



热电联产锅炉

机组设备及经济运行

王和平 程绍兵 编著

REDIAN LIANCHAN GUOLU
JIZU SHEBEI JI JINGJI YUNXING



中国石化出版社

[HTTP://WWW.SINOPEC-PRESS.COM](http://www.sinopec-press.com)

热电联产锅炉 机组设备及经济运行

王和平 程绍兵 编著

中国石化出版社

内 容 提 要

本书针对热电联产机组中的煤粉锅炉和循环流化床锅炉的设备、系统进行了阐述, 主要包括燃料设备、主体设备、辅助设备、安全附件、环保设备、锅炉经济运行控制等, 着重介绍了锅炉经济运行控制。

本书内容充分结合煤粉锅炉和循环流化床锅炉的生产实际, 具有较强的针对性和实用性, 论述深入浅出、图文并茂。本书可供从事煤粉锅炉和循环流化床锅炉的管理人员和技术人员学习和参考。

图书在版编目(CIP)数据

热电联产锅炉机组设备及经济运行 / 王和平, 程绍兵编著.
—北京: 中国石化出版社, 2014. 3
ISBN 978-7-5114-2655-0

I. ①热… II. ①王… ②程… III. ①热电厂-锅炉机组-设备管理 ②热电厂-锅炉机组-运行 IV. ①TM621.2

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2014)第 026880 号

未经本社书面授权, 本书任何部分不得被复制、抄袭, 或者以任何形式或任何方式传播。版权所有, 侵权必究。

中国石化出版社出版发行

地址: 北京市东城区安定门外大街 58 号

邮编: 100011 电话: (010) 84271850

读者服务部电话: (010) 84289974

<http://www.sinopec-press.com>

E-mail: press@sinopec.com

北京科信印刷有限公司印刷

全国各地新华书店经销

*

787 × 1092 毫米 16 开本 18.75 印张 456 千字

2014 年 5 月第 1 版 2014 年 5 月第 1 次印刷

定价: 55.00 元



前言

热电联产机组起源于 19 世纪 70 年代末期，发源于欧洲，多年来一直没有引起重视，直至 1973 年因石油危机热电联产机组才逐步发展壮大。我国于 2000 年鼓励发展热电联产机组，到 2004 年国家发改委将热电联产机组列为重点发展领域和重点工程，目前热电联产机组已成为社会发展、企业做强和人民生活水平提高等不可缺少的一部分。

目前，火力发电发展迅猛，大容量、超高压机组不断攀升，大机组的发展改变了过去热电联产机组效率高于全凝式机组效率的事实。因此，讨论和改造热电联产机组的现状不可怠慢。随着热电联产行业竞争的加剧和环境保护、生产成本的压力，国内优秀的热电联产机组愈来愈重视对设备的改造、能耗的减少和环保设备的投入，特别是企业内部的热电联产机组，环保设备和用汽装置的需求向更高、更精的趋势发展。

当前绝大部分热电联产机组的管理水平不如大型全凝式发电机组，特别是作为企业附属装置的热电联产机组管理滞后、生产成本低、环境污染大、安全系数低、操作人员技术素质欠佳等现象依旧存在。为了提高热电联产机组锅炉相关人员的水平，本书针对热电联产机组的煤粉锅炉和循环流化床锅炉设备和运行进行阐述，并结合我国能源和环保政策，针对两种锅炉主要设备提出较为合适的改造措施。

本书主要特点是结合实际、偏重现场、解决难题、易懂易学；选择性介绍煤粉锅炉和循环流化床锅炉设备和运行的基本知识和实用改造技术；适合作为热电联产机组锅炉操作人员和管理人员的培训教材。

本书在编写过程中得到了华南理工大学电力学院楼波教授的大力指导、支持及帮助。此外，中国石化出版社为本书的出版做了大量细致的工作，在此谨致衷心的感谢。

由于水平有限，书中难免有谬误、遗漏和不妥之处，恳请读者谅解和批评指正！

目 录

第一章	热电联产机组典型热力系统及能耗	(1)
○ 第一节	热电联产能效现状	(1)
○ 第二节	热电联产热力系统及设备	(2)
	一、典型的热电联产热力系统	(2)
	二、给水回热加热系统	(3)
	三、除氧方法及设备	(6)
○ 第三节	热电联产机组效率	(8)
	一、凝汽式发电厂的主要热经济性指标	(9)
	二、供热机组主要热经济性指标	(11)
	三、热电联产的主要热经济性指标	(11)
	四、热电联产与中小型全凝发电机组能效对比	(13)
	五、热电联产机组负荷优化分配	(14)
第二章	锅炉加热设备及经济运行	(17)
○ 第一节	省煤器的种类和布置	(17)
	一、省煤器的种类	(17)
	二、省煤器布置	(19)
○ 第二节	省煤器的磨损、积灰和腐蚀	(21)
	一、省煤器管的磨损及预防措施	(22)
	二、省煤器的防磨改造	(22)
	三、省煤器磨损爆管案例	(27)
	四、省煤器积灰及预防措施	(28)
	五、省煤器管的腐蚀及预防措施	(30)
○ 第三节	省煤器的保护装置	(33)
○ 第四节	节能省煤器的应用	(34)
	一、低压省煤器的应用	(34)
	二、热管省煤器的应用	(37)
○ 第五节	省煤器质量标准	(39)
	一、钢管式省煤器	(39)
	二、铸铁式省煤器	(40)



第三章	锅炉蒸发设备及经济运行	(41)
○ 第一节	水冷壁	(41)
	一、水冷壁管	(42)
	二、炉墙	(45)
	三、水冷壁的磨损、结焦和腐蚀	(47)
○ 第二节	汽包	(78)
	一、汽包的作用	(78)
	二、汽包的结构	(78)
	三、汽包热应力及预防措施	(86)
	四、汽包的金属疲劳	(88)
	五、汽包维护标准	(89)
○ 第三节	下降管、联箱和循环泵	(90)
	一、下降管	(90)
	二、联箱	(90)
	三、循环泵	(91)
第四章	锅炉过热设备及经济运行	(94)
○ 第一节	过热器的结构	(95)
	一、辐射过热器和半辐射过热器	(95)
	二、对流过热器	(99)
○ 第二节	过热器的热偏差及防止	(101)
	一、热偏差产生的原因及危害	(101)
	二、减轻热偏差的方法	(103)
○ 第三节	过热器的失效	(107)
	一、飞灰磨损	(107)
	二、吹灰吹损	(107)
	三、腐蚀	(108)
	四、应力损坏	(111)
	五、蠕变损坏	(111)
	六、短期过热损坏	(112)
○ 第四节	过热器的维护	(113)
	一、管子外观的检查	(113)
	二、割管检查	(114)
	三、管子焊口的检查	(114)
	四、防磨装置的检查	(114)
第五章	燃料制备设备及经济运行	(115)
○ 第一节	热电联产典型的制粉系统	(115)
○ 第二节	磨煤机	(117)



一、筒型钢球磨煤机结构	(118)
二、影响钢球磨煤机工作效率的主要因素	(118)
三、磨煤机的油系统	(121)
四、磨煤机节能改造	(121)
○ 第三节 制粉系统其他设备	(124)
一、原煤仓	(124)
二、给煤机	(126)
三、粗粉分离器	(130)
四、细粉分离器	(132)
五、给粉机	(134)
六、锁气器	(135)
七、防爆门	(136)
八、煤粉仓	(136)
九、吸潮管及再循环管	(136)
十、输粉机	(137)
○ 第四节 制粉系统经济运行	(138)
一、中间储仓式制粉系统运行监视项目	(138)
二、中间储仓式制粉系统运行调整	(139)
○ 第五节 循环流化床锅炉燃料制备系统	(141)
一、循环流化床锅炉燃料破碎系统	(141)
二、给煤系统	(143)
三、给煤设备	(150)
四、影响燃料破碎系统效率的因素	(151)
五、燃料破碎系统需要解决的问题	(152)
六、燃料破碎系统节能优化措施	(152)
第六章 锅炉燃烧设备及经济运行	(155)
○ 第一节 煤粉锅炉燃烧设备	(155)
一、直流式燃烧器结构、原理、配风	(155)
二、直流燃烧器改造	(162)
三、旋流燃烧器结构、原理、配风	(165)
四、旋流燃烧器改造	(169)
○ 第二节 循环流化床锅炉燃烧设备	(172)
一、炉膛(流化床燃烧室)	(172)
二、布风装置	(174)
○ 第三节 锅炉燃烧器的风系统	(183)
一、煤粉锅炉燃烧器风系统	(183)
二、循环流化床燃烧装置风系统	(184)
第七章 锅炉烟风系统及经济运行	(186)
○ 第一节 锅炉烟风系统及密封保温	(186)



一、锅炉烟风系统及通风方式	(186)
二、锅炉烟风系统炉墙性能要求及结构	(187)
三、锅炉内衬	(194)
四、炉墙节能改造	(196)
○ 第二节 风机	(197)
一、离心式风机	(198)
二、轴流式风机	(200)
三、罗茨风机	(206)
四、风机的经济运行与节能改造	(207)
○ 第三节 空气预热器	(213)
一、管式空气预热器	(214)
二、回转式空气预热器	(216)
三、热管式空气预热器	(220)
四、玻璃管式空气预热器	(221)
五、空气预热器运行中的积灰防范	(221)
第八章 锅炉经济运行与调整	(224)
○ 第一节 煤粉锅炉经济运行与调整	(224)
一、煤粉锅炉运行前的准备工作	(225)
二、煤粉锅炉优化启动	(229)
三、煤粉锅炉优化运行	(230)
四、工况变动对锅炉运行的影响	(240)
五、煤粉锅炉停炉	(244)
六、煤粉锅炉事故处理	(247)
○ 第二节 循环流化床锅炉经济运行与调整	(261)
一、循环流化床锅炉冷态试验	(261)
二、循环流化床锅炉运行中监视和控制的原则	(266)
三、循环流化床锅炉优化启动	(268)
四、循环流化床锅炉优化运行	(271)
五、循环流化床锅炉停炉	(275)
六、循环流化床锅炉常见故障及处理	(277)
第九章 锅炉水、蒸汽品质	(286)
一、锅炉主蒸汽品质指标	(286)
二、蒸汽污染原因及影响因素	(286)
三、锅炉水质标准	(287)
参考文献	(290)

第一章

热电联产机组 典型热力系统及能耗

第一节 热电联产能效现状

我国属于能源资源严重短缺的国家，煤炭储量仅为世界平均水平的 58.6%，石油、天然气储量仅为世界平均水平的 7.7% 和 7.1%。我国属于一个发展中国家，经济的发展离不开能源的消耗，特别是当今经济快速发展、能源的消耗量不断攀升，我国已成为世界能源消耗国家第一阵容。

我国火力发电自改革开放以来发展迅猛，高参数、大容量机组数量不断攀升，大机组的发展改变了过去热电联产机组效率高于全凝式机组效率的事实。因此，讨论和改造热电联产机组的现状不可怠慢。

热电联产与热电分产相比具有节约能源、减少大气污染，改善环境质量、减少电力负担、节约建设土地、提高供热质量、综合利用率高以及降低工业事故率等优点。发达国家早在第二次世界大战后就起步发展热电联产，2010 年欧共体热电联产机组发电量超过总发电量的 18%，美国热电联产机组发电量超过总发电量的 14%；俄罗斯 1993 年热电联产机组发电量就超过总发电量的 33%。我国自 1952 年第一台 25MW 高温高压热电联产机组投入运行以来，热电联产机组得到极大的发展，2002 年全国有 6MW 以上的热电联产机组 2121 台。在《2010 年热电联产发展规划及 2020 年远景发展目标》中提出：到 2020 年，全国热电联产总装机容量将达到 $200 \times 10^4 \text{kW}$ ，其中城市集中供热和工业生产用热的热电联产装机容量都约为 $100 \times 10^4 \text{kW}$ 。预计到 2020 年，全国总发电装机容量将达到 $900 \times 10^4 \text{kW}$ 左右，热电联产将占全国发电总装机容量的 22%，在火电机组中的比例为 37% 左右。

不论是全凝式火力发电机组，还是热电联产机组，锅炉始终扮演能耗大户的角色。据有



关统计得知,目前国内平均发电煤耗低于 $350\text{g}/(\text{kW}\cdot\text{h})$,平均发电效率超过 35.1% ,其中 300MW 机组效率达到 37.8% 以上, 600MW 机组效率达到 38.15% 以上。绝大部分热电联产机组发电效率在 22.6% ,供热效率在 37.77% ,综合效率超过 60% 。与 600MW 电厂相比,热电综合效率提高了 21.0% 以上, 2kg 标煤在热电联产机组可节约 424g 标准煤。但是还有很多热电联产机组效率低,还有些热电联产机组由于各种原因使热负荷显著减少,无法发挥机组供热最佳能力,造成机组运行效率降低。 12MW 抽汽热电联产机组与热电分产 600MW 机组比较见表 1-1。

表 1-1 12MW 抽汽热电联产机组与热电分产 600MW 机组比较

能源供应方式	平均单一发电	单一供热	热电联产	比较
发电效率/%	38.2		22.26	
供热效率/%		60	37.77	
发电煤耗/kJ	9413.7		16155.07	
供热煤耗/kJ		5992.8	9522.4	
燃料消耗量/kg	1	1	2	
燃料热值/kJ	29274	29274	58548	
单位燃料发电量/($\text{kW}\cdot\text{h}$)	3.11		3.626	16.54%
单位燃料供热量/($\text{kW}\cdot\text{h}$)		4.88	6.15	25.9%
发电节约煤耗/kJ			4842.8	
供热节约煤耗/kJ			7582.0	
综合节能/kJ			12406.8	23.22%

随着节能和环保的标准提高,热电联产机组不仅要向大容量发展,更重要的是要在技术管理上不断改进,使机组效率不断提高。

第二节 热电联产热力系统及设备

一、典型的热电联产热力系统

热电联产机组生产过程与全凝式发电机组一样,是一个能量转换过程,即将燃料的化学能通过锅炉转换为蒸汽的热能,蒸汽在汽轮机中膨胀做功转变为机械能,汽轮机转子带动发电机转子转动实现机械能转变为电能,而推动汽轮机转动后的蒸汽继续到二次用户进行热量交换,充分利用蒸汽的余热。

热电联产热力系统中一般采用两种汽轮机,一种是背压式汽轮机。如图 1-1(a)所示的是典型热电联产系统,它利用了排气供热,是纯粹的热电联产机组,其循环热效率等于 1,汽轮机的绝对内效率等于 1,无冷源损失,热经济性高,不需要凝汽器,结构简单,投资少。但是,供热和发电两种负荷相互制约,不能实现机组个性化调整,单机容量较小;另一种是抽汽式汽轮机机组,抽汽式汽轮机分为单级抽汽、双级抽汽和多级抽汽,图 1-1(b)所示的是双级抽汽机组热力系统,有两台高压回热加热器,三台低压回热加热器和一套除氧



器。抽汽式汽轮机克服了背压式汽轮机热负荷与电负荷相互制约的问题，它既具备了背压式汽轮机的特点，又具备了凝汽式汽轮机的特点。因此，称为背压和凝汽式汽轮机的组合，能够实现电负荷个性的调整，应用广泛。但热经济性能低，特别是全凝工况下运行经济性极差。

总体评价热电联产机组的结论是：

- (1) 热电联产机组供热方面：节约燃料的原因是大型高效锅炉代替低效率的小型锅炉；
- (2) 热电联产机组发电方面：节约燃料的原因是电能生产采用联合能量生产方式，减少了冷源损失；
- (3) 调节抽汽凝汽发电机组：当热化发电份额超过临界发电份额时，热电联产机组发电才能节约燃料；
- (4) 背压式机组无凝汽流，不会产生燃料额外消耗，节约效果最好。

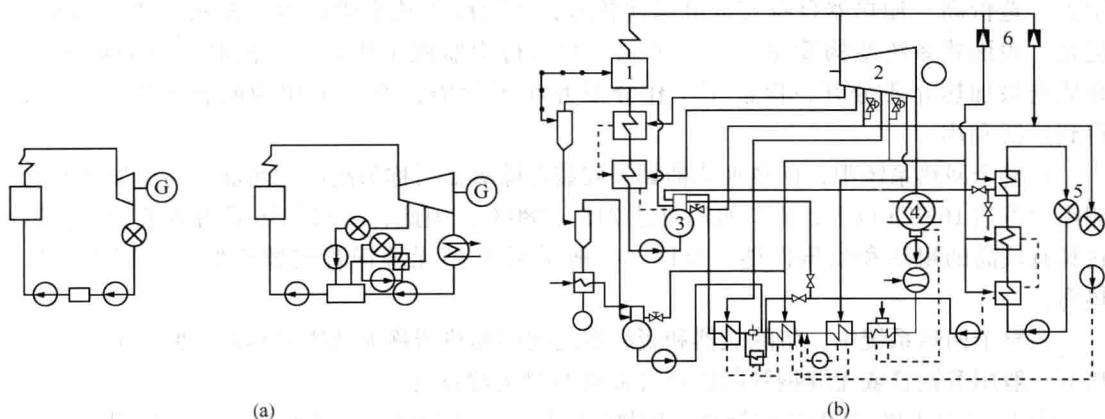


图 1-1 典型热电联产系统

1—锅炉；2—汽轮机；3—除氧器；4—凝汽器；5—二次用汽装置；6—减温减压器

二、给水回热加热系统

热电联产机组与全凝发电机组一样，最大的损失来自冷源损失。在热力系统中采用抽汽加热给水的回热系统的目的是提高系统吸热平均温度，减少冷源损失，以提高机组的热经济性。

采用回热加热后，汽轮机总的汽耗量增大，而汽轮机的热耗和煤耗是下降的。汽耗率增大是因为进入汽轮机的每千克新蒸汽所做的功减少了，而热耗和煤耗的下降是由于冷源损失减少使给水温度提高，所以采用回热加热系统后，热经济性提高。另外采用回热加热系统提高了给水温度，可以减少锅炉受热面因传热温差过大而产生的热应力，从而提高了设备的可靠性。

(一) 加热器

给水回热循环的主要设备是加热器及其保护装置、附属设备等。由于加热器在热力系统所处的位置不同，其作用和名称也各不相同。按照传热方式可分为表面式加热器和混合式加热器两种。混合式是通过汽水直接混合来传递热量，被加热的介质（给水）可达到加热蒸汽



压力下的饱和温度，不存在换热端差(加热器的换热端差，指加热器中加热蒸汽压力下的饱和温度与加热器给水出口温度之差。加热器端差越小，则加热器的热经济性越高。)，充分利用了加热蒸汽的热量，提高了机组的热经济性。优点是构造简单、造价低、便于收集不同参数的疏水，有可能除去水中的气体等。但是，每台加热器的出口必须配置一台水泵，这是因为进入加热器内的蒸汽和水压力相等，利用水泵能将给水送到下一级加热器，增加了设备和运行电耗。还有，为了保证水泵的给水量，还必须在水泵前设置一个水箱，水箱还必须距离水泵入口有一定的高度，确保水泵入口有一定的压力，防止水泵产生汽化。因此，混合式加热器在全凝发电厂和热电联产机组中采用较少。

表面式加热器是通过金属受热面来实现热量的传递，由于金属受热面存在热阻，给水不可能被加热到加热蒸汽压力下的饱和温度，不可避免地存在换热端差，因此，与混合式相比，表面式加热器的热经济性比混合式加热器的热经济性要低，还存在金属消耗量大，造价高，加热器自身安全可靠性能较差，需要配置疏水排热器、疏水排出管等缺点。但是，表面式系统结构简单，运行可靠，在运行中监视工作量小，同时它具有能使加热介质与被加热介质分开，保证了工作介质互相不污染，便于工质的回收等优点，因此，得到广泛利用。

在整个回热系统中，回热加热器如果安装在除氧器后称为高压加热器。高压加热器的水侧压力可达 16MPa 以上，出口水温可达 215 ~ 280℃，因此，要求加热器内热水管的金属材料具有较高的耐热和耐压性能，所以，一般采用 U 型无缝钢管或螺旋型无缝钢管作为换热面。

在整个回热系统中，将除氧器和凝结器之间的加热器称为低压加热器，低压加热器的换热面一般用黄铜管或无缝钢管制成直管束或 U 型无缝钢管。

图 1-2 是 UPG 型无缝钢管高压加热器结构图，采用卧式双流程加热源，U 型钢形成受热面，在给水入口处为疏水加热段，在给水出口处为过热蒸汽加热段，中间部分为蒸汽凝结放热段。加热蒸汽热源在加热器中放热，通过受热金属壁传热给冷源凝结水或给水。减小加热器端差的途径应该从两个方面入手：第一是增大加热器的换热器面积；第二是在加热器结构上作改进，充分利用蒸汽的过热度，在加热器的给水出口处对给水进行加热。

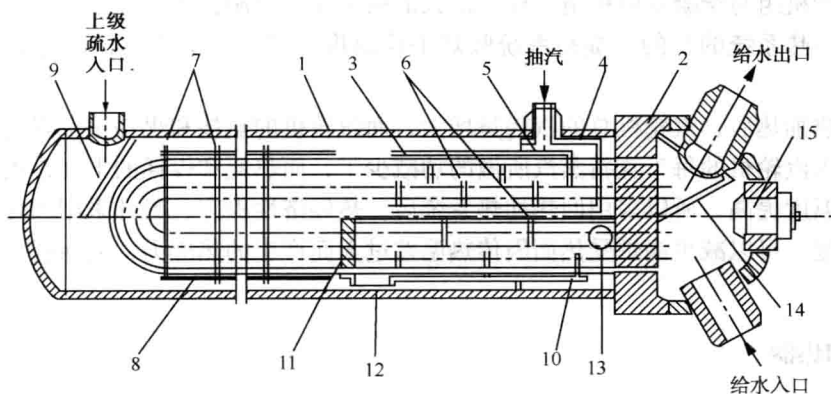


图 1-2 UPG 型无缝钢管高压加热器结构图

- 1—筒体；2—管板；3—过热段包壳；4—过热段外包壳；5、9—防冲板；6—导流板；7—支撑架；
8—拉杆；10—疏水段；11—端板；12—疏水管入口；13—疏水出口；14—分隔板；15—人孔



图 1-3 所示的是螺旋型无缝钢管高压加热器结构图，螺旋式加热器的管束在直立圆柱形外壳内对称分成四行，每行由若干组水平螺旋管组成，水由一对直立的配水管送入这些螺旋管组中，并经另一直立配水管导出。每个双层螺旋管的管端都焊接在临近的进水和出水管上，水在加热器内进出都通过外壳上的连接管，加热蒸汽经加热器中部的进汽管流入，并在外壳内部先上升而后下降，沿着一系列水平导流板改变流动方向，保持横向冲刷螺旋管的外表面。

为了合理有效地利用过热蒸汽的热量，把加热器的空间分成过热蒸汽加热段、凝结放热段、疏水加热段三部分。过热蒸汽加热段是利用降低过热蒸汽的过热度加热给水的，凝结放热段是利用加热蒸汽释放汽化潜热来加热给水的，疏水加热段是利用降低疏水温度来加热给水的。螺旋管式加热器内部空间上部为过热蒸汽加热段，中间为凝结放热加热段，下部为疏水放热加热段。

目前，在用的加热器的端差一般取 $3 \sim 7^{\circ}\text{C}$ ，高压加热器的设计端差一般在 3°C ，低压加热器一般在 5°C 。

(二) 回热加热器的疏水

表面式加热器的疏水排出方式应该以各级表面式加热器独立进行。采用不同的疏水方式，将有不同的经济效益。疏水排出方式是影响回热系统经济性的一个重要因素，表面式加热器的疏水排出方式基本上有两种：疏水逐级自流法和疏水泵排出法。在这两种系统中，可以根据机组实际运行负荷的大小进行灵活运用，保持机组在最经济状态下运行。

1. 疏水器

疏水器的作用是将加热器中的疏水及时可靠的排出去，同时又不让蒸汽随同疏水一起排出，以保持加热器的水位和汽侧压力，若疏水不能及时地从加热器排出，会造成加热器内水位升高，淹没加热器管束，导致热效率下降，甚至引起加热器振动、蒸汽管道水击，严重时引起汽轮机水击。若加热器内疏水水位过低或排空，则会引起疏水管道振动，加热蒸汽沿疏水管道进入下一级相邻加热器，对低压蒸汽产生排挤，使损失增大。

2. 疏水自动调节阀

疏水自动调节阀的作用是在高压加热器正常运行时不断排出疏水，自动维持加热器内的水位在正常范围。疏水自动调节阀通常采用电子式，其调节作用通过编程调节系统来实现。

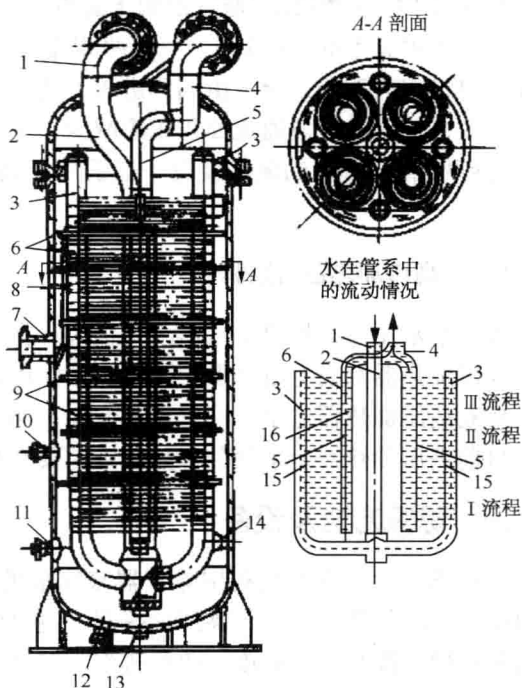


图 1-3 螺旋管式表面加热器结构图

- 1—进门口；2—进水管；3—进水集中管；4—出水口；
5—出水管；6—双层螺旋管；7—加热蒸汽连接管；
8—加热蒸汽导槽；9—导向板；10—空气连接管；
11、12—疏水；13—放水口；14—支撑架；15、16—隔板



3. 基于“气液两相流”原理的疏水装置

这种疏水装置的工作基于“气液两相流”原理，自动调节加热器出口液体的流量，从而达到相对稳定的液位，疏水由阀门进入，调节蒸汽与疏水一同向阀腔喉部流动，由于喉部截面积不变，疏水的有效通流面积相应减少，使疏水流量降低，从而达到阻碍疏水的作用。基于“气液两相流”理论的疏水装置一般适用于高压加热器，它有运行稳定可靠、维护量小等优点。

(三) 高压加热器旁路保护

由于给水压力与加热蒸汽压力差很大，在运行中高压加热器容易发生水管破裂事故，故一般高压加热器都设有自动保护装置。其作用是在运行中高压加热器出现加热水管破裂事故时，切断高压加热器进水，同时打开旁路，保证连续不断向锅炉输送给水。

目前高压加热器上采用的保护装置主要有水压液动控制和电动控制两种。

三、除氧方法及设备

锅炉给水除氧主要是利用除氧器来完成的，除氧器是热力系统中主要设备之一，如图1-4所示。除氧器属于一个高压加热器，主要作用是除去给水中氧气及其他不溶气体，减少设备氧腐蚀，提高给水温度，收集排汽、疏水和回水，减少汽水损失，它运行的好坏直接关系到机组的安全、稳定、经济运行。

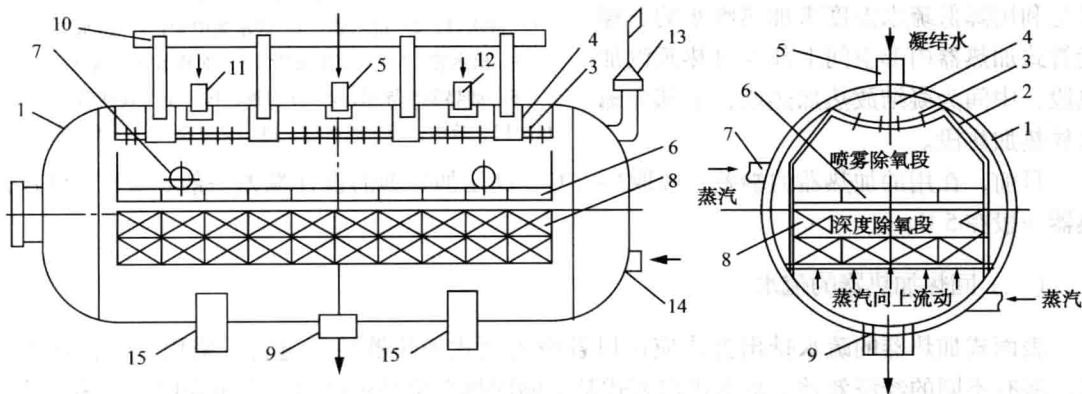


图 1-4 高压喷雾淋水盘式除氧器

1—本体；2—两侧包板；3—喷嘴；4—凝结水进水室；5—凝结水进水口；6—布水槽钢；

7—蒸汽进口；8—淋水盘箱；9—下水管；10—排汽管；11—疏水管；12—备用接口；

13—安全阀；14—高压加热器疏水入口；15—汽平衡管

电厂中锅炉给水是封闭循环的，其含气的来源主要有：

- (1) 开口疏水箱的表面与大气直接接触而溶入气体；
- (2) 由于汽轮机的真空系统不严密，使空气漏入凝汽器；
- (3) 凝结水在凝结器内存在过冷度；
- (4) 往给水系统内补充的化学水含有气体。

给水中溶解有活性较强的气体，例如氧气和二氧化碳会对热力设备的管道、省煤器及锅炉本体换热表面、热交换设备等产生腐蚀破坏作用，尤其在高温条件下，降低了设备的使用



寿命。当给水中溶解氧超过 0.03mg/L 时, 给水管道和省煤器在短时间内就会出现穿孔的点状腐蚀。

给水中的溶解气体在热交换设备中是不能凝结的, 当蒸汽被凝结而气体被析出后, 会在热交换设备表面上形成气膜, 增加了加热器的热阻, 影响传热效果。因而, 给水中溶有气体对机组的安全、经济运行危害极大, 所以在气体进入高压加热器和锅炉之前, 必须将它除掉, 其中的氧气对设备的危害最严重。

(一) 除氧方法

除氧方法有物理除氧(热力除氧)和化学除氧两种。

1. 物理除氧(热力除氧)

物理除氧是利用气体在水中的溶解特性来进行除氧的。由于混合气体的压力等于组成该混合气体的各种气体的压力之和, 而单位体积水中溶解的气体量的多少, 与水面上该种气体的分压成正比。

水面上氧气分压为零时, 则水中溶解氧量也应等于零。若将水加热到沸点, 则相应的压力下的饱和温度, 在水面上蒸汽分压就会不断升高, 其他气体的分压相对减小, 最后使液面上蒸汽压趋向于全压, 此时将这些不凝结气体集中排出(会携带一部分蒸汽), 则液面上不凝结气体的分压趋向于零。也就是说液面上完全是水蒸气的压力作用, 于是氧气和其他气体就会从水中完全分离出来。由于气体从水中溢出要受到水的表面张力和黏滞力的阻碍, 因此, 在短时间内不可能把氧完全除掉。所以, 除氧器出口还采用了化学除氧, 即使这样, 给水中的溶解氧还会存在, 但必须在规定值以下。

要保证除氧器的除氧效果, 必须具备以下条件:

(1) 除氧给水必须加热到一定压力下的饱和温度, 并在除氧塔或水箱中有一定的滞留时间;

(2) 除氧水应有足够面积与加热器接触, 以保证良好的加热效果;

(3) 保证除氧给水在水中为紊流状态, 以增加气体的扩散速度;

(4) 要及时排出从给水中分离出的气体, 以降低除氧器内不凝结气体的分压;

(5) 保持加热蒸汽与除氧给水逆向流动, 使除氧给水中的气体加速分离。

2. 化学除氧

化学除氧是利用化学药剂与氧反应进行除氧的。常用的化学药剂是亚硫酸钠, 亚硫酸钠与氧反应生成硫酸盐。当亚硫酸钠的加入量适当时, 则给水中含氧量可以降到零。这种方法的缺点是锅水中增加了硫酸盐, 使锅炉水固形物增加, 从而使排污量增加。同时, 化学除氧不能除去其他气体, 且化学药剂价格高, 所以, 一般不独立采用。

化学除氧一般都用于高压机组, 在加热除氧之后再进行化学除氧, 这样对给水的除氧较彻底, 保证了锅炉和热力设备安全。

(二) 热力除氧器

热力除氧器实质是混合式加热器, 可除去给水中氧气及其他不凝结气体, 同时它还可以起到一级回热加热器的作用, 并且可以回收不同参数的疏水和锅炉连排容器产生的蒸汽等, 减少了电厂的汽水损失。



除氧器一般都装设在储水箱上部，与锅炉给水的储水箱构成一体。一般储水箱的总容积应满足锅炉在额定负荷下 20min 的用水量。

除氧器按其水流形式不同分为喷雾式、水膜式、淋水式、综合式。按除氧器的压力(加热蒸汽压力)不同又可分为真空式、大气式和高压式三种。

1. 真空式除氧器

它是在 0.08 ~ 0.09MPa 压力下加热除氧的，分离出的气体由射汽抽汽器或真空泵抽出。在较大型机组中，为简化系统，补充水一般补入凝汽内，为避免主凝结水管路和低压加热器受腐蚀，在凝汽器内装设了真空除氧装置，作为二级除氧的第一级除氧。凝汽器真空除氧的过程如下，凝结水由其水槽流下，经淋水盘把水分成细股水流或水滴；另外，在集水槽下引出一抽气至凝结器的空气冷却区的抽气管口处，使热水井处的压力低于凝汽器内压力。从凝汽器到热水井的凝结温度高于热水井压力下的不饱和温度，从而引起凝结水在热水中汽化，使凝结水中所含的氧从中分离出来，被抽汽器抽出，达到凝结器除氧的目的。

2. 大气式除氧器

大气式除氧器运行中压力控制在 0.115 ~ 0.120MPa 进行除氧，其工作压力略高于大气压力，可以很方便把分离出来的气体排至大气。大气式除氧器把给水加热至 104℃，含氧量不大于 15μg/L，它还可以作为锅炉补充水、蒸发器给水、热电联产生产返回凝结水及热网补充水的除氧器。

3. 高压除氧器

高压除氧器在高压以上机组中广泛采用，其工作压力为 0.588MPa，将水加热至 150 ~ 160℃，含氧量大于 7μg/L。高压除氧器的优点有：

(1) 除氧器在回热系统中是一个混合式加热器，在高压以上机组中采用高压除氧器，可以减少高压热水器的台数，节省贵重材料；

(2) 高压以上机组的给水温度一般在 230 ~ 250℃，若高压加热器因故停用，则高压除氧器可供给锅炉较高温度的给水，对锅炉正常运行影响不大；

(3) 高压除氧器可防止发生除氧器“自生沸腾”(指过量的高温疏水进行除氧器后，其汽化生成的蒸汽量已能满足或超过除氧器的用气量，使除氧器内的给水不需要外来蒸汽加热就能自己达到沸腾。)现象，此时，除氧器的加热器会减至最小或零，甚至为负值，水的逆向流动受到破坏，在除氧塔底部会形成蒸汽层，使分离出来的气体难以逸出而引起除氧效果恶化。

高压除氧器的缺点是给水泵需要在较高温度下运行，给水泵入口容易产生汽化。因此，除氧器的安装位置需高于给水泵，或采取其他措施，以增加给水泵入口压力，防止产生汽化。

第三节 热电联产机组效率

研究和核算热电联产机组效率是为了找出影响效率的主要因素及提高效率的有效途径，因此，本节对热电联产机组的主要经济性指标和最优负荷分配进行简述。



一、凝汽式发电厂的主要热经济性指标

全凝火力发电厂的热经济性是用热经济指标来衡量的。火力发电厂及热力设备广泛采用热量法来计算发电厂的热经济指标。主要热经济指标有能耗量(汽耗量、热耗量、煤耗量)、能耗率(汽耗率、热耗率、煤耗率)及效率。

(一) 汽轮机发电机组的汽耗量和汽耗率

1. 汽轮机发电机组的汽耗量 D_o (kg/h)

$$D_o = \frac{3600P_e}{(h_o - h_c)\eta_m\eta_g} \quad (1-1)$$

式中 h_o 、 h_c ——新汽、抽汽实际排汽比焓, kJ/kg;

η_m 、 η_g ——汽轮机的机械效率和发电机效率;

P_e ——发电机组输送的有效能量(电能), kJ。

2. 汽轮机发电机组的汽耗率 d_o

汽轮发电机组每生产 $1\text{kW} \cdot \text{h}$ 的电能所需要的蒸汽量, 称为汽轮发电机组的汽耗率, 用符号 d_o 表示, 单位为 $\text{kg}/(\text{kW} \cdot \text{h})$

$$d_o = \frac{D_o}{P_e} = \frac{3600}{\omega_i\eta_m\eta_g} = \frac{3600}{(h_o - h_c)\eta_m\eta_g} \quad (1-2)$$

式中 ω_i ——以热量计的实际比内功, kJ/kg。

汽耗率不宜适用来比较不同类型机组的经济性, 只能对同类型、同参数汽轮机评价其运行管理水平。

(二) 汽轮机发电机组的热耗量和热耗率

1. 汽轮机发电机组的热耗量 Q_o (kJ/h)

$$Q_o = D_o(h_o - h_{fw}) + D_{rh}q_{rh} = \frac{3600P_e}{(h_o - h_c)\eta_m\eta_g} = \frac{3600P_e}{\eta_i\eta_m\eta_g} = \frac{3600P_e}{\eta_e} \quad (1-3)$$

式中 h_{fw} ——锅炉给水比焓, kJ/kg;

D_{rh} ——锅炉再热蒸汽的流量, kg/h;

q_{rh} ——1kg 再热蒸汽的吸热量, kJ/kg;

h_{fw} ——锅炉给水比焓, kJ/kg;

η_i ——实际循环热效率;

η_e ——汽轮发电机组的绝对电效率, $\eta_e = \eta_i\eta_m\eta_g$;

η_m 、 η_g ——汽轮机的机械效率和发电机效率。

2. 汽轮机发电机组的热耗率 q_o [kJ/(kW · h)]

$$q_o = \frac{Q_o}{P_e} = d_o(h_o - h_{fw}) = \frac{3600}{\eta_i\eta_m\eta_g} = \frac{3600}{\eta_e} \quad (1-4)$$

从式(1-4)中可知, 热耗率 q_o 的大小与 η_i 、 η_m 和 η_g 有关, η_m 、 η_g 的数值在 0.93 ~ 0.99 范围内, 且变化不大, 因此热耗率 q_o 的大小主要取决于 η_i , 或者说 η_i 的大小决定了 q_o 。