锁、保护框图;
- r) 锅炉测点布置图;
- s) 相应压力下的饱和温度表;
- t) 转动机械轴承用油表;
- u) 启、停炉曲线。

附 录 B  
(资料性附录)  
锅 炉 设 计 规 范

B.1 锅炉的铭牌设计见表 B.1。

表 B.1 锅炉的铭牌设计

锅炉型号	
制造厂	
主要参数	锅炉制造厂铭牌所标记参数
制造日期	
安装日期	
投产日期	

B.2 锅炉的主要参数见表 B.2。

表 B.2 锅炉的主要参数

序号	项 目	单位	设计参数	备注
1	过热蒸汽流量	t/h		
2	再热蒸汽流量	t/h		
3	汽包工作压力	MPa		
4	过热器出口蒸汽压力	MPa		
5	过热器出口蒸汽温度	℃		
6	再热器入口蒸汽压力	MPa		
7	再热器出口蒸汽压力	MPa		
8	再热器入口蒸汽温度	℃		
9	再热器出口蒸汽温度	℃		
10	给水温度	℃		
11	风机入口温度	℃		
12	排烟温度	℃		
13	锅炉正常水容积	m <sup>3</sup>		
14	水压试验水容积	m <sup>3</sup>		
15	汽水系统总阻力	MPa		
16	烟气系统阻力	Pa		
17	不投油最低稳燃负荷	%BMCR		
18	钙硫摩尔比	—		
19	飞灰、底渣比	—		
20	SO <sub>2</sub> 排放浓度	mg/m <sup>3</sup> (标准状态)		干烟气, O <sub>2</sub> =6%
21	NO <sub>x</sub> 排放浓度	mg/m <sup>3</sup> (标准状态)		干烟气, O <sub>2</sub> =6%
22	脱硫效率	%		
23	床温	℃		

B.3 燃煤成分及特性见表 B.3。



表 B.3 燃煤成分及特性

序号	名 称	项 目	符号	单位	设计参数	备注
1	燃煤成分	收到基碳	$C_{ar}$	%		
		收到基氢	$H_{ar}$	%		
		收到基氧	$O_{ar}$	%		
		收到基氮	$N_{ar}$	%		
		收到基硫	$S_{ar}$	%		
		收到基灰分	$A_{ar}$	%		
		收到基水分	$M_{ar}$	%		
		空气干燥基水分	$M_{ad}$	%		
		空气干燥基灰分	$A_{ad}$	%		
		干燥无灰基挥发分	$V_{daf}$	%		
		收到基低位发热量	$Q_{ar,net,p}$	kJ/kg		
2	燃煤特性	燃料的哈氏可磨度	HGI	—		
		变形温度	DT	℃		
		软化温度	ST	℃		
		流动温度	FT	℃		
3	燃煤粒度分布	最大粒径	$d_{max}$	mm		
		中位径	$d_{50}$	mm		
		大于 10mm 质量份额	$R_{10}$	%		
		大于 8mm 质量份额	$R_8$	%		
		大于 5mm 质量份额	$R_5$	%		
		大于 2mm 质量份额	$R_2$	%		
		大于 1mm 质量份额	$R_1$	%		
4	灰成分	大于 0.2mm 质量份额	$R_{0.2}$	%		
		二氧化硅	$SiO_2$	%		
		三氧化二铝	$Al_2O_3$	%		
		三氧化二铁	$Fe_2O_3$	%		
		氧化钙	$CaO$	%		
		氧化镁	$MgO$	%		
		氧化钠	$Na_2O$	%		
		氧化钾	$K_2O$	%		
		三氧化硫	$SO_3$	%		
		二氧化钛	$TiO_2$	%		

B.4 石灰石成分及特性见表 B.4。

表 B.4 石灰石成分及特性

序号	名 称	项 目	符号	单位	设计参数	备注
1	石灰石成分	氧化钙	$CaO$	%		
		氧化镁	$MgO$	%		
		二氧化硅	$SiO_2$	%		
		三氧化二铝	$Al_2O_3$	%		
		三氧化二铁	$Fe_2O_3$	%		
		三氧化硫	$SO_3$	%		

表 B.4 (续)

序号	名称	项 目	符号	单位	设计参数	备注
2	石灰石特性	石灰石堆积密度	$\rho_{\text{shs}}$	kg/m <sup>3</sup>		
		石灰石全水分	$M_{\text{shs}}$	%		
		石灰石碳酸钙分解率	$\beta_{\text{fj}}$	%		
		石灰石的哈氏可磨度	HGI <sub>shs</sub>	—		
3	石灰石粒度分布	最大粒径	$d_{\text{max}}$	mm		
		中位径	$d_{50}$	mm		
		大于 2mm 质量份额	$R_2$	%		
		大于 1mm 质量份额	$R_1$	%		
		大于 0.5mm 质量份额	$R_{0.5}$	%		
		大于 0.2mm 质量份额	$R_{0.2}$	%		
		大于 0.1mm 质量份额	$R_{0.1}$	%		
		大于 0.05mm 质量份额	$R_{0.05}$	%		

B.5 燃油成分及特性见表 B.5。

表 B.5 燃油成分及特性

序号	名称	项 目	符号	单位	设计参数	备注
1	燃油成分	收到基碳	$C_{\text{ar}}$	%		
		收到基氢	$H_{\text{ar}}$	%		
		收到基氧	$O_{\text{ar}}$	%		
		收到基氮	$N_{\text{ar}}$	%		
		收到基硫	$S_{\text{ar}}$	%		
		收到基灰分	$A_{\text{ar}}$	%		
		收到基水分	$M_{\text{ar}}$	%		
		收到基低位发热量	$Q_{\text{ar,net,p}}$	kJ/kg		
2	物理化学特性	密度	$\rho$	kg/m <sup>3</sup>		
		动力黏度	$\mu$	Pa·s		
		凝固点	—	°C		
		闪点	—	°C		
		机械杂质	—	%		

B.6 热平衡见表 B.6。

表 B.6 热 平 衡

序号	项 目	符号	单位	设计参数	备注
1	排烟热损失	$q_2$	%		
2	可燃气体未完全燃烧热损失	$q_3$	%		
3	固体未完全燃烧热损失	$q_4$	%		
4	锅炉散热损失	$q_5$	%		
5	灰渣物理显热损失	$q_6$	%		
6	石灰石脱硫热损失	$q_7$	%		
7	锅炉热效率	$\eta_b$	%		
8	计算燃料消耗量	$B_j$	t/h		
9	理论空气量	$V^0$	m <sup>3</sup> /kg (标准状态)		



B.7 主要承压部件、受热面及管道材料、结构及尺寸见表 B.7。

表 B.7 主要承压部件、受热面及管道材料、结构及尺寸

序号	名 称	项 目	单 位	设计参数	备注
1	汽包	长度	mm		
		壁厚、外径	mm		
		材质	—		
		材质的冷脆温度	℃		
		中心线标高	mm		
		正常水位线在中心线下位置	mm		
		旋风分离器数量	台		
		旋风分离器单台出力	t/h		
		工作水容积	m <sup>3</sup>		
		总水容积	m <sup>3</sup>		
		允许上下壁温差	℃		
		允许内外壁温差	℃		
2	汽水管道	主给水管道数量	—		按汽水介质的不同分别列出
		外径、壁厚	mm		
		材质	—		
3	水冷壁	水循环回路数量	个		
		管子数量	根		
		外径、壁厚、节距	mm		
		材质	—		
		计算管壁温度	℃		
		管壁允许温度	℃		
		受热面积	m <sup>2</sup>		
		水容积	m <sup>3</sup>		
4	下降管及汽水引出管	集中下降管数量	根		
		外径、壁厚	mm		
		分散引入管数量	根		
		外径、壁厚	mm		
		汽水引出管数量	根		
		外径、壁厚	mm		
5	水冷屏	水容积	m <sup>3</sup>		
		屏数量	片		
		管子数量	根		
		外径、壁厚、节距	mm		
		材质	—		
		计算管壁温度	℃		
		管壁允许温度	℃		
		受热面积	m <sup>2</sup>		
6	过热屏	水容积	m <sup>3</sup>		
		屏数量	片		
		管子数量	根		
		外径、壁厚、节距	mm		
		材质	—		

表 B.7 (续)

序号	名 称	项 目	单 位	设计参数	备 注
6	过热屏	计算管壁温度 管壁允许温度 受热面积 工质入口、出口温度 烟气入口、出口温度 水容积	℃ ℃ m <sup>2</sup> ℃ ℃ m <sup>3</sup>		
7	再热屏	屏数量 管子数量 外径、壁厚、节距 材质 计算管壁温度 管壁允许温度 受热面积 工质入口、出口温度 烟气入口、出口温度 水容积	片 根 mm — ℃ ℃ m <sup>2</sup> ℃ ℃ m <sup>3</sup>		
8	省煤器	型式 外径、壁厚、节距 管子数量 材质 管壁允许温度 受热面积 水容积 工质入口、出口温度 烟气入口、出口温度 烟气平均流速	— mm 根 — ℃ m <sup>2</sup> m <sup>3</sup> ℃ ℃ m/s		分级列出
9	过热器	型式 外径、壁厚、节距 管子数量 材质 计算管壁温度 管壁允许温度 受热面积 水容积 工质入口、出口温度 烟气入口、出口温度 烟气平均流速	— mm 根 — ℃ ℃ m <sup>2</sup> m <sup>3</sup> ℃ ℃ m/s		分级列出
10	再热器	型式 外径、壁厚、节距 管子数量 材质 计算管壁温度 管壁允许温度 受热面积	— mm 根 — ℃ ℃ m <sup>2</sup>		分级列出



表 B.7 (续)

序号	名 称	项 目	单位	设计参数	备注
10	再热器	水容积 工质入口、出口温度 烟气入口、出口温度 烟气平均流速	m <sup>3</sup> ℃ ℃ m/s		分级列出
11	减温器	型式 数量 外径、壁厚 材质 减温水温度 减温水压力 工质入口温度 减温水流量 减温幅度	— 个 mm — ℃ MPa ℃ t/h ℃		按位置、用途 分别列出
12	旁路系统	型式 容量 减压范围 减温范围	— t/h MPa ℃		按位置、用途 分别列出
13	定排扩容器	型式 容积 工作压力	— m <sup>3</sup> MPa		

B.8 燃烧设备规范见表 B.8。

表 B.8 燃 烧 设 备 规 范

序号	名 称	项 目	单位	设计参数	备注
1	炉膛	宽度 深度 高度 密相区高度 容积 容积热负荷 截面热负荷 床温 炉膛出口烟气温度 出口过量空气系数	mm mm mm mm m <sup>3</sup> MW/m <sup>3</sup> MW/m <sup>2</sup> ℃ ℃ —		
		布风板宽度 布风板长度 风帽型式 风帽材质 风帽数量 布风板开孔率	mm mm — — 个 %		

表 B.8 (续)

序号	名 称	项 目	单 位	设计参数	备 注
1	炉膛	设计流化速度	m/s		
		临界流化风量	m <sup>3</sup> /h (标准状态)		
		一次风量	m <sup>3</sup> /h (标准状态)		
		一次风率	%		
		二次风量	m <sup>3</sup> /h (标准状态)		
		二次风率	%		
2	旋风分离器	型式	—		
		布置方式	—		
		数量	个		
		结构参数	—		
3	回料器	型式	—		
		布置方式	—		
		数量	个		
		结构参数	—		
4	布置床	型式	—		
		布置方式	—		
		数量	个		
		受热面类型	—		
		结构参数	—		
5	床上启动燃烧器	型式	—		
		布置方式	—		
		雾化型式	—		
		供油压力 (表压)	MPa		
		回油压力 (表压)	MPa		
		雾化蒸汽压力 (表压)	MPa		
		数量	支		
		单支出力	t/h		
6	床下风道燃烧器	型式	—		
		布置方式	—		
		雾化型式	—		
		供油压力 (表压)	MPa		
		回油压力 (表压)	MPa		
		雾化蒸汽压力 (表压)	MPa		
		数量	支		
		单支出力	t/h		
7	空气预热器	型式	—		
		管子数量	根		
		管子外径及壁厚	mm		
		管子材质	—		
		受热面积	m <sup>2</sup>		
		烟气入口、出口温度	℃		



表 B.8 (续)

序号	名 称	项 目	单 位	设计参数	备 注
7	空气预热器	空气入口、出口温度	℃		采用管式时 分级列出
		烟气平均流速	m/s		
		型式	—		采用 回转式时
		数量	台		
		转子转速	r/min		
		转子直径	mm		
		换热元件材质	—		
		受热面积	m <sup>2</sup>		
		烟气入口、出口温度	℃		
		空气入口、出口温度	℃		
		烟气阻力	Pa		
		驱动电动机型号	—		
		驱动电动机电压	V		
		驱动电动机电流	A		
		驱动电动机功率	kW		
8	暖风器	型号	—		
		加热介质参数	—		
		传热面积	m <sup>2</sup>		
		效率	%		
9	除尘器	型号	—		采用布袋 除尘器时
		布袋数量	个		
		布袋许用温度上限	℃		
		烟气处理量	m <sup>3</sup> /h		
		正常运行烟气温度	℃		
		通流面积	m <sup>2</sup>		
		除尘器本体阻力	Pa		
		除尘效率	%		
		漏风率	%		
		型号	—		采用电 除尘器时
		电场数量	个		
		电压	V		
		电流	A		
		烟气处理量	m <sup>3</sup> /h		
		正常运行烟气温度	℃		
		通流面积	m <sup>2</sup>		
		除尘器本体阻力	Pa		
		除尘效率	%		
		漏风率	%		
		型号	—		采用电袋 除尘器时
		电场数量	个		
		布袋数量	个		

表 B.8 (续)

序号	名 称	项 目	单位	设计参数	备注
9	除尘器	电压	V		采用电袋 除尘器时
		电流	A		
		布袋许用温度上限	个		
		烟气处理量	m <sup>3</sup> /h		
		正常运行烟气温度	℃		
		通流面积	m <sup>2</sup>		
		除尘器本体阻力	Pa		
		除尘效率	%		
		漏风率	%		
10	吹灰器	型号	—		参照吹灰器 不同分别 列出
		数量	台		
		工作压力	MPa		
		工作温度	℃		
		吹扫直径	m		
		吹灰介质消耗量	t/h		

图 5 主要辅机规范见表 B.9。

表 B.9 主要辅机规范

序号	名 称	项 目	单位	设计参数	备注
11	风机	型式	—		按现场风机 种类(一次 风机、二次 风机、引风 机、高压流 化风机) 分别列出
		型号	—		
		数量	台		
		单台出力	m <sup>3</sup> /h		
		压头	kPa		
		叶轮直径	mm		
		轴功率	kW		
		电动机型号	—		
		电动机电压	V		
		电动机电流	A		
		电动机功率	kW		
		电动机转速	r/min		
12	泵	型式	—		按现场泵 种类分别 列出
		数量	台		
		单台出力	t/h		
		压头	MPa		
		叶轮直径	mm		
		轴功率	kW		
		效率	%		
		调节方式	—		
		润滑方式	—		



表 B.9 (续)

序号	名 称	项 目	单 位	设计参数	备注
2	泵	电动机型号 电动机电压 电动机电流 电动机功率 电动机转速	— V A kW r/min		按现场泵 种类分别 列出
3	调速装置	型式 型号 数量 输入转速 调速范围 功率范围 工作电压 工作电流	— — 台 r/min — kW kV A		按照使用 对象的不同 分别列出
4	碎煤机	型式 型号 数量 单台出力 电动机型号 电动机电压 电动机电流 电动机功率 电动机转速	— — 台 t/h — V A kW r/min		按现场碎 煤机的种类 (粗碎机、 细碎机) 分别列出
5	燃料筛分装置	型式 长度 宽度 孔径 数量	— mm mm mm 台		按现场筛 分装置的 种类分别 列出
6	给煤机	型式 型号 数量 单台出力 电动机型号 电动机电压 电动机电流 电动机功率 电动机转速	— — 台 t/h — V A kW r/min		
7	煤仓	型式 容积 数量	— m <sup>3</sup> 个		

表 B.9 (续)

序号	名 称	项 目	单位	设计参数	备注
8	空气压缩机	型式	—		按照现场 空气压缩机 的种类分别 列出
		型号	—		
		数量	台		
		风量	m <sup>3</sup> /台		
		一级排气压力	MPa		
		二级排气压力	MPa		
		排气温度	℃		
		润滑油压力	MPa		
		电动机型号	—		
		电动机电压	V		
		电动机电流	A		
		电动机功率	kW		
		电动机转速	r/min		
9	压缩空气过滤器	型式	—		
		型号	—		
		数量	台		
		处理量	m <sup>3</sup> /台		
		设计压力	MPa		
10	压缩空气干燥机	型式	—		
		型号	—		
		数量	台		
		处理量	m <sup>3</sup> /台		
		工作压力	MPa		
11	石灰石粉仓	型式	—		
		容积	m <sup>3</sup>		
		数量	个		
		型式	—		
		型号	—		
12	石灰石输送系统	数量	台		采用压缩 空气输送时
		给料机单台出力	t/h		
		输送风量	m <sup>3</sup> /min		
		输送压力	MPa		
		电动机型号	—		
		电动机电压	V		
		电动机电流	A		
		电动机功率	kW		
		电动机转速	r/min		
		型式	—		



表 B.9 (续)

序号	名 称	项 目	单 位	设计参数	备 注
12	石灰石输送系统	输送风量 输送压力 仪用风量 仪用压力	m <sup>3</sup> /min MPa m <sup>3</sup> /min MPa		采用压缩空气输送时
13	床料添加系统	型式 型号 数量 单台出力 输送风量 输送压力 仪用风量 仪用压力	— — 台 t/h m <sup>3</sup> /min MPa m <sup>3</sup> /min MPa		
14	冷渣器	型式 数量 单台出力 灰渣入口、出口温度 冷却介质入口、出口温度 冷却介质流量	— 台 t/h ℃ ℃ t/h (m <sup>3</sup> /h, 标准状态)		按照现场冷渣器的种类列出

B.10 安全阀规范见表 B.10。

表 B.10 安全 阀 规 范

序号	名 称	项 目	单 位	设计参数	备 注
1	汽包安全阀	型式 数量 起座压力值 回座压力值 排汽量	— 个 MPa MPa t/h		按电气、机械分别列出
2	过热器安全阀	型式 数量 起座压力值 回座压力值 排汽量	— 个 MPa MPa t/h		
3	再热器安全阀	型式 数量 起座压力值 回座压力值 排汽量	— 个 MPa MPa t/h		

B.11 锅炉热力性能计算数据汇总见表 B.11。

表 B.11 锅炉热力性能计算数据汇总

序号	项 目	单 位	BMCR	100%	75%	50%	高压加热 器切除
1	过热蒸汽流量	t/h					
2	过热蒸汽温度	℃					
3	过热蒸汽压力	MPa					
4	再热蒸汽流量	t/h					
5	再热蒸汽入口温度	℃					
6	再热蒸汽出口温度	℃					
7	再热蒸汽入口压力	MPa					
8	再热蒸汽出口压力	MPa					
9	给水温度	℃					
10	给水压力	MPa					
11	汽包压力	MPa					
12	过热器一级喷水量	t/h					
13	过热器二级喷水量	t/h					
14	过热器三级喷水量	t/h					
15	再热器事故喷水量	t/h					
16	再热器一级喷水量	t/h					
17	再热器二级喷水量	t/h					
18	过热器减温水温度	℃					
19	再热器减温水温度	℃					
20	锅炉热效率	%					
21	锅炉排污率	%					
22	计算燃料消耗量	t/h					
23	实际燃料消耗量	t/h					
24	钙硫摩尔比	—					
25	石灰石消耗量	t/h					
26	SO <sub>2</sub> 排放浓度	mg/m <sup>3</sup> (标准状态)					
27	NO <sub>x</sub> 排放浓度	mg/m <sup>3</sup> (标准状态)					
28	脱硫效率	%					
29	环境温度	℃					
30	床温	℃					
31	炉膛出口温度	℃					
32	分离器出口温度	℃					
33	回料器返料温度	℃					
34	高温过热器入口温度	℃					
35	低温再热器入口温度	℃					
36	省煤器入口温度	℃					
37	空气预热器入口温度	℃					
38	空气预热器出口温度	℃					
39	外置床入口温度	℃					
40	外置床出口温度	℃					
41	空气预热器出口一次风温	℃					



表 B.11 (续)

序号	项 目	单 位	BMCR	100%	75%	50%	高压加热器 切除
42	空气预热器出口二次风温	℃					
43	烟气量	m <sup>3</sup> /s (标准状态)					
44	空气量	m <sup>3</sup> /s (标准状态)					
45	省煤器入口工质温度	℃					
46	省煤器出口工质温度	℃					
47	低温过热器入口工质温度	℃					
48	低温过热器出口工质温度	℃					
49	中温过热器入口工质温度	℃					
50	中温过热器出口工质温度	℃					
51	高温过热器入口工质温度	℃					
52	高温过热器出口工质温度	℃					
53	冷段再热器入口工质温度	℃					
53	冷段再热器出口工质温度	℃					
54	热段再热器入口工质温度	℃					
55	热段再热器出口工质温度	℃					

B.12 热工保护装置见表 B.12。

表 B.12 热 工 保 护 装 置

序号	项 目	一般报警值	严重报警值	跳闸值	备注
1	汽包水位				
2	汽包压力				
3	给水流量				
4	过热蒸汽温度				
5	再热蒸汽温度				
6	炉膛出口压力				
7	密相区温度				
8	旋风分离器入口温度				
9	旋风分离器立管温度				
10	旋风分离器立管压差				
11	省煤器出口氧量				
12	尾部烟道风压				
13	空气预热器出口温度				
14	炉膛总风量				
15	炉膛流化风量				
16	回料器流化风量				
17	外置床流化风量				

表 B.12 (续)

序号	项 目	一般报警值	严重报警值	跳闸值	备注
18	风室压力				
19	炉膛差压				
20	返料温度				
21	一次风温				
22	过热器金属壁温				
23	再热器金属壁温				
24	省煤器金属壁温				
25	悬吊管金属壁温				
26	冷渣器出口水温温度				
27	冷渣器出口工质温度				
28	风机入口挡板开度				
29	风机轴承温度				
30	风机机壳振动				
31	风机润滑油位				
32	风机润滑油压				
33	风机电流				
34	电动机轴承温度				
35	电动机线圈温度				
36	仪用压缩空气压力				
37	供油母管道压力				
38	床枪油管道压力				
39	燃油雾化蒸汽管道压力				
40	燃油雾化蒸汽管道温度				
41	启动燃烧器管道压力				
42	启动燃烧器入口温度				
43	煤仓料位				
44	石灰石粉仓料位				
45	石灰石输送系统缓冲仓料位				
46	石灰石输送风压力				
47	床料输送风压力				



附 录 C  
(规范性附录)  
锅 炉 汽 水 质 量 标 准

C.1 锅炉正常运行时的蒸汽质量标准见表 C.1。

表 C.1 锅炉正常运行时的蒸汽质量标准

锅炉压力 MPa	钠 μg/kg	氢电导率 (25℃) μS/cm	二氧化硅 μg/kg	铁 μg/kg	铜 μg/kg
15.7~18.3	≤5	≤0.15 <sup>a</sup>	≤20	≤10	≤3

<sup>a</sup> 对于没有凝结水精处理除盐装置的机组, 蒸汽的氢电导率标准值不大于 0.30μS/cm。

C.2 锅炉正常运行时的给水质量标准见表 C.2。

表 C.2 锅炉正常运行时的给水质量标准

锅炉压力 MPa	氢电导率 (25℃) μS/cm	溶解氧 μg/L	铁 μg/L	铜 μg/L	二氧化硅 μg/L	pH 值 (25℃)	联氨 μg/L
>15.6	≤0.15 <sup>a</sup>	≤7	≤15	≤3	≤20	8.8~9.3 (有铜给水系统) 或 9.2~9.6 <sup>b</sup> (无铜给水系统)	≤30

<sup>a</sup> 对于没有凝结水精处理除盐装置的机组, 给水的氢电导率标准值不大于 0.30μS/cm。  
<sup>b</sup> 对于凝汽器管为铜管、其他换热器管均为钢管的机组, 给水 pH 值控制范围为 9.1~9.4。

C.3 锅炉正常运行时的炉水质量标准见表 C.3。

表 C.3 锅炉正常运行时的炉水质量标准

锅炉压力 MPa	处理方式	二氧化硅 mg/L	氯离子 mg/L	电导率 (25℃) μS/cm	氢电导率 (25℃) μS/cm	磷酸根 mg/L	pH 值 (25℃)
>15.8	炉水固体碱化剂处理	≤0.20	≤0.5	<20	<1.5 <sup>a</sup>	≤1 <sup>b</sup>	9.0~9.7
	炉水全挥发处理	≤0.15	≤0.3	—	<1.0	—	9.0~9.7

<sup>a</sup> 炉水氢氧化钠处理。  
<sup>b</sup> 控制炉水无硬度。

C.4 锅炉启动时的蒸汽质量标准见表 C.4。

表 C.4 锅炉启动时的蒸汽质量标准

锅炉压力 MPa	氢电导率 (25℃) μS/cm	二氧化硅 μg/kg	铁 μg/kg	铜 μg/kg	钠 μg/kg
>5.8	≤1.00	≤60	≤50	≤15	≤20

注: 锅炉启动后, 并汽或汽轮机冲转前的蒸汽质量可以参照表 C.4 的规定控制, 在机组并网后 8h 内应达到表 C.1 的标准值。

C.5 锅炉启动时的给水质量标准见表 C.5。

表 C.5 锅炉启动时的给水质量标准

锅炉压力 MPa	硬度 $\mu\text{mol/L}$	氢电导率 (25℃) $\mu\text{S/cm}$	铁 $\mu\text{g/L}$	溶解氧 $\mu\text{g/L}$	二氧化硅 $\mu\text{g/L}$
>12.6	$\leq 5.0$	$\leq 1.00$	$\leq 75$	$\leq 30$	$\leq 80$
注：锅炉启动时，给水质量应符合表 C.5 的规定，在热启动时 2h 内、冷启动时 8h 内应达到表 C.2 的标准值。					



附录 D  
(资料性附录)  
锅炉允许投煤床温曲线

根据热功率为 1MW 的循环流化床燃烧试验台的试验结果, 确定的点火投煤床温与燃料的干燥无灰基挥发分的关系曲线如图 D.1 所示。

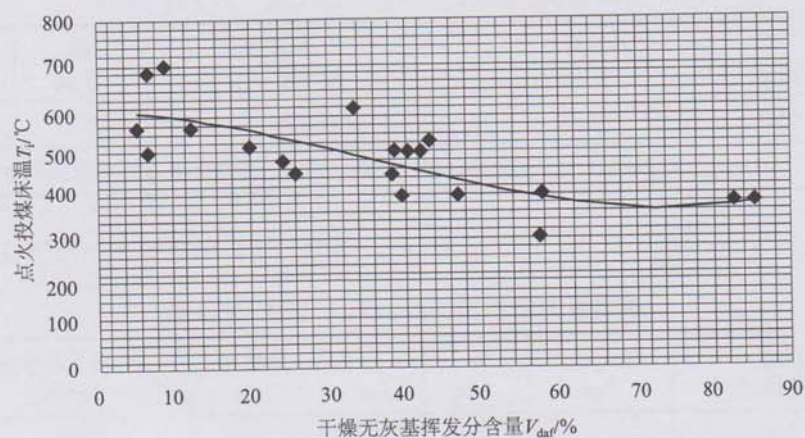


图 D.1 点火投煤床温与燃料的干燥无灰基挥发分的关系曲线

中 华 人 民 共 和 国  
电 力 行 业 标 准  
**300MW 循环流化床锅炉运行导则**  
DL/T 1326 — 2014

\*

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>)  
北京九天众诚印刷有限公司印刷

\*

2015年6月第一版 2015年6月北京第一次印刷  
880毫米×1230毫米 16开本 4印张 118千字  
印数 0001—3000册

\*

统一书号 155123·2200 定价 **33.00元**

**敬告读者**

本书封底贴有防伪标签,刮开涂层可查询真伪  
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**



中国电力出版社官方微信



掌上电力书展



155123.2200

上架建议: 规程规范/  
电力工程/火力发电