

# 锅炉本体设备

## 第一章 锅炉设备整体介绍

### 第一节 600MW 机组锅炉的类型和发展概况

600MW 级燃煤机组是世界多数工业发达国家重点发展的火电主力机组，在一些国家火力发电机组标准系列中是一个重要的级别。这一容量等级的机组也是目前我国火电建设中将要大力发展的系列之一。从 1985 年我国第一台引进的 600MW 火力发电机组在元宝山电厂投运开始，我国进入了发展 600MW 火电机组的年代，先后有安徽平圩电厂两台亚临界压力 600MW 机组，上海石洞口第二电厂两台超临界压力 600MW 机组、浙江北仑电厂两台亚临界压力 600MW 机组、山东邹县电厂两台亚临界压力 600MW 机组和哈尔滨第三电厂 600MW 亚临界压力机组等相继投产，还有一些项目正在安装或进行可行性研究之中。在这些机组中，大部分是引进的、具有一定先进水平的大型火力发电机组，其中平圩电厂是引进技术、国内生产的第一、二台 600MW 机组。

#### 一、600MW 机组锅炉的类型和特性

表 1-1-1 列出我国已投运的或在建的几台 600MW 级锅炉的主要设计特性。

表 1-1-1 国内 600MW 级燃煤锅炉技术性能统计

序号	项 目	北仑电厂	石洞口二厂	平圩电厂	元宝山电厂	伊敏电厂	神头二厂	蓟县电厂
1	制造厂或供货商	美国燃烧工程公司(CE)	美 CE 瑞士 Sulzer	哈尔滨锅炉厂	德国斯坦因缪勒公司	苏·波道尔斯克(苏 Пкз)	捷·斯可达公司	苏·波道尔斯克(苏 Пкз)
2	装机台数×容量	2×600	2×600	2×600	1×600	2×500	2×500	2×500
3	炉型	倒 U 型	倒 U 型	Π 型	塔式	Π-78T 型	塔式	Π-76T 型
4	投产日期	1989.11.4 1992.12.24	1992.6.11	1990.5.4	1985.12.30			
5	循环方式	强制循环汽包炉	超临界压力直流炉	控制循环汽包炉	亚临界压力本生直流炉	超临界压力直流炉	低倍率强制循环汽包炉	超临界压力直流炉
6	锅炉容量(MCR 工况)(t/h)	2008	1900	2008	1832	1650	1650	1650
7	主蒸汽压力(MPa)	18.21	25.3	17.3	18.6	25.0	17.46	25.0
8	主蒸汽温度(℃)	537	541	540.6	545	545	540	545
9	再热蒸汽流量(t/h)	1683	1613	1696	1688	1380	1481	1360
10	再热蒸汽压力(进/出)(MPa)	3.813/ 3.635	/4.47	3.49/3.31	4.36/4.15	/4.0	4.211/ 4.003	/3.9

续表

序号	项 目	北仑电厂	石洞口二厂	平圩电厂	元宝山电厂	伊敏电厂	神头二厂	蓟县电厂	
11	再热蒸汽温度(进/出)(℃)	322.2/537	338/566	313.3/540.6	331/545	295/545	333/540	295/545	
12	给水温度(℃)	279.7	286	272.2	257	275	255	275	
13	排烟温度(℃)	130	130	125	140	153	139	135	
14	锅炉效率(%)	92.8	92.53	92.39	91.5	89.5	90.5	91.5	
15	燃料品种	晋北烟煤	神头府谷煤 晋北烟煤	平圩烟煤 洗中煤 1:1	元宝山褐煤	伊敏褐煤	平朔洗中煤	晋北煤	
16	无油助燃时最低允许 负荷(%)	30	30	30		30	50	30	
17	燃烧室出口温度(℃)	964	1235	1086	1095	1050		1110	
18	燃烧室容积热强度(W/m <sup>3</sup> )		123.4×10 <sup>3</sup>	98.91×10 <sup>6</sup>	76.648×10 <sup>3</sup>				
19	燃烧室断面热强度(W/m <sup>2</sup> )	1.28×10 <sup>6</sup>	1.04×10 <sup>6</sup>	5.61×10 <sup>6</sup>	0.97×10 <sup>6</sup>	16.183 [MJ/(m <sup>2</sup> ·h)]		14.654 [MJ/(m <sup>2</sup> ·h)]	
20	过热蒸汽调温方式	一级喷水	二级喷水	二级喷水	三级喷水	喷水	三级喷水	喷水	
21	再热蒸汽调温方式	燃烧器摆动 + 喷水	同左	同左	一级喷水	汽-汽热交 换器高负荷 时喷水	同左	同左	
22	保证气温 的负荷范围	过热蒸汽(MCR%) 再热蒸汽(MCR%)	45~100	20~100 50~100	20~100 20~100	35~100 25~100	60~100 20~100	53~100 53~100	60~100 20~100
23	燃料低位发热量 Q <sub>ar,net</sub> (kJ/kg)	22441	22901	20934	11304	10790	18190	22458	
24	燃料全水分 M <sub>ar</sub> (%)	9.61	16.45	9.82	25.12	38		12.46	
25	燃料灰分 A <sub>ar</sub> (%)	19.77	7.19	25.28	30.09	15.6	37.0	19.77	
26	可燃基挥发分 V <sub>daf</sub> (%)	22.82	23.56	23.09	23.74	47	39.3	32.31	

从表 1-1-1 可以看出, 这些 600MW 级锅炉基本上是从国外引进或用引进技术进行制造的, 它的设备或技术基本引进于美国燃烧工程公司 (CE)、拔柏葛公司 (B&W) 及福斯特·惠勒公司 (FW), 许多国家的锅炉设计也都在不同程度上承袭了上述三公司的设计特点。

### 1. 锅炉蒸发系统内工质的流动方式

锅炉蒸发系统内工质的流动方式主要有自然循环、控制循环、直流炉及直流复合循环四种。直流炉适合于超临界压力及亚临界压力参数, 自然循环及控制循环只适宜于亚临界压力参数。国内目前 600MW 级锅炉主要有自然循环、控制循环和直流炉三种型式。

#### (1) 自然循环汽包炉

自然循环汽包炉的主要特点是流动方式简单、运行可靠, 在以往的电站锅炉中采用自然循环锅炉是相当普遍的。在美国, 为了确保机组的可用率, 20 世纪 70 年代订购的大部分电站锅炉都是亚临界压力汽包炉, 并设计成能超压 5% 运行。目前国内已投运的 600MW 级的自然循环锅炉设备也是引进拔柏葛公司和福斯特·惠勒公司的。

拔柏葛公司根据其在亚临界压力直流炉上为防止膜态沸腾而采用内螺纹管的经验, 在自然循环汽包炉上亦加用内螺纹管, 以保证循环可靠, 使其成为保证炉膛水冷壁达到充分冷却的最简单、有效及可靠的方法。该公司认为自然循环采用内螺纹管在接近亚临界压力下对防止膜态沸腾是很有效的。自然循环主要依靠下降管内水的平均密度与水冷壁内汽水混合物的

平均密度之差而进行的，由于它们的密度差造成一定的流动压头，从而使蒸发受热面内工质达到往复循环。随着压力从 15.092MPa 上升至 20.678MPa，下降管内的水密度仅减少约 10%，而水冷壁管内的密度则几乎保持不变，仍能维持足够的有效压头。另外，由于自然循环锅炉具有能适应炉膛内吸收热量变化而进行自调节的优点，因此吸收热量最多的管子通过的水量也最多，可防止传热不均匀现象的产生。自然循环不需用循环泵，故投资及运行费用均可减少。

在炉膛高热负荷区域为使管子得到充分冷却并维持核态沸腾，需要一定的质量流速，而这种流速随着汽包运行压力的升高而增加。现已证明，采用光管的自然循环能够达到这种流速，但它防止偏离核态沸腾的能力较小，特别在不稳定工况下更是如此，有可能产生膜态沸腾。虽然可使用辅助循环泵来提高其质量流速以防止膜态沸腾，但可用内螺纹管（不设置循环泵）来提高核态沸腾的可靠性。即使压力达到 20.678MPa 时，其循环可靠性仍然是很好的。

### (2) 控制循环锅炉

控制循环锅炉是美国燃烧工程公司（CE）的专利，我国哈尔滨锅炉厂和上海锅炉厂也引进此种锅炉的制造技术，第一、二台 600MW 级的控制循环锅炉已在安徽平圩电厂投运。由于引进 CE 的制造技术，以后会在国内不少电厂安装这种类型 600MW 级的锅炉。

控制循环锅炉的主要特点是在锅炉循环回路的下降管和上升管之间加装循环泵以提高循环回路的流动压头，因此汽包及上升管、下降管可采用较小的直径。但是加装辅助循环泵，运行时需消耗一定的功率，一般情况下循环泵消耗的功率相当于锅炉功率的 0.3%~0.4%。

### (3) 直流锅炉

直流锅炉也是大容量锅炉发展方向之一。特别是采用超临界参数的锅炉，直流锅炉是唯一能采用的锅炉型式。本生型直流锅炉发源于德国，早期本生型锅炉的炉膛蒸发受热面管子是多次上升垂直管屏，用中间混合联箱与不受热的下降管互相串联。因此每个管屏侧边的管子与相邻管屏中的侧边管子有一定的温差、会产生一定的热应力，对膜式水冷壁的焊缝会起破坏作用。通用压力型锅炉（UP 炉）是拔柏葛公司在本生炉基础上加以改进的一种炉型，所谓通用压力型锅炉是指无论亚临界或超临界参数，均可采用的炉型。上海锅炉厂 300MW 级的直流锅炉采用此种炉型。UP 炉的主要特点是采用全焊膜式水冷壁，工质一次或二次上升，连接管多次混合，每个回路焓增较小，并有较高的质量流速，可保持水冷壁可靠的冷却。采用内螺纹管以防止蒸发段产生膜态沸腾。对于 UP 炉来说一般用于大型超临界压力直流炉，以确保水冷壁管内的质量流速，国内 300MW 级 UP 炉为确保水冷壁管的质量流速，而被迫采用较小水冷壁管径，因而对直流炉水冷壁的安全带来极为不利的因素。

不论本生型直流炉或一次垂直上升的 UP 型直流炉，由于水冷壁系统中有混合联箱，不适应大容量机组变压运行的要求。在变压运行中，随着锅炉压力下降、机组负荷下降，当在低压运行时，蒸发受热面中工质的温差的大幅度变化以及汽水混合物难以从中间混合联箱出口进行均匀分配等问题，使这种直流锅炉管屏型式（垂直上升）不能与之相适应。因此拔柏葛公司、德国斯坦因缪勒公司等人在炉膛的辐射受热面的结构型式上相继采用螺旋型上升管圈。管圈自炉膛底部沿炉膛四周盘旋上升至炉膛折焰角处，炉膛上部管屏改变为垂直上升管屏，以利于管子穿墙及悬吊结构的布置。螺旋管圈除进出口联箱外，中间不设置混合联箱，这种管圈的优点是热偏差小，且因无中间混合联箱，不会产生汽水混合物的不均匀分配的问题，因此可做成全焊接的膜式水冷壁管圈，这是本生型锅炉的一大改革。采用螺旋管水冷壁

具有如下的优点：

蒸发受热面采用螺旋管圈时，管子数目可按设计要求而选取，不受炉膛大小的影响，可选取较粗管径以增加水冷壁的刚度；

②螺旋管圈热偏差小，工质流速高，水动力特性比较稳定，不易出现膜态沸腾，又可防止产生偏高的金属壁温；

因无中间混合联箱，不会产生汽水混合物不均匀分配的问题；

带循环泵系统，启动及低负荷运行的热损失较小，可以提高机组的效率。循环泵只在 15%~35% 负荷时才使用，故泵的功率消耗较小；

因启动有汽水分离器，使蒸发受热面与过热受热面有比较明显的分界线，易于处理调节系统；

⑥螺旋形管圈对燃料的适应范围比较大，可燃用挥发分低、灰分高的煤；

⑦能变压运行，快速启停，能适应电网负荷的频繁变化，调频性能好。

螺旋管圈虽有以上优点，但它的结构与制造工艺复杂，故制造与安装比较困难，所需工期较长。

目前国内引进的 600MW 级直流锅炉就是这种型式，从炉底到折焰角部位采用螺旋管圈，炉膛上部采用垂直上升管屏。例如石洞口第二电厂是引进瑞士苏尔寿公司制造的超临界压力直流锅炉，而元宝山电厂是引进德国斯坦因缪勒公司制造的亚临界压力本生直流炉，而且锅炉采用塔式结构布置型式。

美国燃烧工程公司在瑞士苏尔寿锅炉的基础上，根据控制循环锅炉的经验发展了复合循环直流锅炉，此种炉型在美国、日本等采用较多，主要用于超临界压力参数机组，目前国内还未引进这种型式的直流锅炉。此种类型的直流锅炉的主要特点是在直流锅炉系统中加 1~2 台复合循环泵，在低负荷时将水冷壁出口工质通过混合球，并与从省煤器来的给水在混合球内进行均匀混合，然后再进入循环泵的入口进行再循环。在高负荷（一般在 60%~80% MCR 以上）时则停止再循环，以直流方式运行。而循环泵也可在锅炉系统中串联运行，也可使循环泵停运，给水由循环泵的旁路进入水冷壁系统。复合循环锅炉可保证锅炉在各种负荷时水冷壁中的工质的质量流速差别不大，工作可靠。与一般直流炉相比其优点主要是水冷壁质量流速可按再循环停止时的负荷选取，因此可选用较低的质量流速，以减少流动阻力。启动流量低时，启动系统的容量可按循环泵的工作起始点考虑，相应地可减少投资和启动热损失，锅炉的最低负荷极限可降到 10% 左右。由于工质流量变化小，温度变化小，相应地减小了温度应力，有利于在低负荷下运行。由于水冷壁的质量流速可由循环泵容量来保证，可避免采用过小直径水冷壁管，可在锅炉出力很低时启动汽轮发电机，因此可不要保护再热器的旁路系统，简化了启动系统。

## 2. 燃烧方式

从目前国内引进的或引进技术制造的 600MW 级锅炉来看，北仑电厂 1 号炉、平圩电厂两台引进技术制造的 600MW 锅炉以及石洞口第二电厂两台超临界压力 600MW 锅炉，它们的燃烧系统都采用 CE 公司的传统设计方法，即为四角布置直流燃烧器的切圆燃烧方式，再热汽温调节采用摆动燃烧器，配置 HP、RP 碗式中速磨煤机的直吹式制粉系统。元宝山电厂的 600MW 锅炉由于燃用褐煤，它配置了八套风扇磨煤机的直吹式制粉系统，煤粉燃烧器为八角切圆燃烧方式。而北仑电厂 2 号炉、邹县电厂 600MW 锅炉的燃烧系统则是采用拔柏

葛公司和福斯特·惠勒公司的传统设计方法，即采用旋流燃烧器前墙或前后墙对冲布置方式，制粉系统采用 MPS 磨煤机或双进双出筒式钢球磨煤机的直吹式系统，再热汽温调节一般采用烟气挡板。

近年来，为了改善低负荷的燃烧稳定性和降低  $\text{NO}_x$  的生成，对 600MW 级锅炉的燃烧器的结构作了不少的改进，概括起来有以下特点：

### (1) 四角切圆布置的直流燃烧器

采用高调节比的煤粉喷嘴。为了提高低负荷时燃烧的稳定性和降低  $\text{NO}_x$  的生成，美国燃烧工程公司对一次风喷嘴的结构作了改进。在煤粉喷嘴管内装置水平肋片，并改进了喷嘴头部的装配，使喷嘴出口截面和入口截面相等，而喉口截面积约为入口截面积的 95%，这样使喷嘴出口速度降低。这一改进的主要目的是有意识地利用煤粉气流在一次风管内转弯后煤粉的分离作用，使喷嘴上半部出口气流的煤粉浓度较高，以利于煤粉着火，也适当降低了一次风出口速度。在此基础上，燃烧工程公司又发展了一种新的一次风喷嘴，并称之为高调节比喷嘴。如图 1-1-1，喷嘴头部做成可分别摆动的两部分，它们的摆动角相差可以达  $24^\circ$ 。这样，如同在一次风喷嘴出口装有钝体一样，在一次风气流中可以形成一个回流区，进一步提高了着火稳定性。此外，喷嘴出口截面积增加到入口面积的 130%，这种喷嘴的外形见图 1-1-2。

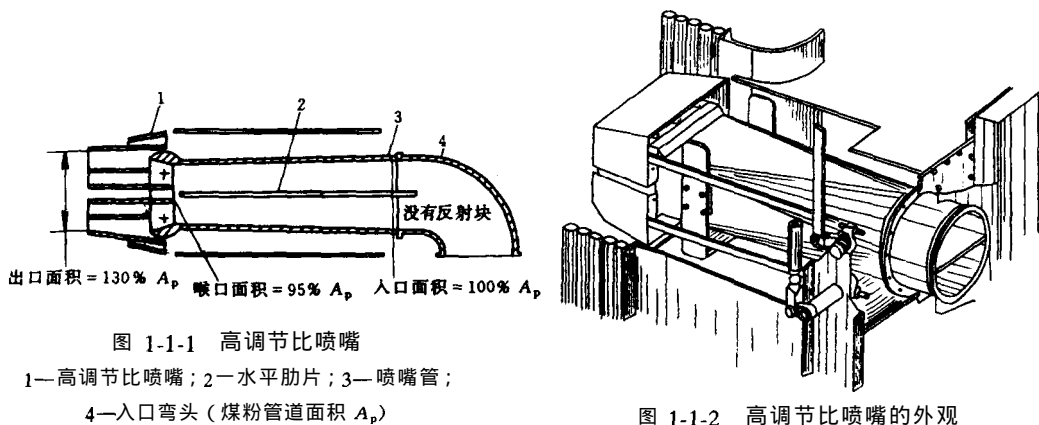


图 1-1-1 高调节比喷嘴

1—高调节比喷嘴；2—水平肋片；3—喷嘴管；  
4—入口弯头（煤粉管道面积  $A_p$ ）

图 1-1-2 高调节比喷嘴的外观

上述高调节比喷嘴的一个重要缺点是需要两套使喷嘴摆动的传动机构，故增加了造价和维修费用。为此又发展了新的结构，有两种方案：图 1-1-3 所示结构中，在喷嘴出口处设有波形扩锥，将扩锥做成波形可以增加一次风气流和回流烟气的接触面，目前从 CE 引进的设备基本上采用此种结构型式；在图 1-1-4 所示结构中则采用了简单的三角形扩锥，但在扩锥出口处有不小的翻边，试验表明，此翻边对增加高温烟气的回流有很大作用，扩锥的角度为  $20^\circ$ 。喷嘴的内部尺寸见图 1-1-5。在一些电厂的试验表明，上述喷嘴可以在 20% 负荷下不用投油助燃可保持稳定燃烧。

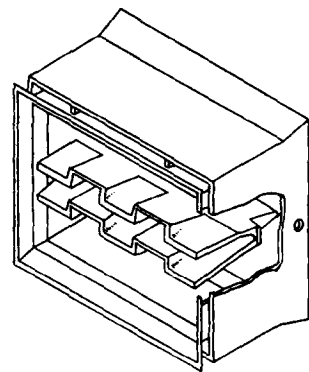


图 1-1-3 设有波形扩锥的喷嘴

低  $\text{NO}_x$  燃烧器。用两级燃烧（或称分级燃烧），即用大约 80% 的空气量从下部燃烧器喷口送入，使下部风量小于完全燃烧所需风量（即富燃料燃烧），从而降低燃烧区段温度，使  $\text{NO}_x$  的反应率下降，此时有些氮得不到氧，复合为  $\text{N}_2$ ，

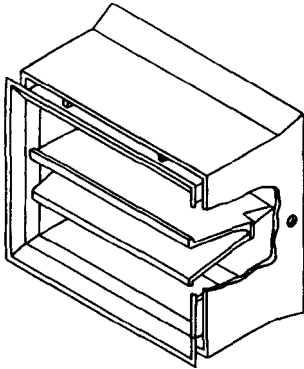


图 1-1-4 设有带翻边的  
三角形扩锥的喷嘴

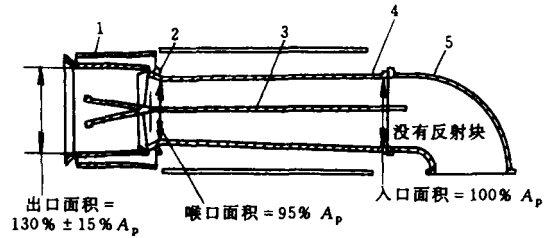


图 1-1-5 设有三角形扩锥的喷嘴剖面图

1—喷嘴头部；2—密封片；3—水平肋片；  
4—喷嘴管；5—入口弯头（煤粉管道面积  $A_p$ ）

$\text{NO}_x$  就会减少（即燃烧过程延迟），然后再从上部燃烧器喷口送入其余约 20% 的空气（即富空气燃烧）以达到风煤燃烧平衡。两级燃烧不但能抑制生成  $\text{NO}_x$ ，而且也能抑制空气中的氮在高温下与氧反应生成的  $\text{NO}_x$ ，这是控制  $\text{NO}_x$  较为有效的方法。利用这一原理，美国燃烧工程公司在大容量煤粉炉上普遍推广采用燃尽风（over fire air, OFA），即在角置式直流燃烧器喷口的最上端再布置 2~3 层燃尽风喷口，将大约 10%~25% 总风量的风从此处送入炉膛上部。目前从 CE 引进设备或引进 CE 技术制造的 600MW 级锅炉的角置式直流燃烧器的最上方都布置了两层燃尽风喷口。

减少四角切圆燃烧锅炉的炉膛出口水平烟道左右两侧烟温差、流速偏差及防止过热器、再热器局部超温爆管，对 600MW 以上机组的安全运行有极为重要的意义。

锅炉过热器、再热器各管存在汽温偏差的根本原因在于各管的传热、流动特性不同。通常，引起汽温偏差的因素包括：吸热偏差、流量偏差、结构偏差及进口汽温偏差。在四角布置切圆燃烧的锅炉中，沿烟道宽度各管之间的吸热偏差是造成汽温偏差的最主要的原因之

切圆燃烧方式的锅炉，由于炉膛出口气流残余旋转的影响，会引起在水平烟道左右两侧存在一定的速度偏差及温度偏差，从而造成两侧对流传热系数及温压的不同，这是沿烟道宽度左右两侧存在吸热偏差的最主要原因。随着锅炉容量的增加，水平烟道中的速度偏差及烟温偏差有增大的趋势。通过对国产 200MW、300MW 及 600MW 机组锅炉炉内空气动力场的模化实验发现，水平烟道左右两侧平均速度之比分别可达 1.24、2.0 和 2.15。这一增加趋势是锅炉从小容量向大容量发展过程中的内在因素造成的。随着锅炉容量的增大，炉膛出口水平烟道左右侧烟气流速及烟温偏差增加，引起烟道中过热器及再热器各管传热温压及对流传热系数的不同，造成过热器与再热器的吸热偏差。因而，对于大容量电站锅炉，特别是 300MW、600MW 机组锅炉，如何减少过热器与再热器的吸热偏差是个非常重要的问题。

如前所述，沿烟道宽度各管的吸热偏差是由于炉膛出口气流的残余旋转导致了水平烟道左右侧烟气流速和温度偏差所引起。因此，降低沿烟道宽度各管之间的吸热偏差的根本途径在于削弱炉膛出口气流的残余旋转。通过适当控制一、二次风动压比和使部分射流风反切，将一次风或部分二次风、燃尽风射流与主体旋转气流反切，可以削弱炉膛出口气流残余旋

转，降低水平烟道左右侧烟气流速偏差。另外，在两级过热器、再热器之间安装混合联储或左右交叉系统也是十分必要的，特别是对于再热器（因为再热蒸汽压力低、比热小，汽温偏差更大）更有必要。

## (2) 墙式布置旋流燃烧器

采用分级燃烧的方式、降低  $\text{NO}_x$  的生成率。所谓分级燃烧亦常称“偏离化学当量燃烧”，它是将一部分小于化学当量的空气引入燃烧器，而将其余空气由二次风口引入或从中间引入燃烧器，这样可降低燃烧区域的过量氧量，以减少  $\text{NO}_x$  的生成量。

目前国内引进的 600MW 机组的旋流燃烧器为双调节切向叶片式旋流燃烧器，在不少资料中也称为低  $\text{NO}_x$  的燃烧器，其设计的思想是使燃烧过程按二段燃烧方式进行，达到稳燃和遏制  $\text{NO}_x$  生成量的目的。

燃烧器结构如图 1-1-6 所示，在燃烧器的轴心线上为一个断面是圆形、类同文丘里管的煤粉气流通道。来自煤粉管道的煤粉气流从下方经  $90^\circ$  的弯管进入燃烧器，首先在通道上部与被称为导向器的挡块相碰撞。流经管道弯曲半径较大处的气流，由于气流转向使煤粉浓度提高，能藉助于挡块的碰撞而使之均匀化。其后流经的是位于通道轴心线上的圆锥形扩散器，其作用除进一步使煤粉浓度分布均匀外，同时可对同一层其它燃烧器起均匀煤粉气流流量的作用。

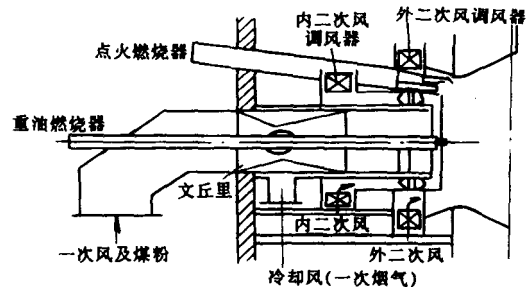


图 1-1-6 拔柏葛—日立公司的双调节燃烧器结构

燃烧器出口的二次风被分成内外两部分，热空气通过设置于一次风煤粉中心管的外缘环形通道上的内二次风调节挡板以及内二次风导向叶片、环形通道至燃烧器喷口。挡板可调节内二次风的流量，导向叶片使内二次风获得旋转动量，并可以调节。外二次风道使风室内的热空气通过外二次风调节挡板，经  $90^\circ$  的转向与内二次风平行至燃烧器喷口。外二次风调节挡板是切向可调的，使外二次风的旋转强度可以改变，也同时改变内外二次风量间的相对比例。所说的双调节燃烧器就是指内、外二次风的可调。调节内外二次风的挡板和导向叶片，也就改变了内、外二次风的流量比、旋转强度，改变内外二次风间、二次风与煤粉气流间、以及与已着火煤粉气流间的混合，从而调节着火与火焰形状。关小内二次风导向叶片角和外二次风的切向挡板角，二次风的旋转强度增大，火焰的扩散角增大。其中尤以内二次风的影响为大。二次风量也是通过风室前的百叶窗调节挡板开度变化进行调节的，它通过风室与炉膛的差压来同时改变同层各旋流燃烧器的内、外二次风流量，同层中任一燃烧器的内、外二次风调节，都会在一定程度上影响同层其它燃烧器。

对于旋流燃烧器来说，它单个燃烧器基本上是一个独立的火焰，燃烧过程都在近燃烧器出口区域基本完成，为使过程按二段燃烧方式进行，就需要在每个燃烧器的火焰区域都形成燃料过浓和过稀的区域，然后二者再进行混合。将二次风分成风量和旋转强度分别可调的二股，其目的即在于此。使内二次风与煤粉气流间的混合以及内、外二次风间的混合可以分别控制。煤粉气流因与内二次风的混合而被带动旋转，形成回流区抽吸已着火前沿的高温介质，构成一个燃料浓度高的内部着火燃烧区域，这一区域内燃烧工况可通过内二次风的旋转强度和风量，亦即内二次风的挡板开度调节。外二次风与内二次风及煤粉气流的混合使在内

部燃烧区域的外缘构成一个燃料过稀的燃烧区域，燃尽过程随着二者的混合而进行与完成。混合过程也可通过挡板开度进行控制。NO<sub>x</sub>及SO<sub>x</sub>的生成同样因内部燃烧区内的氧气浓度低而受到遏制，也同样因外部燃料过稀区域中温度相对较低而受到遏制。因此它与直流燃烧器一样，是通过使生成NO<sub>x</sub>的两个主要因素——氧浓度及温度不同时具备而达到遏制的目的。

拔柏葛公司对前后墙对冲燃烧方式也作了某些改进，采用一台磨煤机供应沿炉膛宽度方向上的一排燃烧器，这样使炉膛宽度方向上热输入分布均匀，每排燃烧器的风量都可单独控制。当磨煤机出现故障时，可减少风量及燃料分配的不均匀。拔柏葛公司投运的煤粉炉都具备这个特点。

### 3. 炉膛结构设计

做好炉膛设计有三个因素。首先炉膛容积应足够大，使燃料完全燃烧，并具有足够的受热面使烟气进入对流烟道前得到充分冷却。燃烧工程公司为了扩大煤种的适应性，所设计的炉膛尺寸逐渐加大，也即炉膛容积热负荷值取得较小。70年代美国燃烧工程公司设计的600MW容量级的锅炉炉膛与1966年设计的同容量级的炉膛相比，平均面积增大14%，有效辐射面积大10%，容积增大22%。其次需将NO<sub>x</sub>的生成量限制到可被接受的程度。最后应使烟气流量保持均匀，使炉膛出口温度维持稳定，以防锅炉对流受热面产生结渣、堵灰及金属超温等问题。

根据大量经验分析，造成炉膛结渣有四个因素：每只燃烧器的热输入量、燃烧器与侧墙及灰斗的距离、炉膛单位截面上的热输入量及燃烧器区域的热负荷。拔柏葛公司设计的锅炉，不论容量大小，单只燃烧器热输入量一直保持较低水平，燃烧器与侧墙、灰斗及燃烧器之间的距离都加大了。炉膛单位截面的热输入量根据结渣情况不同而定为(48.5~58.2) × 10<sup>5</sup>W/m<sup>2</sup>，燃烧器区域的热负荷降低了30%~45%，使火焰尖端温度降低以满足限制NO<sub>x</sub>生成的要求，并减少结渣的可能性。同时，为了减少对流烟道中灰粒对管子的磨损，近年来选用了较低的烟气流速。

煤的灰分中某些矿物质会造成炉膛及对流管束的结渣、堵灰，尤其是煤中的含钠量对灰分的熔化凝聚性有很大影响，含钠量越高，灰分的熔化凝聚性越强，这样就使炉膛及对流受热面上的积灰很难清除。为解决这一个问题，福斯特·惠勒(FW)公司在设计上并采取一系列措施，其中包括：

加大炉膛下部尺寸，以降低燃烧器区域的最大热流量；

维持足够的炉膛受热面使炉膛出口烟气温度降低；

加大各旋流燃烧器间的间距，加大燃烧器与炉墙及灰斗的间距，以降低炉墙的热流量，减少NO<sub>x</sub>的生成；

采用“灰斗下通空气”及“空气屏幕”的方法，使在灰斗倾斜槽及封闭炉墙等处易结渣的地方形成一层由燃烧空气形成的防护层，从而产生氧化气氛，防止结渣及堵灰；

采用蒸汽吹灰，在蒸汽吹灰不足以解决问题的地方用水力吹灰防止积灰，保持受热面清洁；

⑥加大管子的横向间距，炉膛出口处的立式管屏最易积灰，其管屏横向节距最小应为91cm，而管子之间则基本为相切。锅炉后部烟道采用光管，管子横向节距不得小于18cm，管子之间距离为10~13cm。

## 二、国外大型机组锅炉的技术经济指标及发展方向

### (一) 技术经济指标

#### 1. 机组的可靠性

电站机组锅炉的可靠性是机组的主要技术经济指标之一，因为大型机组锅炉能够安全满发就是最大的经济性。有人认为采用超临界压力机组的可靠性要低于亚临界压力机组，而日本始终认为超临界压力机组和亚临界压力机组一样具有较高的可靠性，大容量超临界压力机组的事故停机率低于 1%。例如鹿岛电厂 6 号机组（超临界压力）1980~1983 年共停机 14 次，松岛电厂两台 500MW 机组 1981 年投运至 1984 年的 7 次停机事故中，均未发生因超临界压力引起的事故。

原苏联按 1980 年的统计，800MW 机组的可用率为 79.7%。

美国 CE 公司 7 台 575~750MW 机组，1979 年统计平均运行可用率为 87.6%，强迫停运率为 3.4%。

美国 200~1000MW 机组的大修间隔年限为 4~6 年，小修间隔为 1.1~1.5 年，原苏联 150~300MW 机组的大修间隔周期是 3~4.3 年。

#### 2. 机组运行经济性

原苏联 800MW 机组全国平均煤耗率由 1970 年的 350.6g/(kW·h) 降到 1980 年的 327.3g/(kW·h)。

美国 16.56MPa, 538/538 级机组平均煤耗率为 354g/(kW·h)，24MPa 级 538/550/565 机组平均煤耗率为 337g/(kW·h)。

#### 3. 负荷适应性

各国 600MW 级机组大多都能承担一部分中间负荷运行，当锅炉负荷在 60%~100% 范围内，基本上都能保持全燃煤运行，且能保证蒸汽温度在额定值。

### (二) 电站锅炉技术发展动向

#### 1. 超临界压力机组的设计

1980 年由美国电力研究所 (EPRI) 召开的有关各种蒸汽参数机组经济性的讨论会上，BBC (ABB) 公司提出采用 31MPa、566/566 这一档参数的机组为最经济；CE 公司提出 31MPa、583/552/566 这一档参数机组的发电成本为最低廉，并且将进一步发展参数为 31MPa、566/579/593 的机组，以期提高 2% 的热效率。

日本电源开发公司超临界压力机组参数的发展目标是：① 31MPa、566/566/566℃；31MPa、641/593/593℃；34.5MPa、649/593/593℃。最终目标是期望比现有的超临界压力机组 (24.11MPa、538/538℃) 的热效率提高 6%~7%。

德国在 1979 年至 1981 年 (联邦德国) 间曾对超临界参数进行了研究，对燃煤机组采用 29.89MPa、600℃ (一级参数)，二级再热；34.89MPa、630℃ (一级参数)，二级再热；34.89MPa、650℃ (一级参数)，二级再热的 1000MW 机组制造可行性进行讨论，结论是从锅炉方面来看，采用 29.89MPa、600 的 750~1000MW 机组，在现有条件下是完全可以实现的，但是受到中间负荷、调峰运行条件的限制，给发展这档机组带来了不利。为此，德国的煤价即便高于美国，在 1981 年投运的 Berg Kamen 电站 B 的 780MW 机组仍采用 24.4MPa、540/540℃ 的参数等级。

发展超临界压力机组必须使用高强度材料，以防管子厚度过分地增加。在防止高温腐蚀

方面，应考虑金属壁温、烟气温度以及在具有腐蚀性元素的烟气中的受热面布置方式。同时也有必要考虑采用表面经过防蚀处理的金属管材或具有防蚀性强的外层管的双层套管结构。

目前日本钢管公司为发展超临界参数机组，正在研究新的高强度耐热钢种，此钢种可用于温度为 650 的过热蒸汽，许用应力达到 5.7MPa，比现有的 304HTB、321HTB、347HTB 的强度还高。

## 2. 发展变压运行机组，提高负荷适应性

由于螺旋形管圈直流炉的各根管子吸热均匀，所以超临界压力直流炉完全可以在亚临界压力范围内作变压运行。除了德国本来就采用这种炉型作为变压运行机组之外，美国拔柏葛公司、福斯特·惠勒公司，日本的日立公司、石川岛播磨公司都相继发展了这种炉型，日本三菱公司也作过这种炉型的研制。

美国、日本传统的超临界压力直流炉都是垂直管圈，基本上不适宜变压运行。对此各公司都在其传统的产品上做了不少改进工作。

(1) 日本三菱公司在美国燃烧工程公司及苏尔寿公司的参与之下，致力于超临界压力垂直管圈变压运行机组的开发工作，锅炉机组设计上采取下列措施：

采用内螺纹管以防止工质偏离核态沸腾点；

加装水冷壁节流圈以防止炉膛四角和中心部位管子的吸热偏差；

在烟道内布置蒸发器以保证水冷壁出口工质即使在 25% 负荷下也能在湿蒸汽范围内。

(2) 美国燃烧工程公司和三菱公司在其辅助循环锅炉的基础上新设计了“CC<sup>+</sup>”型的低倍率循环锅炉。主要措施是采用内螺纹管，使循环倍率降低到 2.67。由于循环倍率的降低，使辅助循环泵的功率消耗下降，这部分的得益完全可以补偿因采用内螺纹管而引起的成本增加。“CC<sup>+</sup>”型低倍率循环锅炉可以适应变压运行的需要。

(3) 美国福斯特·惠勒公司以及日本石川岛播磨公司在其传统的多次上升——下降直流锅炉上，加装内置式分离器及变更旁路系统，可使过热器之后作变压运行。

(4) 新设计的自然循环锅炉上采用内螺纹管以防止运行中工质偏离核态沸腾点以及增加机组的可靠性，进一步在一级过热器之前装设一旁路系统，以便在启动及低负荷运行时将过多的蒸汽引入到凝汽器去，使过热蒸汽温度与汽机金属温度有良好的匹配，并用饱和蒸汽调节汽温，保证锅炉可以快速启停和变负荷运行。

## 3. 炉内燃烧方面

由于动力用煤品位的不断下降，锅炉不但要能燃用各种劣质煤，而且要考虑防止因燃用劣质煤带来的不利影响（结渣、积灰、磨损、环境污染等）。各公司普遍重视煤质（包括灰成分）的研究，并在新一代燃煤机组设计中作出相应的考虑。

另一方面，为满足日益严重的环境保护方面的要求，各锅炉制造公司都从燃烧系统的设计上考虑了抑制和减少 NO<sub>x</sub> 生成的措施，基本方法是：①采用多个小容量燃烧器以扩大燃烧区范围，降低炉内温度水平；②采用低 NO<sub>x</sub> 燃烧器；③采用两级燃烧；④采用烟气再循环。

大容量机组锅炉的最大经济性在于保持尽可能高的可用率。为此，各公司在设计中都在炉膛燃烧热强度和受压部件强度选择方面采取比较保守的方案。在水冷壁设计中，为了防止偏离核态沸腾点，提高机组的安全可靠性，即使原来不采用内螺纹管的一些公司，目前也都倾向于采用内螺纹管，以提高机组运行的可靠性。

## 第二节 600MW 控制循环锅炉

### 一、北仑电厂 600MW 控制循环锅炉的总体介绍及设计特点

北仑电厂第一台 600MW 机组的锅炉由美国燃烧工程公司 (CE) 设计制造, 其型式为亚临界压力、一次中间再热、控制循环单汽包锅炉, 采用平衡通风、直流式四角切向燃烧系统, 设计燃料为山西晋北烟煤。

#### (一) 锅炉主要设计参数

锅炉主要设计参数见表 1-1-2。

表 1-1-2 锅炉主要设计参数

项 目	单位	42.1% MCR	50% MCR	100% MCR
蒸发量	t/h	846.7	1004	2008
给水温度	℃	229.4	237.8	279.7
主蒸汽温度	℃	540	540	540
主蒸汽压力	MPa	11.24	16.77	18.2
过热器压降	kPa	34	38	121
再热蒸汽流量	t/h	747.5	878.6	1683.3
再热器进口汽温	℃	299.4	285	324.4
再热器进口汽压	MPa	1.65	1.97	3.82
再热器出口汽温	℃	540	540	540
再热器出口汽压	MPa	1.57	1.87	3.64
再热器压降	kPa	8.0	10	18
炉膛压力	kPa	0.124	0.124	0.124
炉膛至省煤器出口烟气压降	kPa	0.27	0.44	1.16
省煤器出口至 空气预热器出口烟气压降	kPa	0.39	0.67	1.66
空气预热器进口烟温	℃	277.2	297.8	353.9
排烟温度 (未校/已校正)	℃	103.9/110.6	103.3/108.9	130/135
空气预热器进口风温 (平均值)	℃	27.8	27.8	27.2
空气预热器出口一次风温	℃	258	272	312
空气预热器出口二次风温	℃	260	277	322
省煤器压降	kPa	34.7	41.7	138.9
空气预热器进口二次风压	kPa	1.2	1.22	2.25
省煤器出口过剩空气系数		1.22	1.33	1.20
环境温度	℃	25	25	25
燃煤量 (按高位热值计算)	t/h	118.2	137.2	248.6
锅炉效率 (按低位热值计算)	%	93.69	93.52	92.8

#### (二) 锅炉的整体布置

锅炉的布置呈倒“U”形, 见图 1-1-7, 在标高为 36.7m 层以上为全露天。锅炉主厂房和汽机房相隔 9m 除氧跨, 从煤仓间到除尘器进口共设有 10 根立柱, 总跨距为 70.573m。紧靠除氧跨的是煤仓间, 煤仓间布置有 6 只原煤仓, 每只原煤仓的体积为 738m<sup>3</sup>, 可仓储原煤 523t。在煤仓下部的标高 17m 层平台上布置 6 台美国 STOCK 公司生产的电子称量式给煤机。在零米层布置 6 台 CE 公司生产的 HP-983 中速磨煤机。原煤由输煤系统皮带经固定端输煤栈桥送入原煤仓、再通过给煤机送入磨煤机, 经磨煤机碾磨成合格细度的煤粉, 由一次

风送入炉膛燃烧。

锅炉房顶部标高为 83.3m，炉顶为人字形顶棚，顶棚下设炉顶小室，顶棚和炉顶小室之

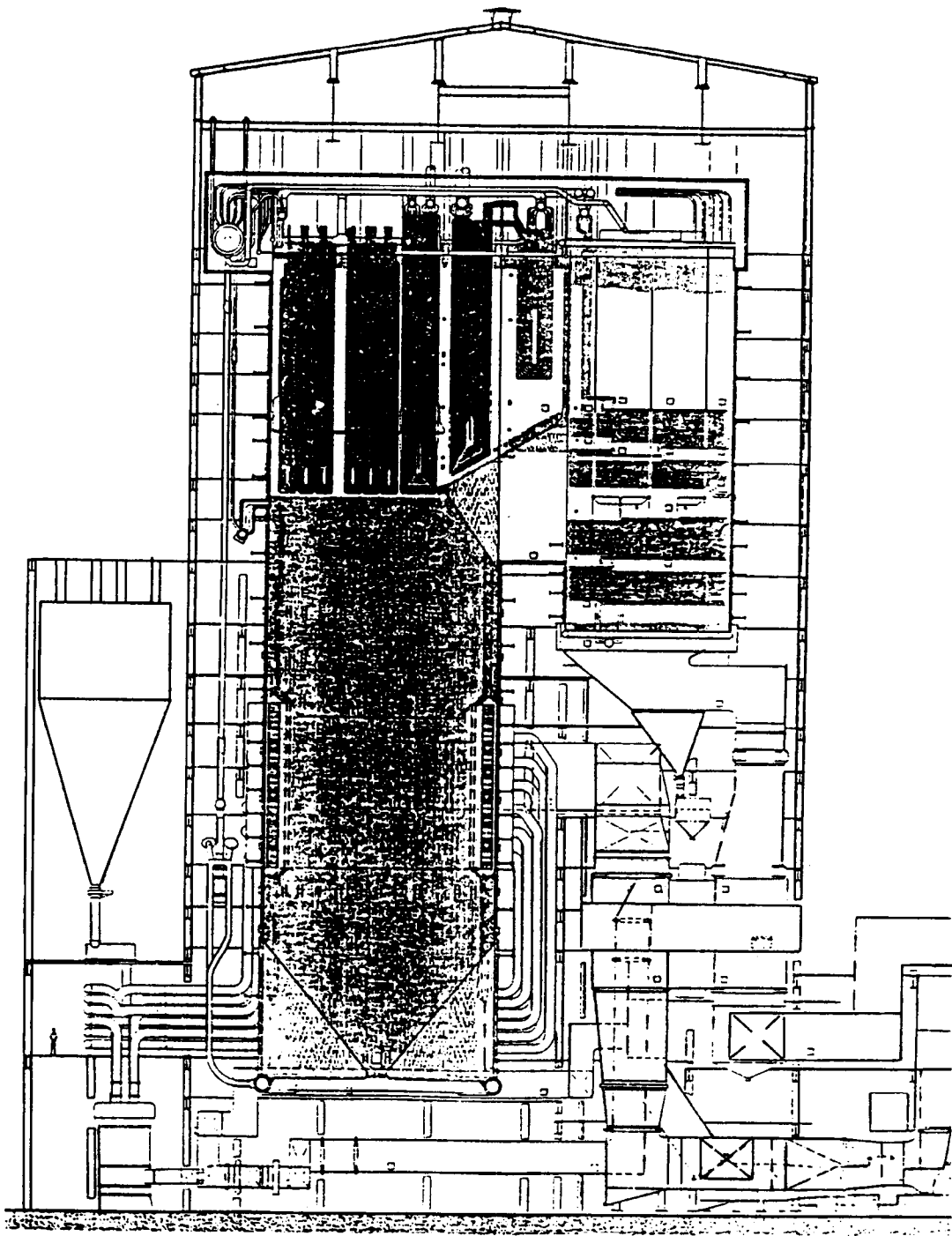


图 1-1-7 2008t/h 控制循环锅炉本体示意图

间布设主蒸汽管道、再热蒸汽热段管道和再热蒸汽冷段管道。在炉顶小室内布设汽包、过热器联箱、再热器联箱以及过热器、再热器和省煤器等各种联接管。汽包中心在炉前标高为 67.055m 处，再热器进口联箱在炉前标高为 46.465m 处，锅水循环泵设在炉前标高为 23.675m，下联箱（亦称水包）中心线标高为 8.56m，整个下联箱沿炉膛四周环形并成一体布置。低温过热器、省煤器和空气预热器依次沿烟气流动方向在尾部烟道由上而下布置。高温（后屏）和中温（分隔屏）过热器分别以屏的形式布置在炉膛上方。再热器的低温部分布置在前墙水冷壁的上方，为壁式再热器，中温和高温再热器布置在炉膛出口处的折焰角上部及水平烟道内，蒸汽流向与烟气的流向相反，即呈逆流布置。锅炉全部承压部件为悬吊结构，可向下自由膨胀，横向膨胀中心点在炉膛中心，即水冷壁可前后、左右自由膨胀。炉膛设计的承压强度为  $\pm 7.6\text{kPa}$ 。在 36.7m 层为混凝土大平台，该平台以下锅炉房为封闭式。

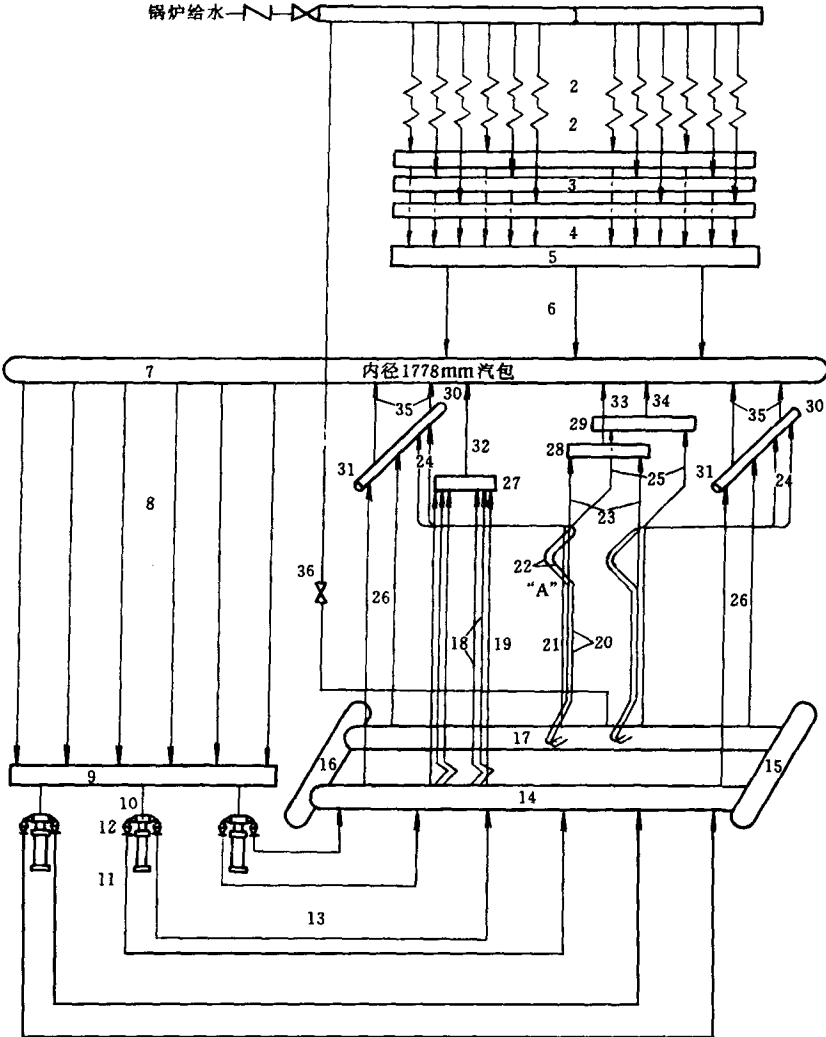


图 1-1-8 2008t/h 控制循环锅炉的水和饱和蒸汽系统流程

2台送风机和2台一次风机沿炉膛中心线对称布置，送风机在内侧，一次风机在外侧。静电除尘器为4个通道5个电场，有2台导叶调节的离心式引风机，离引风机出口11m处是高度为240m的烟囱，经除尘后的烟气由此排向大气。

### (三) 锅炉汽水系统

CE公司设计和制造的北仑电厂1号锅炉，其锅水循环是利用安装在下降母管管路中的3台锅水循环泵来进行的。为确保各水循环回路出口含汽率均一，在水冷壁的下集箱（水包）内的每根水冷壁管的入口处设置了孔径为6.35~31.75mm的节流孔板。

该锅炉的水和饱和蒸汽的流程如图1-1-8所示。

来自给水母管的给水经省煤器进口联箱1、省煤器蛇形管2、省煤器中间联箱3、省煤器悬吊管4、省煤器出口联箱5、省煤器出口联接管6，由汽包底部进入汽包7，并与汽包中的锅水混合，然后经下降母管8进入锅水循环泵进口联箱9，锅水循环泵11将水从进口联箱吸入，经锅水循环泵进口短管10、锅水循环泵出口截止/逆止阀12和锅水循环泵出口短管13、进入水冷壁环形下联箱（水包）14~17。

锅水进水冷壁下联箱后，首先经过孔径为4.76mm的多孔板滤网进行过滤，然后经节流孔板进入水冷壁管。在锅炉启动期间，部分锅水也可从水冷壁下联箱进入省煤器再循环管36，以确保省煤器内水流量，以保证其安全。

锅水在水冷壁管内进行加热并向上流动、平行流过下列三部分管路：

(1) 前水冷壁管18、19；

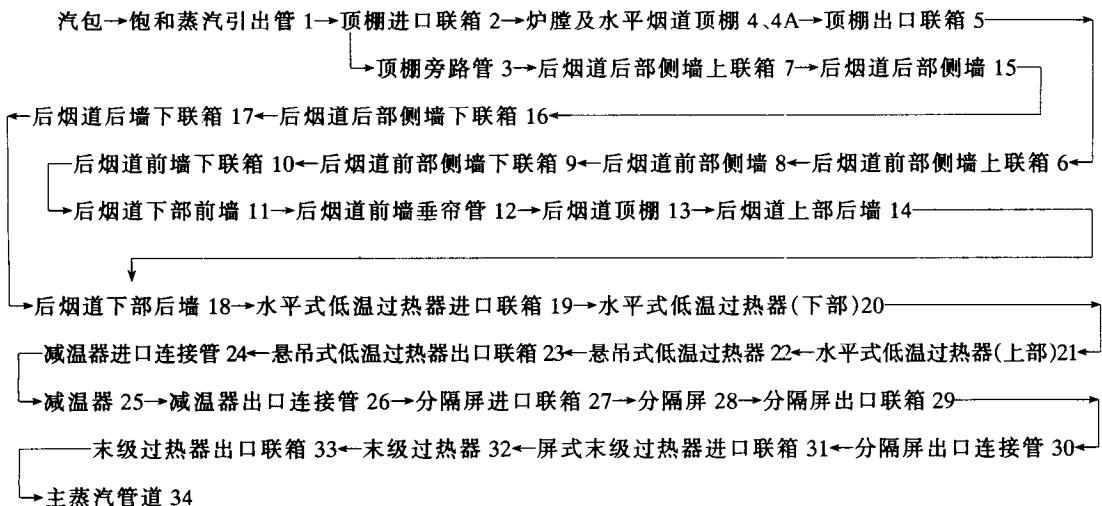
(2) 后水冷壁管20、21，后水冷壁折焰角管22，后水冷壁悬吊管23，炉膛延伸侧墙管24和水冷壁垂帘管25；

(3) 侧水冷壁管26。

在水冷壁管中生成的汽水混合物，由水冷壁各出口联箱27~31汇集后经汽水引出管32~35引入汽包，汽水混合物在汽包中进行分离，饱和蒸汽进入过热汽系统，水返回到汽包水侧继续进行循环。

过热蒸汽和再热蒸汽系统流程如图1-1-9和图1-1-10所示。

#### 1. 过热蒸汽流程



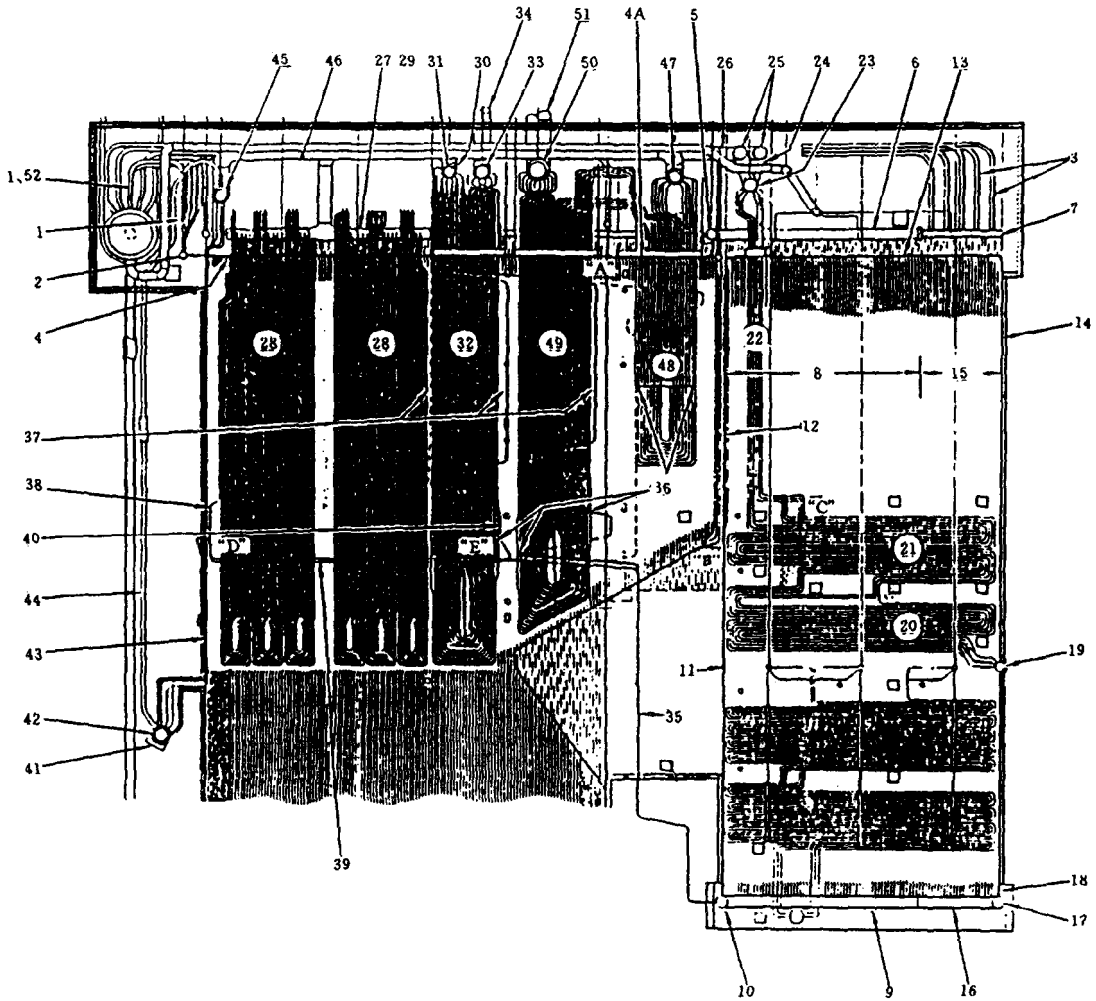
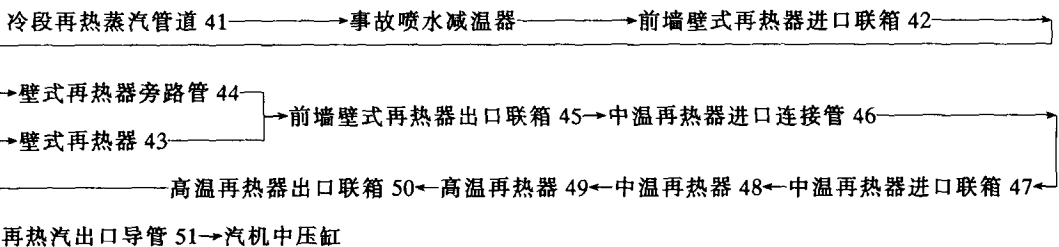


图 1-1-9 过热蒸汽和再热蒸汽系统布置

## 2. 再热蒸汽流程

蒸汽在汽轮机高压缸做功后，经冷段再热管道 41 回到锅炉再热器系统。



### (四) 锅炉主要设计特点

#### 1. 锅炉结构上的特点

##### (1) 炉膛与燃烧器

锅炉炉膛尺寸为宽 19.558m、深 16.432m，炉膛容积 15484m<sup>3</sup>，除炉膛上部被壁式再热

器覆盖部分采用光管水冷壁外，炉膛四周均为  $\phi 51\text{mm}$  内螺纹管组成的膜式水冷壁。炉膛设计压力  $7813\text{Pa}$ 。最上层燃烧器标高  $32.61\text{m}$ ，至屏底距离为  $16.7\text{m}$ ，锅炉顶棚管标高为  $66.16\text{m}$  运转层标高为  $13.7\text{m}$ 。

该锅炉燃烧器采用 CE 公司的传统技术，即四角切向摆动燃烧器，其特点是通过气流的

旋转和卷吸作用，使煤粉气流产生强烈混合和扩散，保证燃烧良好。另外，由于相邻燃烧器火焰相互支持，使煤粉着火和稳定有充分保证。燃烧器采用典型的烟煤布置方式，每角有 6 只煤粉喷口、6 只二次风喷口，其中三只布置油枪，最上面 2 只为燃尽风喷口。燃烧器总高为  $11.655\text{m}$ 。6 只煤粉喷口分别对应 6 台 HP 磨煤机、煤粉燃烧器中间布置钝体波形导流板，其作用为稳定着火及提高对煤种的适应性。燃烧器各喷口均能上下摆动，其摆角分别为：一次风口  $\pm 27^\circ$ 、二次风口  $\pm 30^\circ$ 、燃尽风口为  $-5^\circ \sim +30^\circ$ 。每角三个二次风口中布置一根重油枪，全炉共 12 根。重油枪为蒸汽雾化 Y 形喷嘴，单只出力  $1.8\text{t/h}$ ，12 只重油枪可带 15% 的 MCR 的锅炉出力。

### (2) 水冷壁循环系统

该炉水冷壁基本上采用内螺纹管组成，由锅水循环泵提供辅助循环动力，故水循环有较好的安全性。

锅炉汽包布置在标高  $67.055\text{m}$  处 汽包内径为  $1778\text{mm}$ ，上部壁厚  $198.4\text{mm}$ ，下部壁厚  $166.7\text{mm}$  汽包内部装有 108 个轴向旋流式分离器，汽包内壁装有隔套。汽水混合物从汽包上部进入，沿内筒壁进入分离器入口，以保证汽包壁受热均匀。汽包下部有 6 根大直径下降管，引至锅水循环泵进

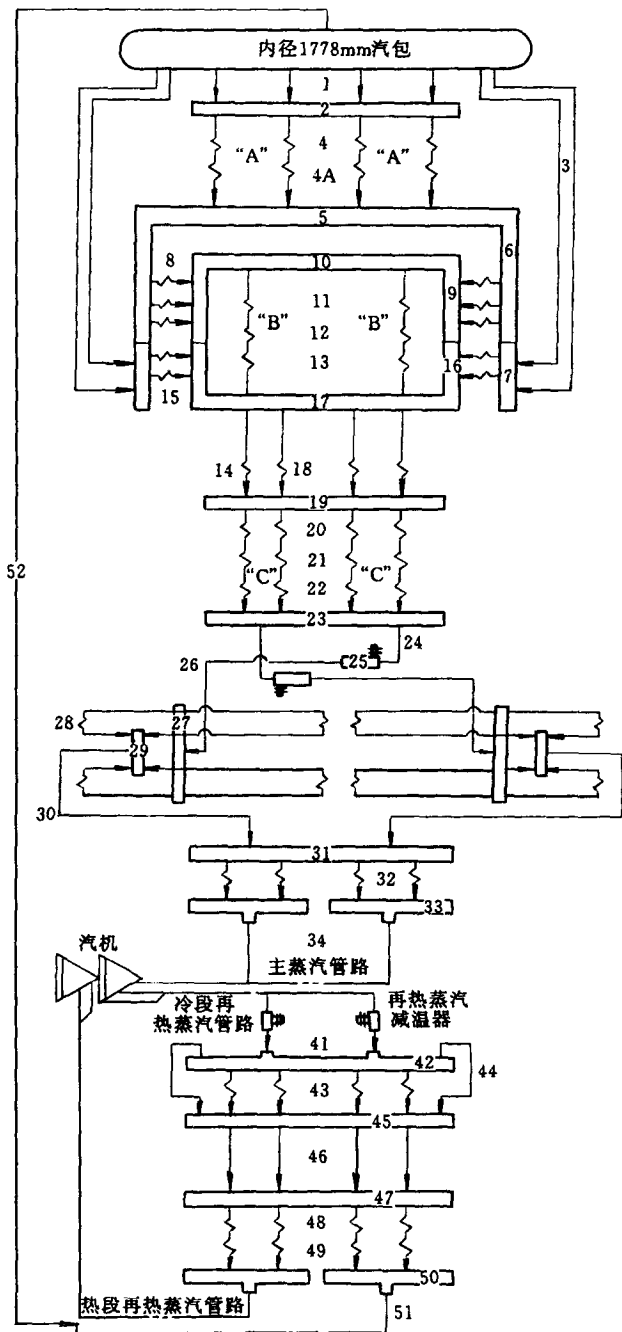


图 1-1-10 过热蒸汽和再热蒸汽系统流程

口联箱，由此引出三根管进入三台锅水循环泵。锅水循环泵出口有 6 根引出管直接引入锅炉下部大直径环形联箱（水包），联箱直径为 914.5mm，壁厚 95mm。锅水通过水包内滤网和节流孔板进入水冷壁，受热后汽水混合物经上联箱、导汽管进入汽包。

该锅炉的锅水循环泵为英国泰勒公司提供，其型式为无密封、湿式电机、单吸双排式循环泵。按 2 台运行带 MCR 负荷设计，但一般正常运行时均投入 3 台，即运行中备用，一台泵运行带 60% MCR。锅水循环泵的使用，保证了水冷壁在低负荷下亦具有可靠的水循环，而且对于快速启停、变负荷及调峰运行均有较大的灵活性。

### （3）过热器和再热器系统

过热器系统由五部分组成，其流程是：顶棚→包覆→低温过热器→分隔屏→末级过热器。

炉膛上部布置分隔屏过热器，分前后两排，每排 6 屏，横向节距为 3048mm，沿炉膛宽度布置。分隔屏后为高温过热器，呈屏式布置，共 25 片，管径为 51mm，节距 762mm。高温过热器后为高温再热器，布置在折焰角上方，共 38 片，管径 63mm，节距 508mm。高温再热器后为中温再热器，布置在折焰角后方的水平烟道内，共 76 片，管径 76mm，节距 254mm。立式（垂帘式）低温过热器位于尾部烟道的上方，共 127 片，管径 51mm，节距 152.4mm。水平式低温过热器位于尾部烟道，布置在省煤器的上部，分上下两层布置，共 127×2 片，管径 57mm，节距 152.4mm。尾部烟道包墙和顶棚过热器由尾部烟道侧墙、前墙、后墙及顶棚管组成，管径有 51mm、57mm 及 63.5mm 三种规格。

再热器系统由壁式辐射再热器和中温再热器及高温再热器三部分组成。中温再热器和高温再热器布置在折焰角上部及水平烟道内，属于对流式受热面。这两级再热器为串联布置，与烟气成逆流，吸热量较大。为了减少热偏差，采用中温再热器与高温再热器内外管圈交叉，炉外连接变管径，使其流量均匀、壁温平稳。壁式再热器布置在水冷壁前墙上部，管子为  $\phi 63 \times 4.6\text{mm}$  管、节距 63.5mm，共 270 排，沿水冷壁表面密排而成。

过热蒸汽采用一级喷水调节汽温，减温器布置在低温过热器与分隔屏之间。再热汽温调节主要采用摆动燃烧器角度调整，70% MCR 负荷时能保证再热汽温为额定值。壁式再热器进口还布置有喷水减温器，仅作为事故状态下喷水减温，以保护再热器。再热器采用部分放在炉膛内吸收辐射热，对改善汽温特性有较好的效果，使得在不同负荷下，均能保持较为稳定的汽温特性。

### （4）制粉系统

该炉采用典型的正压直吹式制粉系统，共配置 6 台 HP-983 型碗式中速磨，在燃烧设计煤种正常运行时 5 台磨即可带 MCR 负荷，一台备用。每台磨配一台全钢结构原煤斗，每只煤斗储煤量为 532t，可以满足锅炉 MCR 负荷连续运行 10h 的要求。采用 6 台微机控制的重力式电子称量给煤机、每台出力 14~70t。

磨煤机出力为 60t/h，采用弹簧加载，以便在研磨表面和煤层之间产生需要的研磨出力。石子煤通过磨煤机下部排出口排入石子煤斗，上部装有离心分离器，调节导向叶片角度可以改变煤粉细度。每台磨出口的风粉混合物经 4 根风粉管道分别引至同层四角煤粉燃烧器。MCR 负荷时，管道内风粉混合物的速度和燃烧器出口速度均为 24m/s。6 台磨煤机共 24 根煤粉管道在磨煤机上引出分 6 层布置成水平走向引至炉膛四角。每根煤粉管道的进口（磨煤机出口）均装有节流孔板，用以调节管道阻力，保证进入同层燃烧器的风粉混合物均匀一致。磨煤机出口温度，采用热风和冷风调节挡板控制。