

300MW 机组直流锅炉运行规程

SD195—86

中华人民共和国水利电力部
关于颁发《300MW 机组直流锅炉
运行规程》(SD195—86)的通知
(86)水电电生字第 87 号

现颁发《300MW 机组直流锅炉运行规程》，自即日起执行。在执行中提出的问题，请及时告我部生产司。

一九八六年十月二十二日

说 明

本规程适用于国产机组亚临界、UP 型、双炉膛 300MW 直流锅炉，亦可供其他直流锅炉编制运行规程时参考。

本规程是以 SG-1000/170-555/555 型燃油(燃煤)直流锅炉为主编制的，各电厂应据此编制现场运行规程。凡本规程未包括部分，须根据实际运行经验和制造厂家的规定，做必要的补充。

1 锅炉机组的简要特性

1.1 设备简况

本锅炉是与 300MW 汽轮发电机配套的亚临界、一次上升、二次混合、中间再热直流锅炉。设备简况如下(按制造厂说明书编写)：

- 1.1.1 制造厂家(制造厂编号)；
- 1.1.2 制造年月；
- 1.1.3 投产年月；
- 1.1.4 锅炉型号；
- 1.1.5 炉膛；
- 1.1.6 燃烧器(包括煤粉燃烧器和燃油燃烧器)；
- 1.1.7 过热器；
- 1.1.8 再热器；
- 1.1.9 省煤器；
- 1.1.10 空气预热器；
- 1.1.11 构架；
- 1.1.12 炉墙；
- 1.1.13 除尘、除灰设备；
- 1.1.14 煤粉系统和燃油设备；
- 1.1.15 吸风机、送风机；
- 1.1.16 再热蒸汽调温方式；

- 1.1.17 旁路系统；
- 1.1.18 锅炉自动控制装置；
- 1.1.19 锅炉程序控制装置；
- 1.1.20 锅炉电气保护和热机保护装置；

1.2 设计 规 范

1.2.1 主要参数(表 1)

表 1

序 号	项 目	单 位	设计数据	备 注
1	额定蒸发量	t/h		
2	再热蒸汽量	t/h		
3	主蒸汽压力(表压力)	MPa		
4	主蒸汽温度	℃		
5	再热蒸汽进口压力(表压力)	MPa		
6	再热蒸汽出口压力(表压力)	MPa		
7	再热蒸汽进口温度	℃		
8	再热蒸汽出口温度	℃		
9	给水温度	℃		
10	冷风温度	℃		
11	热风温度	℃		
12	排烟温度	℃		
13	锅炉效率	%		
14	燃料消耗量	t/h		
15	炉膛出口烟温	℃		
16	启动分离器压力(表压力)	MPa		
17	低出前炉本体压力(表压力)	MPa		
18	锅炉汽、水系统总阻力(表压力)	MPa		
19	锅炉机组烟气阻力	Pa (mmH ₂ O)		
20	空气预热器空气阻力	Pa (mmH ₂ O)		
21	炉膛出口过量空气系数	—		
22	炉膛容积热负荷	kJ/(m ³ ·h) [kcal/(m ² ·h)]		
23	炉膛截面积热负荷	kJ/(m ² ·h) [kcal/(m ² ·h)]		
24	炉壁热负荷	kJ/(m ² ·h) [kcal/(m ² ·h)]		

25	燃烧器区域炉壁热负荷	$\text{kJ}/(\text{m}^2\cdot\text{h})$ [$\text{kcal}/(\text{m}^2\cdot\text{h})$]		
----	------------	--	--	--

1.2.2 主要承压部件及受热面(表 2)

表 2

序号	项 目	单 位	设计数 据	备 注
1	启动分离器 (1)内 径 (2)壁 厚 (3)长 度 (4)材 质 (5)中心线标高 (6)正常水位线在中心线下 (7)总水容积	mm mm mm — mm mm m^3		
2	省煤器 (1)型 式 (2)受热面积 (3)管 数 (4)外径及壁厚 (5)材 质 (6)进口水温/出口水温	— m^2 根 mm — $^{\circ}\text{C}$		按级分别列出
3	双面水冷壁 (1)型 式 (2)受热面积 (3)管 数 (4)外径及壁厚 (5)材 质	— m^2 根 mm —		
4	膜式水冷壁 (1)型 式 (2)受热面积 (3)管 数 (4)外径及壁厚 (5)进口工质欠焓 (6)材 质	— m^2 根 mm $\text{kJ}/\text{kg}(\text{kcal}/\text{kg})$ —		
5	包覆管系 (1)型 式 (2)受热面积	— m^2		

	(3)管 数 (4)外径及壁厚 (5)材 质	根 mm —		
6	过热器 (1)型 式 (2)受热面积 (3)管 数(屏数) (4)外径及壁厚 (5)材 质 (6)进口蒸汽温度/出口蒸汽温度 (7)计算管壁温度 (8)允许管壁温度	— m ² 根(屏) mm — °C °C °C		按级分别列出
7	再 热 器 (1)型 式 (2)受热面积 (3)管 数 (4)外径及壁厚 (5)材 质 (6)进口蒸汽温度/出口蒸汽温度 (7)计算管壁温度 (8)允许管壁温度	— m ² 根 mm — °C °C °C		按级分别列出
8	旁路系统 (1)型式(旁路范围) (2)容 量 (3)减压范围(表压力) (4)减温范围	— t/h MPa °C		按系统分别列出
9	锅炉水容积 (1)锅炉本体及启动分离器 (2)过 热 器 (3)再 热 器 (4)锅炉总水容积	m ³ m ³ m ³ m ³		
10	减 温 器 (1)型 式 (2)数 量 (3)减温水量 (4)减温水源	— 个 t/h —		按级、用途分别列出

	(5)减温水压力(表压力)	MPa		
	(6)减温水温度	°C		
	(7)减温能力(额定参数时)	°C		
11	空气预热器 (1)型 式 (2)受热面积 (3)管数(台数) (4)外径及壁厚 (5)材 质 (6)进口风压/出口风压 (7)进口风温/出口风温 (8)烟气阻力	— m ² 根(台) mm — Pa(mmH ₂ O) °C Pa(mmH ₂ O)		注明有、无暖风器,回转式空气预热器应注明直径、转速及电动机的有关数据,并按级分别列出

1.2.3 管道系统(表 3)

表 3

序号	项 目	单 位	设计数据	备 注
1	主蒸汽管道 (1)管 数 (2)外径及壁厚 (3)总长度 (4)材 质	根 mm m —		
2	再热蒸汽管道 (1)管 数 (2)总 长 度 (3)外径及壁厚 (4)材 质	根 m mm —		按进口、出口分别列出
3	给水管道的 (1)外径及壁厚 (2)材质 (3)额定流量	mm — t/h		按用途分别列出

1.2.4 燃烧设备(表 4)

表 4

序号	项 目	单 位	设计数据	备 注
1	炉 膛 (1)容 积 (2)宽 度	m ³ m		

	(3)深 度	m		
	(4)高 度	m		
2	燃烧器 (1)型 式 (2)布置方式 (3)个 数 (4)容 量	— — 个 t/h		若为四角布置的燃烧器，应在备注中注明中心假想切圆直径
3	点火装置 (1)型 式 (2)布置方式 (3)只 数 (4)容 量	— — 只 t/h		

1.2.5 附属设备(表 5)

表 5

序号	项 目	单 位	设计数据	备 注
1	风 机 (1)型 式 (2)台 数 (3)风 量 (4)风 压 (5)叶轮直径 (6)允许介质温度 (7)调节方式 (8)效 率 (9)润滑方式 电 动 机 (1)型号及制造厂 (2)容 量 (3)电 压 (4)电 流 (5)转 速	— 台 m ³ /h Pa (mmH ₂ O)mm °C — % — — kW V A r/min		应按用途分别列出(包括吸风机、送风机、排粉风机等)
2	给 粉 机 (1)型 式 (2)台 数 (3)容 量 (4)转速调节范围	— 台 t/h r/min		

3	吹灰器 (1)型式 (2)台数 (3)吹灰介质及参数	— 台		按不同部位分别 列出
4	除尘器 (1)型式 (2)台数 (3)效率	— 台 %		
5	磨煤机 (1)型式 (2)台数 (3)出力 电动机 (1)型号及制造厂 (2)容量 (3)电压 (4)电流 (5)转速	— 台 t/h — kW V A r/min		

1.2.6 安全阀(表 6)

表 6

序号	项 目	单 位	设计数 据	备 注
1	过热器安全阀 (1)型式 (2)台数 (3)起座压力(表压力) (4)排放量(每台)	— 台 MPa t/h		按电气、机械分 别列出
2	再热器安全阀 (1)型式 (2)台数 (3)起座压力(表压力) (4)排放量(每台)	— 台 MPa t/h		按用途分别列出 按电气、机械分 别列出
3	启动分离器安全阀 (1)型式 (2)台数 (3)起座压力(表压力) (4)排放量(每台)	— 台 MPa t/h		

1.2.7 热工自动调节装置(表 7)

表 7

序号	项 目	单 位	设计数据	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		

1.2.8 给水及蒸汽品质(表 8)

表 8

序号	项 目	单 位	设计数据	备 注
	给 水	—		
	(1)硬 度	$\mu\text{g/L}$		
	(2)溶 氧	$\mu\text{g/L}$		
	(3)铁	$\mu\text{g/L}$		
	(4)铜	$\mu\text{g/L}$		
	(5)钠	μg		
	(6)二氧化硅	/L		
	(7)联 氨	$\mu\text{g/L}$		
	(8)油	$\mu\text{g/L}$		
	(9)pH	—		
	(10)总二氧化碳	mg/L		

1.2.9 燃料特性(表 9)

表 9

序号	项 目	单 位	设计数据	实际数据	备注
	燃 煤				
	(1)煤 种	—			
	(2)应用基碳 C^y	%			
	(3)应用基氢 H^y	%			
	(4)应用基氧 O^y	%			
	(5)应用基氮 N^y	%			
	(6)应用基硫 S^y	%			
	(7)应用基水分 w^y	%			
	(8)应用基灰分 A^y	%			
	(9)低位发热量 Q^y_D	kJ/kg(kcal/kg)			
	(10)可燃基挥发分 V^x	%			
	(11)灰的变形温度 t_1	°C			

	(12)灰的软化温度 t_2	°C			
	(13)灰的融化温度 t_3	°C			
	(14)可磨性系数	—			
2	燃 油				
	(1)油 种	—			
	(2)应用基碳 C^y	%			
	(3)应用基氢 H^y	%			
	(4)应用基氮 N^y	%			
	(5)应用基氧 O^y	%			
	(6)应用基硫 S^y	%			
	(7)应用基水分 w^y	%			
	(8)应用基灰分 A^y	%			
	(9)低位发热量 Q_D^y	kJ/kg(kcal/kg)			
	(10)密 度 ρ	kg/m ³			
	(11)粘 度 γ	m ³ /s			
	(12)凝固点 t	°C			
	(13)闪点(开口) t	°C			
	(14)机械杂质	%			

2 锅炉机组的启动

2.1 检修后的验收

2.1.1 锅炉机组大、小修后，应有设备变动报告。

2.1.2 运行人员应参加验收工作。在验收时，应对设备进行详细的检查，并进行必要的试验和试转。验收项目应在现场规程中规定，并写入专用的检查、验收卡。

2.1.3 在验收中若发现设备存在缺陷，不能确保机组安全运行时，除及时记录在有关记录簿外，还必须在投运之前予以消除。

2.1.4 检查验收应包括下列内容：

2.1.4.1 拆除或装复为检修工作而采取的临时设施，现场整齐、清洁，各通道畅通无阻，保温及照明完整、良好。

2.1.4.2 锅炉本体、辅机及风、烟道等设备完整，内部无杂物。

2.1.4.3 管道、阀门连接良好，并有符合《电力工业技术管理法规》所规定的漆色标志。

2.1.4.4 仪表操作盘上的仪表配置齐全、完整、好用，并有可靠事故照明，报警信号声、光良好。

2.2 主要辅机的试运行

2.2.1 主要辅机检修后，必须经过试运行。试运行良好、验收合格，方可正式投入运行。吸风机、送风机的连续试运行时间不得少于 4h，以验证其工作的可靠性。

转动机械试运行时，应遵守《电业工作安全规程》的有关规定。

2.2.2 转动机械试运行前的检查

2.2.2.1 确认锅炉风、烟系统和制粉系统的各风门、挡板及其传动机构都已校验，且运行正常。

2.2.2.2 确认转动机械及其电气设备检修完毕，并具有各有关单位会签的试运行申请单。

2.2.2.3 转动机械以及与之有关的润滑油系统、冷却系统、液压油系统、控制系统及各仪表均符合启动前的要求。

电动机符合《厂用电动机运行规程》的有关规定。

详细检查内容，应在现场规程中规定。

2.2.2.4 转动机械检查正常，方可送上该设备的电源及其操作电源、气源，投用巡测装置、程控装置、保护装置以及连锁装置。

2.2.3 转动机械的试运行

2.2.3.1 转动机械试运行时，有关的检修负责人应到现场；运行应有人检查、验收；仪表操作盘上也应有人监视启动电流和启动电流在最大值的持续时间。

2.2.3.2 试运行程序、联锁装置试验的程序，均应在现场规程中规定。

2.2.3.3 各辅机的启动，应在最小负荷下进行，以保证设备的安全。

2.2.3.4 风机试运行时，应进行最大负荷的试验(电流不得超过额定值)。试运行中保持正常炉膛负压。

2.2.3.5 制粉系统试运行时，应确认系统内无积粉、积煤。

2.2.4 主要辅机试运行时的验收项目：

2.2.4.1 风机

a.回转方向正确。

b.无异声、摩擦和撞击。

c.轴承温度与轴承振动符合本规程第 3.9.5 款的规定。

d.轴承无漏油及电油，油管畅通，高、低油位线清楚，油位正常，油质良好。

e.检查各处无油垢、积灰、积粉、漏风、漏水等现象。

f.风门、挡板(包括机械限位)及连接机构的安装位置应正确，并能关闭严密，不使停用中的风机倒转。

g.风门、挡板应有就地开度指示装置，并和控制室内的开度指示核对一致。

h.电动机的运行情况应符合《厂用电动机运行规程》的有关规定。

2.2.4.2 回转式空气预热器

a.空气预热器各处的门、孔均应关闭严密。上、下轴承处无人停留及工作。

b.启动前，先校验油泵低油压连锁能自启动；回转式空气预热器下轴承润滑油泵已启动，运行正常。投用回转式空气预热器。

c.回转式空预热器启动后，特别是其电气部分检修后的启动，应注意其回转方向。若转向相反，应立即停用，防止密封板损坏。

d.注意电动机电流，如有不正常晃动，应停止试运行，检查原因。

2.2.5 锅炉检修后，应在冷态下进行漏风试验，以检查锅炉各部的严密性。其试验、检查方法，应在现场规程中规定。

2.3 水压试验

2.3.1 锅炉大、小修后或局部受热面临修后，必须进行水压试验(再热器除外)。有条件时，再热器也应做水压试验。

锅炉的超压水压试验(包括再热器)应按《电力工业锅炉监察规程》的规定进行。

锅炉水压试验、超压水压试验的周期及试验压力，应在现场规程中明确规定。在超压水压试验时，应有总工程师或其指定的专责人员在现场指挥。

2.3.2 水压试验的给水必须经过除盐

锅炉上水应在承压部件周围空气温度高于 5℃ 时进行。低于 5℃ 时，必须有防冻措施。锅炉上水的水温一般应为 20~70℃，过低易造成受热面表面结露，过高易造成汽化。

2.3.3 水压试验前应进行以下各项准备工作：

2.3.3.1 检查与水压试验有关的汽、水系统，其检修工作已经结束，热力工作票已注销，炉膛和尾部烟道内无人工作。

2.3.3.2 汇报值长，联系有关部门，准备好水压试验用水(除盐水、除氧水或凝结水)。

2.3.3.3 汽、水系统各隔绝门及调节门的执行机构试验正常。有关仪表、巡测装置、程控装置都已投入运行。

2.3.3.4 安全阀控制系统、电磁泄放门及其他防止超压的保护装置，经过试验正常，并已投入运行。

2.3.3.5 按本规程第 2.5.7 款的有关要求检查汽、水系统阀门，使锅炉符合上水状态。

2.3.4 水压试验前的检查与准备工作完毕后，即可按本规程第 2.6.1.1~2.6.1.4 项的规定向锅炉上水。

2.3.5 上水前和上水后，应有专人记录膨胀指示器指示值，并分析其膨胀工况是否正常。

2.3.6 在上水过程中，应检查各管系、阀门是否有泄漏，如发现有泄漏，应停止上水，待处理好后再重新上水。调节进水量应均匀、缓慢，阀门不可猛开猛关，以防发生水冲击。

2.3.7 锅炉承压部件的水压试验

2.3.7.1 水压试验应有专人监视和调节压力。升压、降压速度均不应超过 0.6MPa/min。正常升压、降压应经检修负责人同意。

2.3.7.2 过热器、再热器水压试验前，应确知管道的支、吊架允许承受管道充水后的荷重。并有防止汽轮机进水的措施。

2.3.7.3 升压时必须使用给水旁路门或包覆出口分调控制压力。当压力上升至水压试验压力时，应维持压力 2h，然后通知有关人员进行检查。待检查、试验完毕后方可降压。

2.3.7.4 在锅炉各部分分别进行水压试验时，除正在进行试验的部分外，均应无压力。如发现有压力，则应停止试验，待查明原因后再继续试验。

2.3.8 锅炉承压部件的超压水压试验

2.3.8.1 超压水压试验必须经总工程师批准后方可进行。

2.3.8.2 超压水压试验应在水压试验正常后进行。超压水压试验前由锅炉检修人员负责做好防止安全阀起座、排汽门动作的措施。

2.3.8.3 锅炉超压水压试验的检查，应在升压至规定压力，时间维持 5min，再降压到运行工作压力后，通知有关人员进行。

2.3.8.4 在过热器、再热器压力降至运行工作压力后，应解除防止安全阀起座及向空排汽门

动作的措施。

2.3.9 锅炉水压试验中，还应对主要阀门的漏流量进行试验。

2.4 电气连锁及热机保护的试验

2.4.1 电气连锁及热机保护的基本项目(制造厂另有规定的除外)见表 10。

2.4.2 所有电气连锁及热机保护在检修后，均应作一次试验，以确保机组投运后能正常动作，起到保护作用。

有关试验项目及试验方法、要求，应根据现场设备情况，在现场规程中规定。

2.4.3 严禁无故停用电气连锁及热机保护。如需停用时，应先得到总工程师批准。

2.5 启动前的检查

2.5.1 锅炉大、小修后，启动前应检查热力工作票已注销，检修工作已结束，关经验收合格。

2.5.2 锅炉机组附属的冷却系统、控制压缩空气系统、除灰水系统已投入运行，工况正常。

2.5.3 锅炉机组的备用辅助汽源，应处于热备用状态。

2.5.4 按照《制粉系统运行规程》、《燃油设备运行规程》、《除渣设备运行规程》及《除尘器运行规程》的规定做好各辅助设备、系统启动前的检查和准备工作。

2.5.5 检查点火设备处于备用状态。

2.5.6 启动前及进水前的检查项目、要求应在现场规程中规定，并建立专用的操作卡。

2.5.7 检查汽、水系统，减温水系统及启动分离器系统等的阀门位置，应符合启动前状态(具体阀门位置应在现场规程中规定)。

表 10

项 目	保护及连锁的名称	保护及连锁的动作条件	保护 及连 锁的 动作 范围	投入 时间	停用 时间	备 注
事 故 停 炉 保 护	(1)手动事故停炉 (2)灭火保护 (3)炉膛正、负压保护 (4)断水保护 (5)低温过热器出口汽 温低保护 (6)锅炉辅机连锁保护 (7)机、电、炉横向联 动保护	事故停炉时使用 甲或乙炉膛灭火 数值由制造厂提供或 试验确定 甲或乙炉膛的给水流量 小于 150t/h，延时 10s 低温过热器甲或乙出口 汽温低于 360℃ 两台送风机跳闸或一 台停用中，另一台运行中 跳闸 汽机主汽门关闭				(1) 保 护 及 连 锁 的 动 作 范 围，投 入、停 用 时 间，在 现 场 规 程 中 根 据 设 备 及 制 造

超压保护	开启全旁路	主蒸汽压力高于17.3MPa, 并且: (1)旁路减温水压力大于18.1MPa (2)凝汽器真空大于62.7kPa(表压力) (3)凝结水升压泵出口压力大于1MPa				厂规定予以明确 (2)电气连锁在现场规程中应有附图
	开启全旁路、高压旁路	汽机主汽门关闭或二次油压低于调门关闭时的压力, 并且: (1)旁路减温水压力大于18.1MPa (2)凝汽器真空大于62.7kPa(表压力) (3)凝结水升压泵出口压力大于1MPa				
	开启过排	主蒸汽压力高于17.4MPa				
	开启再排	再热蒸汽压力高于3.6MPa				
超温保护	开启再热器事故喷水	再热蒸汽温度大于555℃				
满水保护	开启分地沟	启动分离器水位升高至+150mm				
其他	送风量小于额定风量的30%火焰监察达到临界状态					

2.5.8 吸风机、送风机、烟道、风道等烟与风的调节挡板转动灵活、位置正确, 符合启动前要求。回转式空气预热器的油泵、安全阀用的空气压缩机及其他燃油、除灰、除尘、疏水用的辅助机械设备均正常、良好。

2.5.9 炉膛内无焦渣杂物。炉膛、过热器、再热器、省煤器、空气预热器等风、烟道的各人孔门、看火门、打焦门、防爆门、检查门、放灰门等, 在确认其内部无人后关闭。

2.5.10 过热器、再热器、启动分离器各安全阀完整、良好, 无杂物卡住, 压缩空气系统严密、完整、可用。起座、回座压力定值符合要求。

2.5.11 各仪表及遥控设备、保护装置的电源正常。备用电源处于备用状态。

2.6 冷态启动

2.6.1 冷态清洗

2.6.1.1 向锅炉上水前，应对炉前给水管道及高压加热器水侧清洗，直至炉前给水含铁量小于 $50\mu\text{g/L}$ 后，方可向锅炉上水。

2.6.1.2 上水流量不宜过大，一般不大于 $100\times 2\text{t/h}$ 。

2.6.1.3 当双面水冷壁、膜式水冷壁进口放水门有水流出时，应在排放 10min 后关闭上述放水门。

2.6.1.4 当锅炉本体空气门及分排处有水急速喷出时，关闭各空气门及分排，开启分地沟，调整启动分离器压力在 $0.6\sim 1.1\text{MPa}$ 。

2.6.1.5 调整给水流量、给水压力符合要求：

a. 包覆出口压力 7MPa 。升压速度不大于 0.6MPa/min 。

b. 清洗流量 $150\times 2\text{t/h}$ 。为提高清洗效果，必要时可瞬时变动给水流量。

2.6.1.6 当包覆出口含铁量小于或等于 $1000\mu\text{g/L}$ ，与汽轮机值班员联系后可开启分凝水，关闭分地沟，转入大循环(循环过程为：炉本体—启动分离器—凝汽器—II级除盐—除氧器—给水泵—高压加热器—炉本体)。此时可开始逐步提高给水温度。

2.6.1.7 当省煤器出口含铁量小于或等于 $50\mu\text{g/L}$ 、电导率小于 $1\mu\text{S/cm}$ 、给水温度大于 100°C 时，锅炉方可点火。

2.6.2 锅炉点火

2.6.2.1 点火前投入水膜式除尘器或电气除尘器的振打装置，炉膛灰渣斗水封，暖风器，轻油、重油系统。

2.6.2.2 顺序启动预热器、吸风机、送风机。调整风量至额定负荷风量的 30%，维持炉膛负压 $49\sim 98\text{Pa}$ 。燃煤炉通风不少于 5min；燃油炉通风不少于 10min。

2.6.2.3 提高包覆出口压力至 11.9MPa 。升压速度不大于 0.6MPa/min 。

2.6.2.4 投用点火装置，点燃轻油枪。待轻油燃烧正常后，停用点火装置。

2.6.2.5 投用重油枪。投用时应注意对称布置。待重油燃烧稳定后，关闭轻油枪。

注意保持水冷壁管间温差不大于 50°C ；温升速度不大于 2.5°C/min 。

2.6.2.6 点火过程中应监视燃烧情况。如发现油枪灭火，应立即停用该油枪，待消除灭火原因后，重新点燃该油枪；当任一炉膛油枪全部灭火时，应按锅炉灭火处理，然后重新点火。

2.6.2.7 通过全旁路、低压旁路对过热器、再热器进行真空干燥。

2.6.2.8 空气预热器出口风温达 150°C 时，可按《制粉系统运行规程》启动制粉系统，点燃煤粉。点燃煤粉后，应及时调整燃烧，控制燃料量，维持水冷壁各管间的正常温差及温升速度。

2.6.3 锅炉升温、升压及热态清洗

2.6.3.1 逐渐增大燃料量，提高包覆出口及主蒸汽温度。当包覆出口温度达 200°C 时，切除节流管束，并微开低过出口分调。当包覆出口温度达 210°C 时，给水由旁路给水管切至主给水管运行，并将包覆出口压力提高至 15.8MPa 。升压速度不大于 0.6MPa/min 。

2.6.3.2 锅炉升温过程中：启动分离器建立水位时，应及时回收工质量；维持两侧炉膛热负荷相等；高温过热器后烟温不超过 450°C ；两侧偏差不大于 50°C 。

2.6.3.3 当启动分离器压力达 1.6MPa ，且水位正常时，可开启分出，向过热器、再热器送汽。

两侧分出应同时开启，开启后应及时关小全旁路，保持启动分离器压力正常，并注意全旁路后温度不超过 160°C 。

2.6.3.4 当包覆出口温度上升至 260℃后，调整燃料量，控制其温度在 260～290℃。进行锅炉热态清洗。

在测定水质合格后，方可继续升温。

在发电机并网前，包覆出口温度不超过 310℃，高温过热器后烟温不超过 540℃。

2.6.4 汽轮机冲转

2.6.4.1 当主蒸汽压力在 1.1～1.6MPa、主蒸汽温度在 300～350℃、两侧偏差不超过 15℃、再热蒸汽温度在 200～250℃、两侧偏差不超过 15℃时，即可进行汽轮机冲转。

2.6.4.2 冲转前关闭高压旁路。

2.6.4.3 冲转后，调整全旁路维持主蒸汽压力正常；调整燃料量，尽量不使用减温水，控制主蒸汽温度和再热蒸汽温度的温升速度不大于 2.5℃/min。

如使用减温水，应注意减温器后的蒸汽温度，其过热度不小于 50℃。

2.6.5 汽轮机升速、发电机并网

2.6.5.1 当汽轮机在 1800～3000r/min 的升速过程中，应增加燃料量及调整全旁路，维持主蒸汽压力在 2.5～3MPa。

2.6.5.2 发电机并网后，即增荷至 10～15MW。并投入有关保护装置。

2.6.5.3 在汽轮机低负荷暖机阶段，主蒸汽温度和再热蒸汽温度都不应超过 450℃；包覆出口温度不大于 330℃。

2.6.6 锅炉通过膨胀

2.6.6.1 适当增加燃料量，使锅炉通过膨胀。

2.6.6.2 当Ⅰ级混合器、Ⅱ级混合器、水冷壁出口及包覆出口工质温度中任一点达到饱和温度时，膨胀即开始。

2.6.6.3 膨胀开始后，注意调整包覆出口压力正常，防止启动分离器压力超限。

2.6.6.4 当Ⅰ级混合器、Ⅱ级混合器、水冷壁出口及包覆出口工质温度都达到饱和温度时，膨胀即告结束。

2.6.6.5 膨胀结束后，即调整锅炉运行工况及各参数稳定。

2.6.7 切除启动分离器

2.6.7.1 切除启动分离器的条件及准备工作：

a.提高启动分离器压力至 3.5～4MPa。

b.维持低温过热器出口汽温在 370～390℃。

c.主蒸汽温度及再热蒸汽温度稳定在 450～480℃。

d.发电机负荷在 50MW 左右，并已允许锅炉切除启动分离器的操作。

e.对有关管道进行充分疏水。低出前、后疏水应特别重视。

f.核对燃料量，符合切除启动分离器的要求。控制高温过热器后的烟温约在 540℃左右(应根据试验数值在现场规程中规定)，并应使减温水量有调节余地。

2.6.7.2 切除启动分离器的操作：

a.逐步调节开启低调，同时关小低过出口分调，维持低温过热器出口蒸汽温度在 370～390℃，并维持包覆出口压力 15.8MPa 稳定。待低过出口分调关闭后，再适当增加燃料量，进行低调和包覆出口分调的切换操作。

b.当启动分离器出口压力大于启动分离器压力时，启动分离器即退出运行。

c.在切除启动分离器过程中，如主蒸汽温度及各段工质温度迅速下降，应即关小低调，同时关小或关闭减温水。必要时可关闭低调，恢复启动分离器供汽的方式。

2.6.8 过热器升压

2.6.8.1 升压速度不超过 0.4MPa/min。

2.6.8.2 关小全旁路，同时调整燃料量，维持主蒸汽温度在 480~500℃。

2.6.8.3 全旁路关闭后，再关小调速汽门升压。

2.6.8.4 升压过程中，控制汽压变化速度，使汽轮机调节级温度不突降 20℃，并注意维持包覆出口压力 15.8MPa 稳定。调整燃料量，提高主蒸汽温度在 520~530℃。

2.6.8.5 当主蒸汽压力上升至 14.8~15.3MPa，低出前、后压差小于 1MPa 时，开启低出。

2.6.8.6 低出开启后，投入有关保护装置。全面检查、调整锅炉各运行工况正常、稳定。

2.6.9 锅炉增荷

2.6.9.1 低出开启后，即可按正常增加负荷操作，提高锅炉负荷。机组增荷速度控制在每分钟 1%~2%。

2.6.9.2 当煤粉燃烧器投入运行，排烟温度大于 100℃后，可投用电气式除尘器。

2.6.9.3 主给水流量大于 200×2t/h 时，应投用锅炉断水保护。

2.6.9.4 增荷结束，应进行一次空气预热器吹灰工作。

2.7 热态启动

2.7.1 汽轮机启动时，若高压缸调节级处内缸的下缸内壁温度在 200℃以上时的启动为热态启动。

2.7.2 锅炉上水、建立启动压力和启动流量：

2.7.2.1 待高压加热水侧清洗合格，给水温度大于 100℃，方可向锅炉上水。上水流量控制在(30~50)×2t/h。开始上水后，应监视省煤器出口和双面水冷壁出口的降温速度不超过 25℃/min，并检查省煤器管道不振动，否则应减少上水量。

2.7.2.2 当省煤器出口及双面水冷壁出口降温速度较慢或其实际温度已低于该压力下的饱和温度时，可逐渐增加上水量直至 150×2t/h。

2.7.2.3 热态启动时，在锅炉上水过程中可不进行排放及冷态清洗。

2.7.2.4 当锅炉本体水进满后，包覆出口压力可升至 11.9MPa。升压速度不超过 0.6MPa/min。

2.7.3 锅炉点火、升温、升压及热态清洗

2.7.3.1 锅炉点火操作按本规程第 2.6.2 条进行。

2.7.3.2 锅炉升温、升压、热态清洗按本规程第 2.6.3 条进行。

2.7.3.3 汽轮机冲转前主蒸汽升温速度每小时不超过 280℃，同时还需按下列要求控制：

- a. 400℃以下不大于 10℃/min。
- b. 400~450℃不大于 8.5℃/min。
- c. 450~500℃不大于 7℃/min。
- d. 500~540℃不大于 3.7℃/min。
- e. 540~550℃不大于 2℃/min。

2.7.3.4 为提高再热蒸汽温度，可开大再排及高压旁路，增加再热器的通流量。

2.7.4 锅炉通过膨胀的操作，在汽轮机冲转前或后进行均可。但应避免与汽轮机冲转同时进行。

在先膨胀后冲转的工况下，为防止低温再热器壁温超限，高温过热器后烟温应低于 500℃。

2.7.5 汽轮机冲转、升速

2.7.5.1 在热态清洗及锅炉升温、升压过程中，应逐步提高主蒸汽压力至 3~4MPa，同时提高主蒸汽温度。当主蒸汽温度大于高压缸缸壁温度 50℃以上、再热蒸汽温度大于或等于中压缸缸壁温度且两侧偏差均小于 15℃时，即可进行汽轮机冲转。

2.7.5.2 冲转前关闭高压旁路。

2.7.5.3 在汽轮机冲转和升速过程中，要注意防止再热器壁温超限。

2.7.5.4 汽轮机冲转后，主蒸汽和再热蒸汽的升温速度都不应大于 2.5℃/min。

2.7.6 发电机并网、锅炉切除启动分离器、过热器升压和锅炉增荷

2.7.6.1 并网操作按本规程第 2.6.5 条进行。因汽机低负荷暖机时间短，并网后即应准备切除启动分离器。若锅炉尚未通过膨胀，则按本规程第 2.6.6 条通过膨胀，然后切除启动分离器。

2.7.6.2 切除启动分离器、过热器升压和锅炉增荷的操作，分别按本规程第 2.6.7、2.6.8、2.6.9 条进行。

2.8 安全阀的校验

2.8.1 安全阀起座压力须按《电力工业锅炉监察规程》的规定，在现场规程中明确规定。

2.8.2 安全阀应定期进行校验：

2.8.2.1 检修过的安全阀应对其起座压力进行校验。

2.8.2.2 锅炉运行时，安全阀在汽压超过起座压力而仍不动作时，应查明原因，必要时可进行安全阀放汽试验或校验。

2.8.2.3 锅炉运行中，为防止安全阀阀芯和阀座粘住，至少每个小修周期进行一次安全阀放汽试验或校验。

2.8.3 安全阀的校验

2.8.3.1 安全阀校验时，应有检修和运行技术负责人在场。

2.8.3.2 校验前应检查安全阀及其排汽管、消音装置完整，安全阀定位圈上无卡板。

2.8.3.3 校验前，安全阀的压缩空气操纵系统和控制回路应经热工人员检查和试验正常。

2.8.3.4 校验时，应保持锅炉工况稳定，并加强对汽压的监视。当汽压达到起座定值而安全阀未能起座时，应立即降低汽压至正常压力。

2.8.3.5 校验时，除及时调整汽压外，还应注意监视和调整汽温。在校验再热器进口安全门时，更应及时调整减温水和事故喷水，防止再热蒸汽温度超限。

2.8.3.6 校验时，若安全阀起座后无法回座时，应按事故处理的有关规定处理。

2.8.3.7 校验后，检查安全阀应无泄漏，并做好校验记录。

2.8.3.8 安全阀校验的操作步骤，应在现场规程中规定。一般可按机械起座、电气手动起座、电气自动起座三个步骤进行。

2.8.4 锅炉从上水开始至停炉泄压完毕，各安全阀必须投入运行。锅炉运行时，应定期检查安全阀及其排汽管：消音器完整，定位圈上无卡板，安全阀不泄漏，上气室充压、下气室无

压力。

3 锅炉运行的控制与调整

3.1 锅炉运行的监视与主要限额

3.1.1 锅炉运行监视和调整，必须保证各参数在允许的范围内变动。并应充分利用计算机控制、程序控制及自动调节装置，以有利于运行工况的稳定和进一步提高调节质量。

值班人员要加强运行分析，当计算机、程序控制及自动装置工作不正常时，应即将其退出运行，用手动维持运行工况正常。并即通知有关人员，尽快恢复计算机、程序控制及自动调节装置的正常运行。

3.1.2 锅炉运行调整的主要任务

3.1.2.1 保持锅炉的蒸发量在额定值内，且满足汽轮机的要求。

3.1.2.2 保持正常的汽压、汽温。

3.1.2.3 保持燃烧良好、提高锅炉效率。

3.1.2.4 确保锅炉机组安全运行。

3.1.2.5 及时调整锅炉工况，尽可能维持各运行参数在最佳工况下运行。

3.1.3 运行主要限额，在现场规程中应根据现场设备做出具体规定，表 11 可作参考。

表 11

序号	项 目	单 位	正 常	高 限	低 限	备注
1	锅炉蒸发量	t/h				
2	给水流量	t/h				
3	高压加热器停用时机组负荷	MW				不同情况分别列出
4	主蒸汽压力	MPa				
5	主蒸汽温度	℃				
6	再热蒸汽进口压力(表压力)	MPa				
7	再热蒸汽出口压力(表压力)	MPa				
8	再热蒸汽温度	℃				
9	双面水冷壁出口温度	℃				
10	膜式水冷壁进口工质欠焓	kJ/kg(kcal/kg)				
11	膜式水冷壁 I、II 级管屏出口及混合器温度	℃				按级分别列出
12	包覆过热器出口温度	℃				
13	低温过热器出口温度	℃				
14	后屏过热器出口烟温	℃				
15	膜式水冷壁壁温	℃				
16	双面水冷壁壁温	℃				

17	低温过热器壁温	°C				
18	高温过热器壁温	°C				
19	前、后屏壁温	°C				
20	低温再热器壁温	°C				
21	高温再热器壁温	°C				
22	全旁路后温度	°C				
23	旁路减温水压力(表压力)	MPa				
24	安全阀用控制压缩空气压力(表压力)	MPa				
25	启动分离器压力(表压力)	MPa				
26	大罩壳温度	°C				
27	高温过热器出口两侧烟温偏差	°C				
28	预热器进口风温：燃煤时或燃油时	°C				
29	排烟温度	°C				

3.2 汽压的控制和调整

3.2.1 锅炉应采用定压运行。并根据机组负荷的需要相应调整锅炉蒸发量，维持汽轮机在额定压力运行，力求做到汽压稳定。

锅炉汽压及蒸发量的调整是在增、减给水量的同时，相应按比例增减燃料量，微调同步器，以保持主蒸汽压力稳定，并使锅炉蒸发量的变化与机组负荷所需要的变动值相适应。

各厂应根据具体情况，制定调节汽压的方法和操作步骤。

3.2.2 机组最低负荷运行时，应保持给水流量不低于 $150 \times 2t/h$ 。

机组正常运行时，机组负荷的增、减速度，每分钟不大于额定负荷的 1%~2%。增、减过程中注意保持各段工质温度正常。

3.2.3 锅炉和汽轮机的主蒸汽压力表指示值以及锅炉各主蒸汽压力表指示值每班至少应核对一次。若发现有误差，应及时通知热工人员修复。

3.2.4 当高压加热器发生故障停用时，应相应降低锅炉负荷。高压加热器停用后所允许的机组负荷，应根据制造厂规定或经试验鉴定后，在现场规程中规定。

3.3 主蒸汽和再热蒸汽温度的控制和调整

3.3.1 锅炉在正常运行时，应严格监视和调整主蒸汽温度、再热蒸汽温度在 550_{-10}^{+5}°C ，其两侧偏差应小于 15°C ，同时各段工质温度、壁温不超过规定值。膜式水冷壁入口工质欠焓不大于 167.5kJ/kg 。

3.3.2 主蒸汽温度的调整是通过燃料与给水的不同比例，控制包覆出口温度作为基本调节，喷水减温作为辅助调节来完成的。

包覆出口温度应维持微过热，燃烧炉过热度应控制在 $10 \sim 20 \text{°C}$ 。当其过热度过小时，

应参照中间温度的变化，通过改变燃料与给水的比例，或其他措施来调整，使其恢复正常。

3.3.3 调整主蒸汽和再热蒸汽温度的方法，应在现场规程中规定，如：

3.3.3.1 调整燃烧器的倾斜角度。

3.3.3.2 调整一、二次风门的开度。

3.3.3.3 分层调节燃料量。

3.3.3.4 受热面吹灰。

3.3.3.5 调整减温水量。

3.3.4 锅炉运行中进行的燃烧调整，投、停燃烧器，启动、停用风机或制粉系统，吹灰、打焦等操作，都将使主蒸汽温度和再热蒸汽温度发生变化，此时应特别加强监视并及时进行汽温的调整工作。

高压加热器投入和停用时，给水温度变化较大，各段工质温度也相应变化。应根据省煤器出口温度，双面水冷壁出口温度或包覆出口温度的变化及时调整给水量、燃料量，以保持主蒸汽温度正常。

3.3.5 喷水减温的调整应注意：

3.3.5.1 减温水量不宜过大，以保证水冷壁运行工况正常。正常运行时减温水量每级每侧一般应小于 10t/h，两侧偏差不大于 5t/h。

3.3.5.2 调整减温水维持汽温，有一定的迟滞时间。调整时，减温水量不可猛增、猛减，应根据减温器后温度的变化情况来确定减温水量的大小。减温水自动投用时，改变定值也应缓慢。

3.3.5.3 投用再热器事故喷水时，尤须防止低温再热器内积水。喷水后汽温的过热度应大于 50℃。机组减负荷及停炉前应及时关闭事故喷水。

3.4 燃烧的调整

3.4.1 锅炉燃烧调整的目的是：保证燃烧的稳定性，提高燃烧的经济性，同时使炉膛热负荷分配均匀，减少热力偏差，保证锅炉运行各参数正常。

3.4.2 正常燃烧时，燃煤炉应具有金黄色火焰，燃油炉火焰白亮。燃烧火焰应不直接冲刷水冷壁、双面水冷壁，且无火焰窜屏现象。同一标高燃烧器的火焰中心处于同一高度，两侧热负荷接近，各段烟温两侧相近。高温过热器出口两侧烟温差不得大于 50℃。

燃料的起燃点应适中。距离太近，将引起结焦，烧坏喷嘴；距离太远，将燃烧不稳，引起锅炉熄火。

3.4.3 正常运行时，维持炉膛负压 50Pa，锅炉上部不向外冒烟气。

3.4.4 炉膛出口的过量空气系数 α 值，应根据不同燃料试验决定。燃油炉应实行低氧燃烧。

煤的灰熔点过低或采用油、煤混烧时，为防止炉膛结焦，可适当提高过量空气系数 α 值。烟气中最佳的含氧量应由调整试验确定。氧量的正常波动范围，应不超过最佳值的 $\pm 0.5\%$ 。

每月分析一次锅炉各部烟气中的含氧量。其漏风率应符合《电力工业技术管理法规》的规定。

3.4.5 燃烧器应正确投用：四角布置的应避免“缺角”，前、后墙布置的应两侧对称；投、停燃烧器时应逐只进行，以保持燃烧良好；各只燃烧器的给粉量(油量)应分配均匀。为防止煤粉仓内煤粉结块自燃，给粉机不应长时间停用，每班至少将备用的给粉机切换运行 2h。对

停用的燃烧器应少量通风冷却，以防过热烧坏。

3.4.6 锅炉值班人员应确知当值所用炉前燃料的种类及其主要成分(挥发物、水分、灰分)、燃油粘度、发热量和灰熔点。

3.4.7 对炉前燃料的煤粉细度和水分，每班至少应取样分析一次，以供燃烧调整和制粉调整时参考。

3.4.8 煤粉仓粉位应保持在 3m 以上。粉位过低，将会发生下粉不均或煤粉自流，影响燃烧。

3.4.9 锅炉应装有连续取样器。运行中保持取样器严密、畅通、取样准确、有代表性。每班分析飞灰及灰渣中的可燃物含量一次。

3.4.10 锅炉应通过燃烧调整试验制定燃烧调整操作卡，并应不断总结新的调整经验，修订、完善燃烧调整操作卡。

3.4.11 经常分析锅炉燃烧调整情况，对各燃烧器至少每小时检查一次；如有燃烧恶化，应及时调整、处理。燃煤炉的燃油系统应处于备用状态。

3.4.12 燃烧器投用后，即应检查着火情况是否良好，及时调整风量，防止烟囱冒黑烟。进行燃烧调整时，还应注意各段工质温度的变化及防止结焦。发现结焦，应及时清除，并定期进行水冷壁吹灰。当结焦严重时，应降低锅炉负荷。

3.4.13 为保持锅炉燃烧稳定及提高燃烧效率，应尽量减少漏风。各看火孔、打焦门、人孔门等，均应关闭严密，发现漏风处应及时堵塞。

3.4.14 当投入油枪稳定燃烧或油煤混烧时，近油枪的煤粉燃烧器应停用或适当减少其给粉量，以使油、煤燃烧均有足够的风量。一般油枪应置于煤粉燃烧器下面。

当燃烧不稳时，禁止进行水冷壁吹灰及打焦工作。

3.5 吹灰与打焦

3.5.1 为了清除锅炉受热面的积灰、结焦，保持受热面清洁，提高锅炉安全、经济运行水平，应定期对锅炉受热面进行吹灰、打焦。

3.5.2 吹灰或打焦时，必须遵守部颁《电业安全工作规程》的有关规定。

3.5.3 锅炉吹灰应按烟气流程顺序进行。两侧都布置有吹灰器时，应分别逐只进行。一般情况下，每班应吹灰一次，每 2h 检查燃烧器及其燃烧工况一次，如有结焦，应及时清除。

吹灰前，必须充分暖管；吹灰完毕，必须关闭吹灰蒸汽隔绝门，并开启吹灰蒸汽疏水门。

3.5.4 吹灰或打焦时，要求燃烧稳定、负荷稳定。锅炉低负荷运行时，一般不宜吹灰。如在吹灰或打焦时，锅炉发生故障、燃烧不稳定或吹灰装置故障，应立即停止吹灰。

3.5.5 吹灰或打焦时，应适当增大炉膛负压，加强对主蒸汽温度和再热蒸汽温度的监视和调整。

3.5.6 吹灰、打焦的方法和周期，吹灰介质的运行参数，应根据燃料情况和设备情况在现场规程中规定。

3.6 除 灰

3.6.1 锅炉的除灰工作，必须遵守部颁《电业安全工作规程》的有关规定。

3.6.2 锅炉控制室与除灰处应有联系信号。除灰工作必须按现场的除灰运行规程和规定进行。开事故放灰门，必须得到司炉同意。除灰时，若锅炉发生故障，司炉应通知除灰人员，必要时暂停除灰操作。

3.7 预防性维护工作

3.7.1 锅炉运行中，应对设备进行定期的巡回检查。检查的重点是：承压部件，汽、水阀门，安全阀，防爆门，炉墙，支、吊架，炉顶悬吊结构的情况以及倾听炉内有无泄漏等异常声响。当发现不正常情况时，应查明原因。对暂时不能消除的缺陷，应立即通知检修部门，同时加强监视，采取必要的措施，防止发生事故。

3.7.2 运行值班人员应按规定项目准时抄录运行日志，并进行分析，发现仪表读数和正常数值有差别时，应查明原因。对各参数的超限应做好分析和统计工作。对汽、水系统，烟气系统的阻力，受热面的传热效果等也应经常进行分析。

3.7.3 必须经常保持设备和现场的整洁，做到无杂物、无积灰、无积粉、无积水、无油垢。

3.7.4 值班人员应按规定进行预防性维护工作。预防性维护工作的项目，各厂应根据现场设备情况在现场规程中规定。

预防性维护工作的项目可参考表 12。

表 12

序号	项 目	时 间	执 行 人	备 注
1	厂用事故警报及各值班岗位联系信号校验			
2	安全门放汽试验(包括附属设备的安全阀)			
3	备用辅机试运行半小时			
4	备用辅机轮换运行及联动试验			
5	工业水、燃油、润滑油的滤网清洗			
6	煤粉仓定期降粉			
7	阀门、管道系统及设备的铭牌、标志齐全			
8	锅炉查堵漏风			
9	向空排汽试开			
10	制粉系统防爆门检查及查堵漏风			
11	点火设备检查			
12	防雨设施检查			
13	消防设施检查			
14	油库放水			
15	油库油位实测			
16	设备缺陷查核			
17	捞渣机检查			

3.8 自动控制和程序控制

3.8.1 根据自动控制设备及投用情况，各厂应编制自动及遥控设备的现场运行规程。

3.8.2 自动及遥控设备的现场运行规程应包括下列内容：

3.8.2.1 自动控制及遥控设备的特性。

3.8.2.2 自动控制投用的条件和操作方法。

3.8.2.3 各保护装置投用的条件和操作方法。

3.8.2.4 各程序控制投用的条件和操作方法。

3.8.2.5 自动控制及遥控设备的运行注意事项和一般故障处理。

3.9 主要辅机的运行

3.9.1 风机启动前应进行全面检查，附属设备及保护装置应投入。当一台风机运行，启动另一台风机时，应检查运行中风机的运行点离失速区较远的一点，以防启动风机后造成喘振。

3.9.2 空气预热器气动机在空气预热器投运前，应经试验正常。运行中应保持气动机压缩空气压力正常。

停炉前，空气预热器必须吹灰，停炉后空气预热器仍运行时，应继续检查和监视烟温。

3.9.3 定期检查主要辅机的运行情况(检查周期、内容应在现场规程中规定)。

3.9.3.1 风机运行中的检查项目：

- a.无异声和摩擦现象。
- b.轴承油系统不漏油、油位正常、油位管畅通、油质良好、油环转动良好、带油正常。
- c.轴承冷却水充足，排水管畅通。
- d.轴承温度、振动不超过规定值。
- e.联轴器接合完整，防护罩罩好，地脚螺丝牢固。
- f.辅机设备长期备用时，应定期试转 30min 或切换运行。
- g.风机的电流和烟、风压正常。风门挡板的就地开度指示和控制室内仪表盘上的开度指示一致。

3.9.3.2 回转式空气预热器运行中的检查项目：

- a.运转平稳，无异声，电流无大幅度晃动。下轴承润滑油泵运行正常。油温、油位、油流正常，回油温度不超过限额。
- b.摆线齿轮运行正常，润滑油流指示片活动正常。
- c.空气预热器进、出口的烟、风压数值正常。排烟温度正常。
- d.润滑油泵出口油压正常。
- e.定期对空气预热器吹灰。

3.9.4 电动机的运行情况，应符合《厂用电动机运行规程》的有关规定。

3.9.5 主要辅机的运行限额

3.9.5.1 滚动轴承温度，一般不超过 80℃或制造厂规定的限额。

3.9.5.2 滑动轴承温度，一般不超过 70℃或制造厂规定的限额。

3.9.5.3 齿轮箱外壳温度，一般不超过 80℃或制造厂所规定的限额。

3.9.5.4 轴承振动不超过下列数值(表 13)。

表 13

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

3.9.5.5 冷却水出水温度应在现场规程中规定。

3.10 启动旁路系统的运行

3.10.1 锅炉运行期间，全旁路及高压旁路应保持热备用状态。全旁路、高压旁路前的疏水门保持微开。

3.10.2 开启全旁路前，应得到汽轮机值班人员的同意，并及时投用旁路减温水。全旁路后的温度不超过 160℃。关闭全旁路时应同时关闭其减温水，以防减温水倒入蒸汽管内，造成汽轮机低汽温。减温水阀门应能关闭严密。

3.10.3 当旁路减温水压力小于 18.2MPa；汽轮机凝汽器真空小于 53kPa；凝结水升压泵出口压力小于 1MPa 时，不可开启全旁路。

4 锅炉机组的停止运行

4.1 停炉前的准备

4.1.1 锅炉的停止运行，应根据调度命令。在明确停炉的原因、时间和停炉方式后，即进行各项准备工作。

4.1.2 锅炉停炉方式有两种：

4.1.2.1 投入启动分离器正常参数停炉。

4.1.2.2 不投入启动分离器停炉(只适用于不具备投入启动分离器条件的情况，一般不宜采用)。

4.1.3 停炉前，对锅炉设备进行一次全面检查，将所发现的缺陷记录在有关记录簿内，以便检修查考、及时处理。

4.1.4 停炉前应先将煤粉仓内的煤粉烧空。禁止将煤粉排入停用的锅炉或排入大气。停炉大修必须清扫煤粉仓，只有在停炉时间不超过三天时，才允许煤粉仓内存有剩余煤粉。煤粉仓内有剩余煤粉时，应仔细做好煤粉仓的堵漏工作，并严密监视煤粉仓的温度。

原煤仓内的煤应尽量用完。

4.1.5 停炉前，应对各受热面进行一次吹灰。

4.1.6 停炉前，应将投入启动分离器有关的各调节阀作一次“开”和“关”的试验。

4.2 投入启动分离器正常参数停炉

4.2.1 锅炉减负荷

4.2.1.1 整个停炉过程应：

a.根据负荷下降情况相应停用制粉设备及给粉机(停用燃烧器应自上而下)。

b.停用给粉机后，对相应的一次风管进行吹扫，时间不得少于 10min，方可停用排粉机或一次风机。

c.保持适当给水压力，以保持给水调节门前、后正常压差。

d.按表 10 规定，逐步退出电气连锁和热机保护装置。

4.2.1.2 根据现场的自动控制运行规程的要求将自动切换至手动。

4.2.1.3 按正常减负荷操作，将机组负荷减至 200MW。

4.2.1.4 继续减负荷至 150MW。同时降低主蒸汽、再热蒸汽温度至 530~520℃。降温速度不超过 1.5℃/min。

4.2.1.5 投用重油枪，稳定燃烧。装有电气式除尘器的，在煤粉燃烧器停完后，即应停止向

电气除尘器的电极供电，仅维持机械振打装置运行。

4.2.1.6 继续减荷至 100MW。维持给水流量不小于 $150 \times 2\text{t/h}$ ；主蒸汽压力不低于 13.8MPa；降低主蒸汽温度、再热蒸汽温度至 $510 \sim 500^\circ\text{C}$ 。降温速度不超过 1.5°C/min 。

4.2.1.7 视需要可停用一台吸风机、送风机。

4.2.1.8 检查启动旁路系统均处于热备用状态。

4.2.2 关闭低出，过热器降压：

4.2.2.1 检查低调在开启位置，关闭低出。

4.2.2.2 逐步减少燃料量，使负荷降至约 80MW。同时缓慢开大汽轮机调门及全旁路，以不大于 0.4MPa/min 的速度降低主蒸汽压力。在降低主蒸汽压力的同时，应调整关小低调，始终维持包覆出口压力在 15.8MPa。过热器降压过程中，给水流量保持在 $150 \times 2\text{t/h}$ ；主蒸汽、再热蒸汽温度控制在 $490 \sim 480^\circ\text{C}$ 。

4.2.3 投入启动分离器

4.2.3.1 当低温过热器出口汽温在 $400 \sim 380^\circ\text{C}$ 时，开启低过出口分进、低过出口分调，控制低温过热器出口汽温在 $390 \sim 370^\circ\text{C}$ 。

4.2.3.2 提高启动分离器压力至 $3.5 \sim 4\text{MPa}$ 。升压速度不超过 0.4MPa/min 。

4.2.3.3 继续减少燃料量，使机组负荷降至约 50MW。同时继续按本规程 4.2.2.2 项的要求降低主蒸汽压力至 $3 \sim 3.5\text{MPa}$ 。当主蒸汽压力降至 5MPa 时，开启分出。

4.2.3.4 当主蒸汽压力低于启动分离器压力时，逐渐开大低过出口分调、包覆出口分调，同时关小低调，直至关闭。维持启动分离器压力在 $3.5 \sim 4\text{MPa}$ ；包覆压力 15.8MPa；控制主蒸汽、再热蒸汽温度在 $460 \sim 450^\circ\text{C}$ 。

如机组停用时间较短，为便于热态启动，主蒸汽、再热蒸汽温度可降低至 $430 \sim 420^\circ\text{C}$ ，降温速度不大于 1.5°C/min 。

4.2.4 发电机解列，汽轮机停机

4.2.4.1 继续减少燃料量，使机组负荷降至 $10 \sim 15\text{MW}$ 。

4.2.4.2 给粉机全部停用后，发电机解列，汽轮机停机。

4.2.4.3 汽轮机停机后，即开启高压旁路和再排；开足全旁路。

4.2.5 停炉

4.2.5.1 锅炉灭火前，给水流量应始终保持 $50 \times 2\text{t/h}$ 。

4.2.5.2 停用各油枪，使锅炉灭火。锅炉灭火后，油枪不可向炉膛内吹扫。

4.2.5.3 锅炉灭火后，即关闭各减温水门、全旁路、高压旁路、再排、分出，停止进水。如需要对炉本体冷却时，则可减少给水流量至 $(30 \sim 50)\text{t/h} \times 2$ 进行锅炉循环冷却。此时应注意省煤器出口和双面水冷壁出口工质的降温速度不超过 2.5°C/min 。降温速度超过此规定时，应减少给水流量。当双面水冷壁工质温度低于饱和温度 50°C 时，停止进水循环。

4.2.5.4 锅炉切断全部燃料灭火后，维持额定风量的 30%，对炉膛和烟道通风、吹扫：燃煤炉不少于 5min；燃油炉不少于 10min。然后停用送风机、吸风机、暖风器，关闭各风门、挡板(燃油炉在停炉后进行通风前，应仔细检查锅炉尾部受热面，在确认无再燃烧危险后，方可通风)。

4.2.5.5 锅炉机组停用后，当为查明过热器系统是否泄漏等需要向过热器进水时，可在锅炉

灭火后仍维持启动分离器水位，开启分出、全旁路，继续向过热器通汽冷却，直至包覆压力下降至 7MPa、启动分离器压力下降至 0.6MPa 时，停止向过热器供汽，并关闭分出、全旁路。通汽冷却的降温速度，不超过 1.5℃/min。

4.2.5.6 关闭包覆出口分调、包覆出口分进、低过出口分调、低过出口分进、分凝汽、分凝水，开启分地沟，停用启动分离器。

4.2.5.7 当排烟温度下降至 80℃时，停用回转式空气预热器。

当排烟温度下降至 60℃时，停止向水膜式除尘器供水。

吸风机停用 24h 后，停用电气式除尘器振打装置。

4.2.5.8 灰渣斗存灰放除后，停止除灰设备运行。

4.3 不投启动分离器停炉

4.3.1 停炉前的准备工作及锅炉减负荷，按本规程第 4.1 及 4.2 条的有关规定进行。

4.3.2 在机组负荷下降至 100MW 时，按《制粉系统运行规程》的规定，停用所有给粉机、排粉机、一次风机。并按规定进行吹扫工作。

4.3.3 检查“机跳炉”、“炉跳给水泵”保护在投用位置。

4.3.4 开启全旁路或过排，降低机组负荷至 10~15MW。此时应注意防止再热蒸汽温度超限。

4.3.5 手动操作“事故停炉”或“事故停机”开关，使锅炉灭火、汽轮机停机、发电机解列、给水泵停用。如热机保护联动失灵，则应立即按联动要求，手动停用有关设备。

4.3.6 锅炉灭火后，即进行下列工作：

4.3.6.1 关闭给水隔绝门及减温水隔绝门。

4.3.6.2 关闭各油枪并退出炉膛。

4.3.6.3 开启再排，使再热器泄压。调整全旁路或过排，防止主蒸汽压力超限，并以不超过 0.4MPa/min 的速度降低主蒸汽压力。

4.3.6.4 当主蒸汽压力降低至 11.9MPa 时，关闭全旁路、过排、低出、低调。

4.3.6.5 锅炉灭火后，维持额定风量的 30%，对炉膛和烟道进行通风、吹扫：燃煤炉不少于 5min；燃油炉不少于 10min。然后停用送风机、吸风机、暖风器，关闭各风门、挡板(燃油炉在停炉后、进行通风前，应仔细检查锅炉尾部受热面，确认无再燃烧危险后，方可进行通风)。

4.3.6.6 当排烟温度下降至 80℃时，停用回转式空气预热器。

当排烟温度下降至 60℃时，停止向水膜式除尘器供水。

吸风机停用 24h 后，停用电气式除尘器振打装置。

4.3.6.7 灰渣斗存灰放除后，停止除灰设备运行。

4.4 停炉后的冷却与放水

4.4.1 停炉后，开启汽轮机总汽门前疏水或调整开启过排，以不超过 0.4MPa/min 的速度降低主蒸汽压力。当压力下降至 0.6MPa 时，可开足过排，使过热器泄压。

4.4.2 停炉 4h 后，开启低出前疏水，以不超过 0.6MPa/min 的速度降低包覆压力。当压力下降至 1MPa 时，开启锅炉本体部分有关空气门，使炉本体泄压。

4.4.3 停炉 4h 后，方可开启吸风机、送风机的风门、挡板、各燃烧器的二次风门、炉膛底部的人孔门和检查门，进行自然通风。

4.4.4 停炉 6h 后, 根据需要可启动一台吸风机, 进行通风冷却。

4.4.5 当 I 级混合器温度下降至 180℃时, 可进行省煤器、双面水冷壁、膜式水冷壁、包覆管系和低温过热器的放水工作。

如锅炉严重结焦, 则应待 I 级混合器温度下降至 150℃时, 方可进行放水工作。放水前应检查炉膛内已无红灰。

4.4.6 放水时, 开启有关空气门, 停用吸风机, 关闭各风门、挡板, 对锅炉停止通风冷却。需待放水结束 1h 后, 方可继续进行通风冷却。

4.4.7 冬天应将锅炉所有管道内的积水全部放光(包括仪表管、取样管等)。

4.4.8 锅炉停炉后, 仍应监视排烟温度的变化。当发现排烟温度不正常地升高, 或尾部受热面有发生再燃烧的可能时, 应立即投入消防装置, 进行灭火。此时严禁通风。

4.4.9 在锅炉未泄压或电动机的电源未切断前, 仍应监视锅炉仪表盘和有关设备。

4.5 停炉后的备用

4.5.1 停炉后, 锅炉作为备用时:

4.5.1.1 应紧闭各门孔和关闭各风门、挡板, 减少漏风; 当汽、水系统压力不再自行升高后, 即关闭各排汽门、疏水门、放水门, 尽量减少热损失。

4.5.1.2 监视仪表及安全阀、热机保护、报警信号等安全监察装置, 仍应处于投入或备用状态。未经值长批准, 不可进行影响设备备用状态的检修工作。

4.5.2 在冬季应做好防冻工作。

4.5.3 锅炉附属的压缩空气系统、冷却水系统应继续维持运行, 并正常检查。

4.6 停炉后的保护

4.6.1 锅炉停用, 应在停炉后即采取保养措施, 以减少和防止受热面的内部腐蚀。

4.6.2 锅炉停用后的保养措施:

4.6.2.1 锅炉停用时间在七天以内时, 一般可采用余热干燥法和抽真空干燥法, 或者其他有效的保养措施。

4.6.2.2 锅炉停用时间在七天以上时, 除采用余热干燥法和抽真空干燥法外, 还可采用:

- a. 充氮法。
- b. 充气相缓蚀剂法。
- c. 充联氨法。

4.6.3 在严寒冬季, 锅炉停炉后, 应严格执行防冻措施。特别是在采用液体进行锅炉保养时, 更应注意。

防冻方法, 应在现场规程中规定。

5 锅炉机组的事故及故障处理

5.1 事故处理原则和注意事项

5.1.1 发生事故后应立即采取一切可行的办法, 消除事故根源, 迅速恢复机组正常运行, 满足系统负荷的需要。只有在设备确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, 方可停炉处理。

5.1.2 发生事故时, 值班长应在值长的直接领导下, 领导全班人员迅速、果断地按照现场规程的规定, 正确处理事故。

值长的命令，除对人身、设备有直接危害外，均应坚决执行。

5.1.3 当发生本规程没有列举的事故情况时，运行人员应根据自己的经验与判断，主动地采取对策，迅速处理。事故处理后，运行人员应如实地把事故发生的时间、现象及所采取的措施，记录在交接班簿上，并在班后会议上研究、讨论、总结经验教训。

5.2 事故及故障停炉

5.2.1 遇有下列情况之一时，锅炉机组应立即停止运行(即停止向炉膛供给燃料及空气)：

5.2.1.1 任一侧全部给水流量表损坏，造成主蒸汽温度不正常或虽然主蒸汽温度正常，但在半小时内给水流量表未能恢复时。

5.2.1.2 主给水管道、蒸汽管道发生爆破时。

5.2.1.3 锅炉压力超过安全阀起座压力而安全门都不动作，同时向空排汽门无法打开时。

5.2.1.4 在启动过程中，切除分离器之前，包覆压力上升到 19.6MPa，或双面水冷壁出口温度高于包覆压力的饱和温度时。

5.2.1.5 锅炉熄火。

5.2.1.6 所有的吸风机、送风机或回转式空气预热器停止运行时。

5.2.1.7 炉膛内或烟道内发生爆炸，使设备遭到严重损坏时。

5.2.1.8 燃料在尾部烟道内再燃烧，使排烟温度或主蒸汽、过热蒸汽温度不正常升高时。

5.2.1.9 安全阀动作后不回座，压力下降，汽温或各段工质温度变化到不允许运行时。

5.2.1.10 中间再热器蒸汽中断时。

5.2.1.11 机、炉热控仪表电源失去；锅炉热控仪表电源失去，主蒸汽温度不正常；锅炉热控仪表电源失去，主蒸汽温度正常，5min 内电源未恢复时。

5.2.1.12 凡运行工况、参数达到事故停炉保护动作定值(条件)，而事故停炉保护拒动时。

5.2.2 事故停炉的操作步骤(保护动作与此相同)：

5.2.2.1 将自动切换至手动操作，发出厂用事故警报。

5.2.2.2 立即停止向炉膛供给燃料，使锅炉灭火。

5.2.2.3 停止向锅炉进水，关闭各减温水。

5.2.2.4 维持额定风量的 30%，保持炉膛负压正常，进行通风：燃煤炉不少于 5min，燃油炉不少于 10min。

5.2.2.5 将再热器泄压。

5.2.2.6 针对事故性质，进行具体处理。

5.2.2.7 事故停炉的具体操作内容、步骤，应在现场规程中规定(包括机组辅助供汽系统的运行方式、制粉系统、燃油系统的操作)。

5.2.3 遇有下列情况之一时，应由电厂总工程师决定，将故障锅炉停止运行：

5.2.3.1 锅炉承压部件泄漏时。

5.2.3.2 锅炉严重结焦、虽经努力，仍难维持正常运行时。

5.2.3.3 锅炉汽水管道泄漏，威胁设备或人身安全时。

5.2.3.4 锅炉给水或蒸汽品质严重低于标准，虽经努力调整、处理，仍不能恢复正常时。

5.2.3.5 锅炉安全阀有缺陷，不能正常动作时。

5.2.3.6 锅炉主蒸汽温度或再热蒸汽温度超过运行限额，或受热面金属壁温超过允许值，虽

经调整或降低负荷，均无法恢复正常时。

5.2.3.7 锅炉房内发生火警，威胁设备安全时。

5.2.3.8 炉顶严重泄漏、吊杆超温、烧红时。

5.3 锅炉灭火

5.3.1 锅炉灭火的常见现象：

5.3.1.1 炉膛负压显著增大，看火孔内无火光。

5.3.1.2 熄火信号报警。

5.3.1.3 氧量值骤增。

5.3.1.4 蒸汽流量、机组负荷急剧下降。

5.3.1.5 各段工质温度下降。

5.3.1.6 烟囱冒黑烟。

5.3.2 锅炉灭火的常见原因：

5.3.2.1 运行中辅机电源中断。

5.3.2.2 制粉系统运行不稳定或发生爆炸，一次风压变化过大或一次风管堵塞。

5.3.2.3 锅炉负荷过低，操作调整不当。

5.3.2.4 煤质突变，挥发物或燃煤发热量过低。

5.3.2.5 燃烧自动失灵、操作不当等造成炉膛负压、氧量过大。

5.3.2.6 锅炉吹灰、打焦、除灰操作不当，使炉膛进入大量水蒸汽或冷风。

5.3.2.7 燃油大量带水或杂质过多。

5.3.2.8 给粉机工作不正常、来粉不均、粉仓缺粉、堵粉等造成给粉中断。

5.3.2.9 炉管严重爆破。

5.3.2.10 油系统故障等造成燃油中断、油压突降。

5.3.3 锅炉灭火的处理：

5.3.3.1 事故停炉(有灭火保护时将自动停炉)。特别禁止采用关小风门，继续向炉膛供应燃料，以爆燃来恢复着火的操作。

5.3.3.2 查明灭火原因，并设法消除。

5.3.3.3 对锅炉进行全面检查，确认设备正常、门、孔等关闭严密，方可重新启动锅炉。

5.4 水冷壁管损坏

5.4.1 水冷壁管损坏的常见现象：

5.4.1.1 炉膛内有泄漏声或爆破声。

5.4.1.2 燃烧不稳，炉膛负压偏正。严重时锅炉可能灭火。从炉墙门、孔不严密处喷出烟气或蒸汽。

5.4.1.3 两侧烟温差、汽温差增大，泄漏侧烟温降低。

5.4.1.4 蒸汽流量、给水压力、机组负荷下降。

5.4.1.5 泄漏侧给水流量不正常地大于蒸汽流量，泄漏点后各段工质温度升高。

5.4.2 水冷壁管损坏的常见原因：

5.4.2.1 材质不良，制造、安装、焊接质量不合格。

5.4.2.2 给水品质长期不合格，使管内结垢、腐蚀或管壁超温损坏。

- 5.4.2.3 局部热负荷过高，管内结垢速度加剧，使管外高温腐蚀发展。
- 5.4.2.4 水动力工况不稳定，热负荷分配不均，传热恶化造成部分管壁经常超温。
- 5.4.2.5 燃烧器运行方式不合理，煤、水比例不恰当，喷水量过大，水冷壁出口蒸汽过热度控制过高，以致管屏热力偏差增大，水冷壁管超温运行。
- 5.4.2.6 水冷壁入口节流调节阀或节流圈结垢，系统内有杂物堵塞，使流量减少，管壁过热。
- 5.4.2.7 水冷壁管支、吊架安装不正确，造成自由膨胀不均，拉坏管子或管屏晃动，相互机械磨损。
- 5.4.2.8 锅炉给水中断造成管壁过热时，又突然大量进水冷却。
- 5.4.2.9 炉膛内发生严重爆炸，使水冷壁管损坏。
- 5.4.2.10 燃烧器、吹灰器喷嘴位置不正确，疏水未尽，吹损管壁或炉膛内大块焦渣坠落，砸坏水冷壁管。

5.4.3 水冷壁管损坏的处理：

5.4.3.1 如泄漏不严重，尚可维持运行时：

a.将给水自动切换至手动，调整煤(油)、水比例，维持水冷壁及锅炉各参数在规定值内运行。必要时可降低主蒸汽压力或适当降低锅炉负荷，并严密监视损坏部位的发展趋势。

b.做好事故预想，向调度申请，并等待调度停炉的命令。

5.4.3.2 如泄漏严重或爆破，使工质温度急剧升高，导致管壁严重超温，不能维持运行或威胁人身、设备安全时，应立即事故停炉。

5.4.3.3 停炉后保持吸风机运行，维持正常炉膛负压；停止向电气除尘器供电，防止电极积灰。将除尘器、空气预热器、省煤器灰斗内积灰放尽，防止堵灰。待无汽、水向外喷出时，即可停止风机运行。

5.5 过热器管损坏

5.5.1 过热器管损坏的常见现象：

- 5.5.1.1 过热器管处有泄漏或爆破声。
- 5.5.1.2 炉膛负压偏正，烟道不严密处有烟气或蒸汽外喷。
- 5.5.1.3 蒸汽流量、机组负荷下降。泄漏侧自泄漏点后各段汽温上升。
- 5.5.1.4 泄漏侧给水流量不正常地大于蒸汽流量。
- 5.5.1.5 两侧烟温差、汽温差增大。

5.5.2 过热器管损坏的常见原因：

- 5.5.2.1 材质不良，制造、安装、焊接质量不合格。
- 5.5.2.2 给水品质不合格，过热器管内结垢引起过热或垢下应力腐蚀。
- 5.5.2.3 燃烧不正常，火焰冲刷管屏。燃烧调整不当，热力偏差太大，使过热器管长期超温。
- 5.5.2.4 减温水量过大，使蒸汽带水；减温水量波动太大，使管壁温度变化太大，引起疲劳而损坏。
- 5.5.2.5 吹灰器喷嘴安装位置不正确，吹损过热器管。
- 5.5.2.6 飞灰磨损过热器管。
- 5.5.2.7 过热器管内有杂物堵塞，引起超温。
- 5.5.2.8 运行年久，管材老化。

5.5.3 过热器管损坏的处理：

5.5.3.1 过热器管损坏不严重，尚可维持运行时：

a.调整煤(油)、水比例，维持各段工质温度正常，主蒸汽压力不低于限制。严密监视损坏部位的发展趋势。

b.做好事故预想，向调度申请，并等待调度停炉的命令。

5.5.3.2 当过热器管发生爆破，达到事故停炉条件时，应立即事故停炉。

5.5.3.3 停炉后，保持吸风机运行，维持正常炉膛负压。待炉膛内蒸汽基本消失后，方可停用吸风机。

5.6 再热器管损坏

5.6.1 再热器管损坏的常见现象：

5.6.1.1 再热器管处有泄漏声或爆破声。

5.6.1.2 炉膛负压偏正。

5.6.1.3 负荷下降，泄漏侧再热蒸汽压力下降，泄漏侧自泄漏点后各段汽温上升。

5.6.1.4 两侧烟温差、汽温差增大。

5.6.2 再热器管损坏的常见原因：

5.6.2.1 材质不良，制造、安装、焊接质量不合格。

5.6.2.2 管壁长期超温。

5.6.2.3 管壁被飞灰磨损。

5.6.2.4 未保养好或冷却不够；造成腐蚀。

5.6.2.5 管子被杂物堵塞，引起超温。

5.6.2.6 运行年久，管材老化。

5.6.3 再热器管损坏的处理：

5.6.3.1 再热器管损坏不严重，尚可维持运行时：

a.调整、控制各段工质温度正常及两侧偏差在额定范围内。严密监视损坏部位的发展趋势。必要时可适当降低锅炉负荷。

b.做好事故预想，向调度申请，并等待调度停炉的命令。

5.6.3.2 当再热器管发生爆破，达到事故停炉条件时，应即事故停炉。

5.6.3.3 停炉后，保持吸风机运行，维持正常炉膛负压。待炉膛内蒸汽基本消失后，方可停用吸风机。

5.7 省煤器管损坏

5.7.1 省煤器管损坏的常见现象：

5.7.1.1 损坏侧给水流量不正常地大于蒸汽流量。

5.7.1.2 省煤器处有泄漏声或爆破声。

5.7.1.3 省煤器后两侧烟温差增大。

5.7.1.4 损坏严重时，机组负荷下降，省煤器后各段工质温度上升。

5.7.1.5 从省煤器烟道和灰斗落灰管不严密处向外冒汽。严重时烟道下部有热水流出。

5.7.1.6 烟气阻力增加，吸风机电流增大。

5.7.2 省煤器管损坏的常见原因：

5.7.2.1 材质不良，制造、安装、焊接质量不合格。

5.7.2.2 给水品质长期不合格，造成管内结垢，管壁腐蚀。

5.7.2.3 省煤器外壁被飞灰磨损。

5.7.2.4 给水温度、流量变化太大，引起金属疲劳损坏。

5.7.3 省煤器管损坏的处理：

5.7.3.1 损坏不严重，尚可维持运行时：

a.将给水自动切换至手动，维持合理的煤(油)、水比例，控制双面水冷壁、水冷壁出口工质温度在正常范围内。必要时，可适当降低机组负荷。严密监视损坏部位的发展趋势。

b.在省煤器灰斗附近做好安全措施，防止汽、水流出伤人。

c.做好事故预想，向调度申请，并等待调度停炉的命令。

5.7.3.2 损坏严重，达到事故停炉条件时，应立即事故停炉。

5.7.3.3 停炉后，保持吸风机运行，维持正常炉膛负压。停止向电气除尘器供电。将除尘器、空气预热器、省煤器灰斗内积灰放空。待不向外冒水、冒汽时，即可停止风机运行。

5.8 蒸汽或给水管道的损坏

5.8.1 蒸汽或给水管道的常见现象：

5.8.1.1 损坏处保温潮湿、渗水或漏汽、漏水，并有泄漏声。

5.8.1.2 爆破时有显著响声及汽、水喷出。支、吊架可能损坏。

5.8.1.3 蒸汽或给水压力、流量变化异常。

5.8.2 蒸汽或给水管道的常见现象：

5.8.2.1 材质不良，制造、安装、焊接质量不合格，或设计不当，影响自由膨胀。

5.8.2.2 长期超压或超温运行。易冲刷部位(如弯头、孔板附近)局部管壁减薄，使金属强度降低。

5.8.2.3 投运时暖管不充分，造成严重水冲击。

5.8.2.4 给水品质不良，造成管壁腐蚀。

5.8.2.5 运行中发生流量、温度、压力的大幅度波动。

5.8.3 蒸汽或给水管道的处理：

5.8.3.1 如管道损坏不严重，尚能保持正常运行，且不至于很快扩大故障时：

a.调整锅炉各参数，保持运行工况正常。

b.泄漏处周围应做好安全措施，防止汽、水喷出伤人。

c.密切监视损坏部位的发展趋势。

d.做好事故预想，向调度申请，并等待调度停炉的命令。

5.8.3.2 管道严重爆破或故障发展至事故停炉条件时，应立即事故停炉。

5.8.3.3 停炉后，应尽快将故障管段与系统解列，并做好准备启动的工作。

5.9 给水流量剧降或中断

5.9.1 给水流量剧降或中断的常见现象：

5.9.1.1 省煤器进口压力和流量迅速下降，给水压力低限报警。

5.9.1.2 主蒸汽流量及机组负荷下降。

5.9.1.3 锅炉各受热面工质温度迅速上升。

5.9.1.4 安全阀可能起座。

5.9.2 给水流量剧降或中断的常见原因：

5.9.2.1 给水泵故障跳闸，备用给水泵未能正常投用。

5.9.2.2 锅炉给水自动装置失灵，造成给水调节门自动关小或关闭。

5.9.2.3 给水管道泄漏。

5.9.2.4 给水系统高压加热器故障时，系统阀门误动作。

5.9.2.5 除氧器水位过低或压力突降，造成运行中给水泵进口管道内工质汽化。

5.9.2.6 汽动给水泵在机组负荷骤降过多时出力下降。

5.9.3 给水流量剧降或中断的处理：

5.9.3.1 若因给水自动装置失灵，则应立即将给水自动切至手动，并开大给水调整门，维持正常给水流量。

5.9.3.2 当给水流量尚大于 $150 \times 2\text{t/h}$ 时：

a. 紧急减少燃料量，维持煤(油)、水比例，调整风量，控制锅炉各工况正常。

b. 要求提高并恢复正常给水压力。

5.9.3.3 给水流量剧降或中断达事故停炉条件时，应立即事故停炉。

5.9.3.4 停炉后，在进水前应检查水冷壁情况，确无过热现象，方可进水。

5.10 给水温度骤降

5.10.1 给水温度骤降的常见现象：

5.10.1.1 高压加热器解列信号报警。

5.10.1.2 给水温度大幅度下降，给水温度低信号报警，给水压力可能有波动。

5.10.1.3 省煤器出口和双面水冷壁出口工质温度逐渐下降。

5.10.1.4 高压加热器汽侧停用时，机组负荷上升，再热器压力瞬间升高。

5.10.2 给水温度骤降的常见原因：

5.10.2.1 高压加热器水管爆破，紧急停用高压加热器。

5.10.2.2 高压加热器汽、水管道阀门爆破。

5.10.2.3 高压加热器保护装置误动作。

5.10.3 给水温度骤降的处理：

5.10.3.1 根据给水温度下降幅度，减少给水量，控制汽温正常。

5.10.3.2 若高压加热器全部停用，则应迅速降低机组负荷至规定范围。如安全阀起座，还应按安全阀起座处理。

5.10.3.3 当高压加热器给水管道的爆破或高压加热器保护动作过程中，发生阀门误动作，造成给水流量降低，则应按锅炉给水流量剧降或中断的规定处理。

5.11 锅炉及管道的水冲击

5.11.1 锅炉及管道水冲击的常见现象：

5.11.1.1 水冲击时，压力、流量大幅度波动。

5.11.1.2 有水冲击声，严重时管道振动，甚至使支、吊架损坏。

5.11.2 锅炉及管道水冲击的常见原因：

5.11.2.1 给水管道或省煤器充水时，未排尽空气或操作太快。

5.11.2.2 蒸汽管道冲压前暖管不充分，疏水未排尽或操作太快。

5.11.2.3 双面水冷壁或省煤器内工质汽化后，进水量过大。

5.11.2.4 管道内蒸汽温度突然下降，低温蒸汽中带水。

5.11.2.5 给水泵逆止门失灵，忽开忽关。

5.11.3 锅炉及管道水冲击的处理：

5.11.3.1 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。

5.11.3.2 蒸汽管道升压或进水时发生水冲击，应降低流量，进行充分暖管、排尽疏水，再暖管充压。

5.11.3.3 工质汽化造成水冲击，应降低给水流量，待汽化及冲击现象消失后，逐渐增大流量。

5.11.3.4 汽温突降，应开启有关疏水，提高汽温。

5.11.3.5 当汽、水管道内的水冲击消失后，应检查支、吊架是否损坏。

5.12 锅炉尾部烟道内再燃烧

5.12.1 锅炉尾部烟道内再燃烧的常见现象：

5.12.1.1 烟道及炉膛负压剧烈变化。

5.12.1.2 再燃烧处烟气温度、工质温度不正常地突然升高。

5.12.1.3 烟囱冒黑烟或烟色监视指示发生异常变化。

5.12.1.4 严重时烟道防爆门动作。

5.12.1.5 从吸风机轴封和烟道不严密处向外冒烟或喷出火星。

5.12.1.6 若空气预热器处再燃烧时，其外壳发热或烧红。空气预热器电流指示晃动。

5.12.2 锅炉尾部烟道内再燃烧的常见原因：

5.12.2.1 燃烧调整不当，风量不足或配风不合理。

5.12.2.2 启动、事故停炉、或低负荷运行时间长，使烟速过低，造成烟道内堆积大量的可燃物。

5.12.2.3 燃烧器运行不正常；煤粉自流或煤粉过粗；炉膛负压过大，使未完全燃烧的煤粉进入烟道。

5.12.2.4 油枪雾化不良，严重漏油或油枪喷嘴脱落。

5.12.2.5 尾部烟道积油垢。

5.12.3 锅炉尾部烟道内再燃烧的处理：

5.12.3.1 如发现烟气温度不正常地升高，应立即查明原因，并进行燃烧调整、吹灰等，及时消除可燃物在烟道内再燃烧的苗子。

5.12.3.2 如烟道内可燃物再燃烧已达到事故停炉的条件时，应立即事故停炉。并立即停用所有送风机和吸风机(在现场规程中应明确再燃烧造成排烟温度或工质温度达到事故停炉的最高限值)。根据再燃烧部位，决定是否要进行小流量进水冷却省煤器。

5.12.3.3 事故停炉后，回转式空气预热器应继续运行，并关闭烟、风系统挡板和炉膛、烟道各门、孔，严禁通风。

5.12.3.4 投用灭火装置。

5.12.3.5 在确认烟道内无火源后，可启动吸风机、送风机，逐渐开启其挡板，保持额定负荷风量的 30%，通风 5~10min 后，复查烟道正常，设备亦未遭到损坏时，方可重新点火。

5.13 电负荷骤降

5.13.1 电负荷骤降的常见现象：

5.13.1.1 主蒸汽压力急剧升高，过排自动打开，安全阀可能起座。

5.13.1.2 给水泵或辅机引起电负荷骤降时，主蒸汽压力下降。

5.13.1.3 蒸汽流量、机组负荷骤降。

5.13.1.4 再热蒸汽压力下降，各段工质温度不正常地变化。

5.13.1.5 如汽轮机或发电机跳闸，则锅炉事故停炉保护将动作。

5.13.2 电负荷骤降的常见原因：

5.13.2.1 电力系统发生故障。

5.13.2.2 汽轮机或发电机故障跳闸。

5.13.2.3 给水泵或辅机故障。

5.13.3 电负荷骤降的处理：

5.13.3.1 禁止用开大同步器的方法降低主蒸汽压力。

5.13.3.2 根据机组负荷下降情况，迅速降低蒸汽流量，以适应机组负荷的需要。同时调整锅炉各工况正常。

5.13.3.3 如安全阀起座，则应同时按安全阀起座的有关规定处理。

5.13.3.4 如机组负荷下降至额定负荷的 30%以下时，则应投入启动旁路系统，并维持启动给水流量。

5.13.3.5 如故障消除，即按正常方式增荷。

5.13.3.6 如因汽轮机或发电机跳闸，则锅炉事故停炉。

5.13.3.7 在事故停炉后，应随即作好启动的准备工作。

5.14 安全阀故障

5.14.1 安全阀故障的常见现象：

5.14.1.1 压力达到整定压力，安全阀仍未起座。

5.14.1.2 安全阀误起座。

5.14.1.3 安全阀起座后，压力已下降至回座压力仍不回座。

5.14.2 安全阀故障的常见原因：

5.14.2.1 安全阀控制系统故障。

5.14.2.2 安全阀阀芯处结垢粘住。

5.14.2.3 安全阀机械故障卡涩。

5.14.3 安全阀故障的处理：

5.14.3.1 如控制系统故障引起误动作，应先使安全阀回座，然后查明原因，消除故障。在故障消除前，应维持适当压力。

5.14.3.2 如安全阀故障，达到事故停炉条件时，应立即事故停炉。

5.15 安全阀起座

5.15.1 安全阀起座的常见现象：

5.15.1.1 炉顶有巨大排汽声，蒸汽流量下降。

5.15.1.2 机组负荷下降。

5.15.1.3 起座的安全阀，其起座指示灯亮。

5.15.2 安全阀起座的常见原因：

5.15.2.1 机组负荷骤减，汽轮机调门或联合汽门故障。

5.15.2.2 误起座或操作调整不当。

5.15.2.3 高压加热器紧急停用。

5.15.3 安全阀起座的处理：

5.15.3.1 降低锅炉负荷、降低汽压，查明起座原因，使起座的安全门回座。

5.15.3.2 在降低负荷、降低汽压使安全阀回座的过程中，注意不使主蒸汽压力降得太低，而引起锅炉各段工质温度异常超限。

5.15.3.3 安全阀起座后不能回座时，在达到事故停炉条件时，应立即事故停炉。

5.16 汽温高于高限

5.16.1 汽温高于高限的现象是：汽温指示超限，高汽温信号声、光报警。

5.16.2 汽温高于高限的常见原因：

5.16.2.1 运行中调整不当。如煤(油)、水比例失调，或风量调整不当。

5.16.2.2 给水系统、减温水系统或自动装置故障，使给水流量、减温水流量不正常地降低。

5.16.2.3 制粉系统或燃油系统故障，造成燃料不正常地增加。

5.16.2.4 烟道内有可燃物再燃烧。

5.16.2.5 过热器或再热器进口侧发生泄漏或爆破。

5.16.2.6 再热器进口安全阀起座。

5.16.2.7 燃烧工况不佳，使火焰中心偏高。

5.16.2.8 汽温升高时。

5.16.3 汽温高于高限的处理：

5.16.3.1 将汽温自动切换至手动，增大减温水量。再热蒸汽汽温高时，还可投用事故喷水及提高再热减温水压力，适当降低主蒸汽温度。

5.16.3.2 调整煤、水、风的比例，使在适当范围内。调整燃烧，降低过量空气系数，设法降低火焰中心。

5.16.3.3 当汽温超限，可开启过排(再排)，以减少对汽轮机的影响。但应注意防止再热蒸汽汽温和机组负荷下降太多。

5.16.3.4 因汽温超限，造成汽轮机事故停机，则需将高汽温的原因查明，并消除后，方可重新启动。

5.16.3.5 汽轮机高汽温事故停机的限值，应在现场规程中写明，以使锅炉值班人员掌握。

5.17 汽温低于低限

5.17.1 汽温低于低限的常见现象：

5.17.1.1 汽温指示下降，低汽温信号报警。

5.17.1.2 汽轮机进口汽温下降，锅炉出口主蒸汽温度正常。

5.17.2 汽温低于低限的常见原因：

5.17.2.1 运行中调整不当，使煤(油)、水比例失调。

5.17.2.2 给水系统、减温水系统自动装置故障，使给水流量、减温水流量不正常地升高。

5.17.2.3 制粉系统或油系统的故障，造成燃料不正常地减少。

5.17.2.4 汽压降低。

5.17.2.5 给水温度降低。

5.17.2.6 燃烧不佳，造成灭火。

5.17.2.7 旁路减温水倒入蒸汽系统。

5.17.3 汽温低于低限的处理：

5.17.3.1 将汽温自动切换至手动，关小或关闭减温水。

5.17.3.2 调整煤(油)、水、风比例，使其保持在适当范围内。再热蒸汽温度低时，还可适当提高过量空气系数及主蒸汽温度。

5.17.3.3 如锅炉灭火，应按灭火事故处理。

5.17.3.4 当主蒸汽温度下降至 500℃、再热蒸汽温度下降至 480℃时，应立即开启低汽温侧的有关疏水。

5.17.3.5 因低汽温造成的汽轮机事故停机，需在查明汽温低的原因并消除后，方可重新点火。

5.17.3.6 汽轮机低汽温事故停机的限值，应在现场规程中写明，以使锅炉值班员掌握。

5.18 锅炉的 6kV 厂用电源中断

5.18.1 锅炉 6kV 厂用电源中断的常见现象：

5.18.1.1 6kV 电流表、电压表指示零位。

5.18.1.2 6kV 电动机停止转动，低电压保护动作，400V 部分电动机连锁跳闸。

5.18.1.3 锅炉灭火。

5.18.1.4 电源中断的有关信号报警。

5.18.2 锅炉 6kV 厂用电源中断的原因，系该厂用工作电源故障，备用电源未能自动投用。

5.18.3 锅炉 6kV 厂用电源中断的处理：

5.18.3.1 如 6kV 厂用电源中断一半，而锅炉未造成灭火时：

a.根据单组吸风机、送风机所能保持的负荷，迅速调整煤(油)、水比例，投用助燃油枪，调整燃烧和锅炉各运行参数正常。

b.复置跳闸辅机。

5.18.3.2 如 6kV 厂用电源全部中断或锅炉已经灭火，则按事故停炉处理。停炉后：

a.复置跳闸辅机。

b.投入回转式空气预热器盘车装置，保持其在转动状态。

c.做好准备启动的工作。

5.19 锅炉的 400V 厂用电源中断

5.19.1 锅炉 400V 厂用电源中断的常见现象：

5.19.1.1 400V 电流表、电压表指示零位。

5.19.1.2 400V 电动机停止转动，低电压保护动作，电源中断的有关信号报警。

5.19.1.3 锅炉可能灭火。

5.19.1.4 与中断电源有关的热工、电气仪表指示异常，其电动门、调节门不能操作。

5.19.2 锅炉 400V 厂用电源中断的原因。系统厂用工作电源故障，备用电源未能投用。

5.19.3 锅炉 400V 厂用电源中断的处理：

5.19.3.1 如 400V 厂用电源仅中断一部分，而未造成锅炉灭火：

- a. 复置跳闸辅机。
- b. 调整锅炉各运行参数正常，尽量保持稳定。
- c. 针对失电设备，分别处理，尽快恢复电源。

5.19.3.2 如因 400V 电源中断，扩大到锅炉灭火，则按事故停炉处理。停炉后：

- a. 复置跳闸辅机。
- b. 投入回转式空气预热器盘车装置，保持回转式空气预热器在转动状态。
- c. 做好准备启动的工作。

5.20 锅炉热控及仪表电源中断

5.20.1 锅炉热控及仪表电源中断的常见现象：

5.20.1.1 电动执行机构指示灯熄灭，开度指示到零位，无法对该设备进行电动遥控操作。

5.20.1.2 仪表指示失常。

5.20.1.3 锅炉可能燃烧不稳，甚至灭火。

5.20.2 锅炉热控及仪表电源中断的常见原因：

5.20.2.1 电气系统或电源母线故障。

5.20.2.2 开关或刀闸故障，备用电源未能自动投用。

5.20.3 锅炉热控及仪表电源中断的处理：

5.20.3.1 将自动切换至手动。

5.20.3.2 如锅炉灭火，应按灭火处理。

5.20.3.3 如锅炉尚未灭火，应尽量保持机组负荷稳定，同时参考汽轮机有关参数值，加强运行分析，不可盲目操作。

5.20.3.4 尽快恢复电源。

5.20.3.5 如此时汽轮机热控及仪表电源失去，或已达到事故停炉条件，则按事故停炉处理。

5.21 吸风机、送风机故障

5.21.1 吸风机、送风机故障的常见现象：

5.21.1.1 电气故障：

- a. 两台吸风机或两台送风机故障跳闸；一台吸风机或一台送风机跳闸。
- b. 风机电动机两相运行。电流指示为零值，或不正常增大，电动机有异声。
- c. 电动机或电缆接头冒烟、着火。

5.21.1.2 机械故障：

- a. 轴承温度升高。
- b. 振动、窜轴、并伴有摩擦或撞击声。
- c. 电流表指示晃动。
- d. 吸风机积灰，产生强烈振动。

5.21.2 吸风机、送风机故障的处理：

5.21.2.1 风机故障跳闸引起锅炉灭火时，按锅炉灭火处理，并即复置跳闸风机。检查跳闸原因，设法消除故障。

5.21.2.2 一台吸风机或送风机故障跳闸，如在跳闸前无电流过大或机械部分故障，同时锅炉

也未灭火，可立即复置该风机控制开关后，再合闸一次。如重合闸成功，应立即迅速检查跳闸原因，并恢复正常运行工况；如重合闸不成功，立即按骤减负荷处理，并复置跳闸风机控制开关。

5.21.2.3 如风机遇有下列情况之一时，应立即停止风机的运行：

- a. 风机内部有强烈撞击，振动超过允许极限时。
- b. 风机或电动机的轴承温度不正常地升高，经采取措施无效，且超过允许极限时。
- c. 电气故障，电动机需停用时。
- d. 发生人身事故、火警等，必须停用风机方能解救或制止事故发展时。

5.21.2.4 如吸风机、送风机振动、窜轴等在运行中增大，超限，应查明原因，消除故障。如持续增大，并伴有摩擦或撞击声，应适当降低其负荷。若不能恢复正常，则应停用处理。

5.21.2.5 处理中应同时调整锅炉工况，尽可能保持锅炉运行正常。

5.22 回转式空气预热器故障

5.22.1 回转式空气预热器故障的常见现象：

5.22.1.1 空气预热器转动部分发出剧烈碰撞和摩擦的声音。

5.22.1.2 电流表指针晃动或电流不正常地升高。

5.22.1.3 电动机跳闸时，电气讯号报警，电流指示到零值。

5.22.1.4 热风温度降低，排烟温度升高。

5.22.1.5 轴承振动有异响或轴承温度不正常地升高。

5.22.2 回转式空气预热器故障的常见原因：

5.22.2.1 传动部件卡涩，密封片拉坏。

5.22.2.2 回转式空气预热器转子和外壳之间有杂物。

5.22.2.3 空气预热器内严重堵灰。

5.22.2.4 电气设备故障。

5.22.2.5 轴承损坏。

5.22.3 回转式空气预热器故障的处理。

5.22.3.1 一台回转式空气预热器跳闸，如在跳闸前无电流过大或机械部分故障，可立即复置后，再重合闸一次。如重合闸成功，则应检查跳闸原因，并予消除；如重合闸不成功，应立即复置后，按骤减负荷处理。

5.22.3.2 若回转式空气预热器故障系部件卡涩、堵灰、轴承振动过大，温度过高等引起，应针对处理，如适当降低锅炉负荷，调整密封板间隙等。

5.22.3.3 回转式空气预热器因故障停用后，应立即投用盘车装置，盘动回转式空气预热器，开启其烟侧人孔门进行冷却，对回转式空气预热器进行吹灰，控制排烟温度不高于现场规程规定的限额。如盘车装置不能盘动时，则应迅速拆下减速器进行盘车，如仍无法盘动时，则应控制排烟温度不高于现场规程规定的限额，维持锅炉低负荷运行，进行抢修工作。

5.22.3.4 若两台回转式空气预热器同时故障跳闸，锅炉灭火则按灭火处理；如未灭火则按本规程第 5.22.3.3 项处理。

附录 A 停炉保护方法 (补充件)

锅炉的停炉保护，一般可以采用热炉放水烘干法、抽真空干燥法、充氮法、充气相缓蚀剂法、充联氨法。

目前 1000t/h 直流锅炉为了防止锅炉检修期间的腐蚀，主要采用热炉放水和抽真空干燥法。

A.1 热炉放水及抽真空干燥法的操作方法

A.1.1 热炉放水、抽真空干燥法是在锅炉停炉后，先按热炉放水要求进行操作，紧接着再在汽、水系统辅以抽真空操作，以降低锅内存水的汽化温度，使潮汽迅速抽至系统外，进一步提高烘干效果的一种保护方法。

A.1.2 根据锅炉的设备和系统，国产 UP 型直流锅炉可分为一、二次蒸汽系统(屏式过热器、高温过热器和高、低温再热器)及炉本体系统(省煤器、蒸发段、包覆过热器、低温过热器)二个部分进行抽真空干燥操作。二个系统既可同时进行操作，也可串联进行操作，但串联进行操作时应适当延长抽吸时间。

A.1.3 一、二次蒸汽系统的抽真空干燥操作：

A.1.3.1 锅炉停炉灭火后，关闭各风门、挡板，防止热量散失过快。同时按现场规程要求，将一、二次蒸汽系统泄压。

A.1.3.2 根据现场设备情况，做好下列准备工作：

A.1.3.2.1 检查有关系统、阀门，符合抽真空的要求。

A.1.3.2.2 根据需要，换(加)装真空联成表。

A.1.3.2.3 启动抽气器，形成大于 53kPa 的真空。

A.1.3.3 待一、二次蒸汽系统的主蒸汽压力下降至 1MPa；主蒸汽温度下降至 350℃时，即开启有关阀门，接通抽气器，开始抽真空干燥操作。

A.1.3.4 抽真空操作开始后 2h，可打开向空排汽门，使真空下降至 7~13kPa，以引进空气驱赶残留湿汽，待 0.5~1h 后，关闭向空排汽门，使真空恢复到 53kPa。该操作可重复两次。

A.1.4 炉本体的热炉放水及抽真空干燥操作：

A.1.4.1 锅炉停炉灭火后，在一、二次汽系统抽真空干燥的同时锅炉本体按现场规程要求进行冷却、泄压、放水。炉本体的真空干燥操作应在锅炉本体进行热炉放水结束后进行。

A.1.4.2 当双面水冷壁出口温度及省煤器出口温度下降至 180℃，锅炉即可带压热炉放水。待水放尽后，关闭所有放水门。

A.1.4.3 炉本体放水结束后，根据现场设备情况，做好下列准备工作：

A.1.4.3.1 检查有关系统、阀门，符合抽真空的要求。

A.1.4.3.2 根据需要，换(加)装真空联成表。

A.1.4.3.3 启动抽气器，形成大于 53kPa 的真空。

A.1.4.4 接通抽气器，开始炉本体的抽真空干燥操作。

A.1.4.5 抽真空干燥操作开始后 2h，可打开向空排汽门，使真空调降至 7~13kPa，以引进空气驱赶残留湿汽，待 0.5~1h 后，关闭向空排汽门，使真空恢复到 53kPa。该操作可重复两次。

A.2 抽真空干燥操作的注意事项

A.2.1 抽真空干燥操作过程中，其真空应始终维持不低于 53kPa，变真空抽吸空气时除外；每个系统抽吸时间不少于 3~4h。

A.2.2 停止抽真空干燥后，利用真空泵，从采样管或空气门抽取锅内气体，测定其相对湿度应不大于 60%。

A.2.3 抽真空干燥的同时，禁止利用吸风机通风冷却锅炉。

附录 B 现场规程一般应附有的图纸目录
(补充件)

- B.1 锅炉纵剖面图
- B.2 锅炉汽、水系统图
- B.3 主蒸汽、再热蒸汽及旁路系统图
- B.4 暖风器、吹灰器的蒸汽及疏水系统图
- B.5 燃烧系统图
- B.6 燃油系统图
- B.7 锅炉主要参数的热工仪表和自动控制装置接点图
- B.8 电气连锁及热机保护方框图

附录 C 本规程中阀门等简称与全称对照一览(表 C)
(补充件)

表 C

序号	使用简称	全称或含意
1	低出	低温过热器出口至前屏过热器的隔绝门
2	低调	低温过热器出口至前屏过热器隔绝门的旁路门
3	过排	高温过热器出口向空排汽门
4	再排	高温再热器出口向空排汽门
5	分排	启动分离器向空排汽门
6	包覆出口分进	包覆过热器出口至启动分离器的隔绝门
7	包覆出口分调	包覆过热器出口至启动分离器的调节门
8	低过出口分进	低温过热器出口至启动分离器的隔绝门
9	低过出口分调	低温过热器出口至启动分离器的调节门
10	分出	启动分离器至前屏过热器的隔绝门
11	分地沟	启动分离器至地沟的放水门
12	分凝水	启动分离器水侧至凝汽器的放水门
13	分凝汽	启动分离器汽侧至凝汽器的放汽门
14	包覆	包覆过热器

附录 D 机组启动、停用参考曲线
(参考件)

- D.1 机组冷态启动参考曲线(图 D1)
- D.2 机组正常停用参考曲线(图 D2)

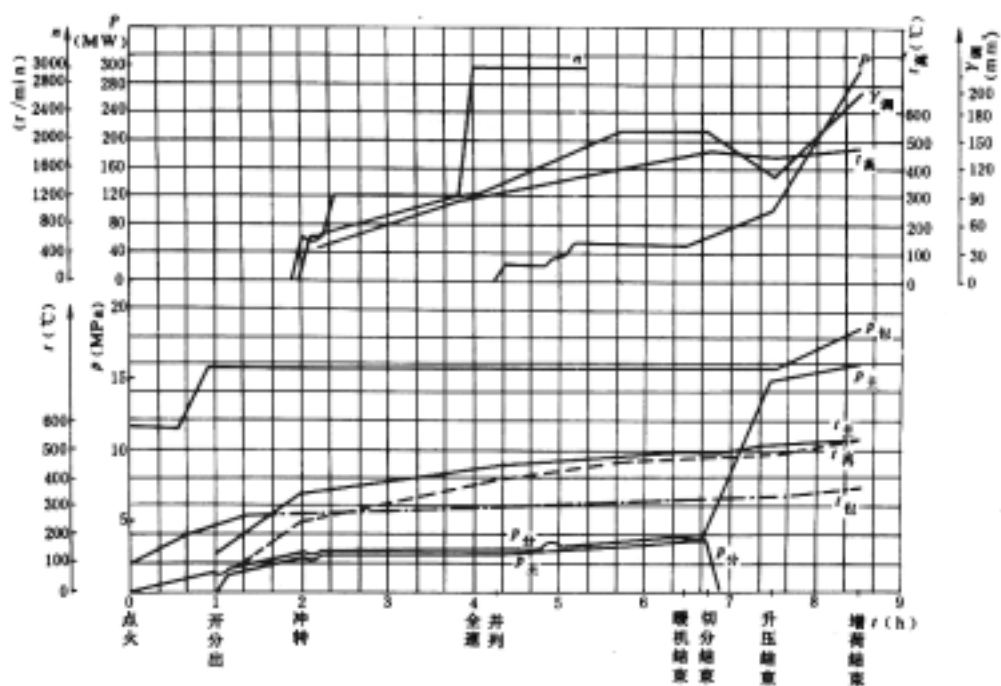


图 D1 机组冷态启动参考曲线

P —发电机负荷； $Y_{调}$ —汽轮机调速汽门开度； $t_{高}$ —汽轮机高压缸汽温； p —包覆过热器出口压力；

$t_{包}$ —包覆过热器出口温度； $p_{主}$ —主蒸汽压力；

$t_{主}$ —主蒸汽温度； $t_{再}$ —再热蒸汽温度； n —汽轮机转速； $p_{分}$ —启动分离器压力

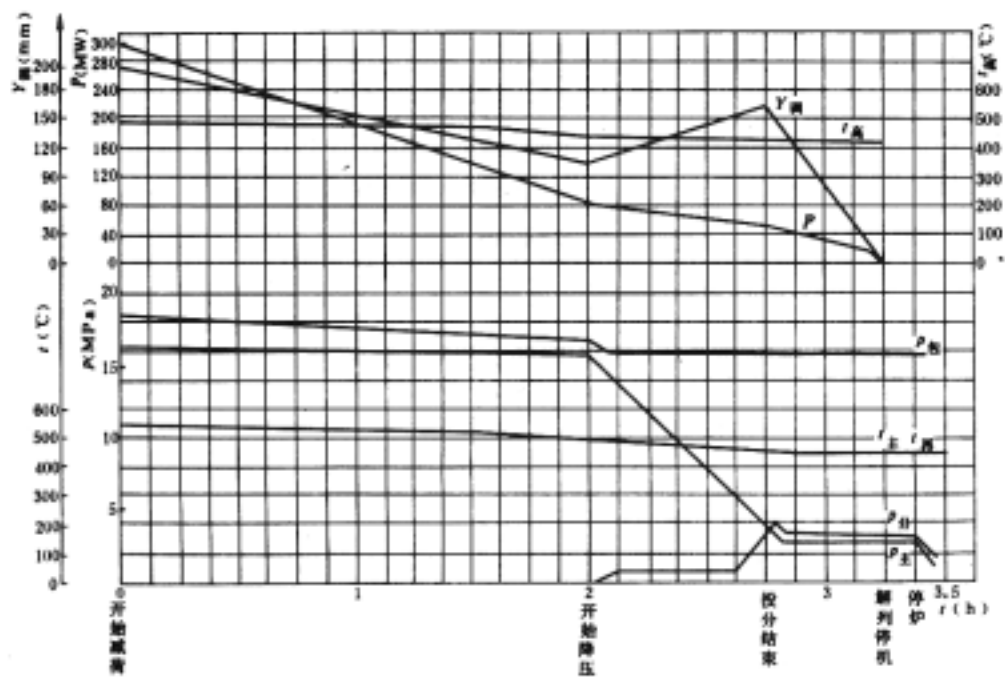


图 D2 机组正常停用参考曲线

($p_{\text{分}}$ —启动分离器压力)