

电力节能技术丛书

火力发电厂节能技术

《电力节能技术丛书》编委会 编



中国电力出版社
www.cepp.com.cn

电力节能技术丛书

火力发电厂节能技术

《电力节能技术丛书》编委会 编



中国电力出版社

www.cepp.com.cn

内 容 提 要

电力是经济社会发展的基础动力,电力在各项能源消耗领域中所占比重较大,电网企业在输电、配电、供电、用电等领域开展节能降耗工作,将对顺利实现“十一五”节能降耗指标产生重要作用。由江苏省电机工程学会组织编写的《电力节能技术丛书》,旨在希望各有关行业重视电力节能工作,积极探索节电的有效途径和研究推广切实可行的节能减排的技术手段。

《电力节能技术丛书》共包括6个分册,分别为:电力节能政策与管理、火力发电厂节能技术、输变电系统节能技术、配电系统节能技术、用电系统节能技术、电能质量与节能技术。

本套《电力节能技术丛书》的作者和审稿人均为工作在科研、生产一线的技术人员、有丰富的理论基础和实践经验。

本书为《火力发电厂节能技术》分册,包括:我国火力发电厂锅炉、汽轮机及水泵、风机等设备与系统的节能先进技术,节能技术改造经验、运行优化与节能分析方法,从发电厂能耗现状分析着手,找出我国与国外先进技术水平差距,提出发电厂节能降耗的具体措施与途径。

本书可供火力发电厂运行与检修人员、节能与管理人员及工程技术人员学习参考,也可供有关部门节能管理人员、高等院校师生参考,对火力发电厂节能工作具有指导作用。

图书在版编目(CIP)数据

火力发电厂节能技术/《电力节能技术丛书》编委会
编. —北京:中国电力出版社,2008

ISBN 978-7-5083-6194-9

I. 火… II. 电… III. 火电厂-节能 IV. TM621

中国版本图书馆CIP数据核字(2007)第174655号

中国电力出版社出版、发行

(北京三里河路6号 100044 http://www.cepp.com.cn)

北京丰源印刷厂印刷

各地新华书店经售

*

2008年3月第一版 2008年3月北京第一次印刷
787毫米×1092毫米 16开本 12.25印张 295千字
印数 0001—3000册 定价 24.00元

敬告读者

本书封面贴有防伪标签,加热后中心图案消失
本书如有印装质量问题,我社发行部负责退换

版 权 专 有 翻 印 必 究

《电力节能技术丛书》编委会

名 誉 主 任：费圣英

主 任：马苏龙

副 主 任：周光浩 叶惟辛 李顺宗

编委会成员：费圣英 马苏龙 周光浩 叶惟辛 范正满

巢大同 李顺宗 宋宏坤 陈国年 赵彩虹

李 群

丛 书 主 编：李顺宗

本册审稿人员：陈国年

本册编写人员：汪锡煌 陈国年 方 超 肖 杰 周德贤

电力是社会经济发展的基础动力。尽管我国近年来电力建设得到了快速发展,但我国电力发展存在五大“软肋”不容忽视:一是人均装机水平仍严重偏低;二是电网建设投资“欠账”;三是部分地区电力“吃紧”;四是电力发展质量“堪忧”;五是用电“结构之伤”。尽管我国已是世界电力生产的第二大国,但远远不是电力生产强国。我国人均能源拥有量和人均用电水平仍低于世界平均水平,而我国国民生产总值的单位能源消耗,却大大高于世界平均水平。能源浪费和环境污染已成为制约我国经济和社会发展的重要因素。

钢铁、有色、电力、化工、建材等高耗能行业是我国节能减排的重点。而电力作为各行各业、千家万户广泛利用的二次能源,其节能降耗工作潜力巨大,前景广阔;同时也是促进电力工业发展、深化电力体制改革和提升电力管理水平的关键环节。我们必须把握电力这一商品所具有的“产、供、销同时完成”、“系统网络关联性强”等特性,有针对性地开展节能降耗工作,努力提高电能利用率。

电力节能降耗工作要做到“三全”,即全民参与、全方位开展和全过程管理。我们要加大节能降耗的宣传、教育和培训力度,强化全社会的节电意识和认识,着力构建资源节约型和环境友好型社会;我们要以提高电力能源利用效率为核心,坚持市场机制作用与宏观调控相结合,努力营造有利于节电降耗的体制环境、政策环境和市场环境,认真落实发、输、变、配、用电等各个地域的电能节约方案,以电力资源的高效利用促进社会经济的全面提升和可持续发展;我们要以加快技术进步为手段,在规划、建设、运行、检修、改造等全过程的每个环节,建立严格的科学管理制度,实行有效的激励政策,推进节能、挖潜、改造和技术创新工作的健康发展。

近年来,我国在电力节能降耗方面从专业的角度做了大量工作,取得了显著的成效和丰富的实践经验。江苏省电机工程学会在江苏省电力公司、江苏省电力试验研究院、南京供电公司、泰州供电公司、常州供电公司、东南大学、淮海大学、南京师范大学、华能南通电厂等单位的大力支持下,组织数十位省内外的专家学者,编写了《电力节能技术丛书》。我们期望通过该套丛书的出版与宣传,能够对各电力企业的节能降耗工作起到积极的推动作用。

该丛书共分六册,分别从电力节能政策与管理、火力发电厂节能技术、输变电系统节能技术、配电系统节能技术、用电系统(主要是工业、农业、商业

和照明等)节能技术、电能质量和节能技术六个方面,对节能政策、管理要求、技术措施和节能方法等进行了有益的研究和探索。

时代在进步、技术在发展。随着电力工业的进步和发展,电力节能降耗同样也不断提出新的课题,我们要不断总结、加强交流、积极探索、勇于实践。我们相信,经过广大电力企业员工和工程技术人员共同努力,电力节能的新技术、新产品、新工艺将不断推广应用,我国科学发展、和谐建设,大力降低能耗,环境不断改善的又好又快的经济发展态势将不断涌现!

欣慰之余,是为序。

黄立英

前言



目前我国能源有效利用率低,能源浪费严重,单位产值能耗较高、损耗大,严重制约着我国国民经济的持续发展。我国的节能降耗任务十分迫切而艰巨。发电厂的能耗高、损耗大,我国发电厂的技术经济指标与国际先进水平差距很大,如发电标准煤耗比国外先进水平高 $50\text{g}/(\text{kW}\cdot\text{h})$ 以上,这也说明我国发电厂的节能降耗潜力很大。江苏省电机工程学会从国家能源战略出发,为深入开展节能降耗工作,不断提高节能管理水平,组织高等院校、电力研究院、供电公司等单位众多专家、学者编写了《电力节能技术丛书》,旨在为电力企业的节能降耗工作起到技术指导的作用。

该丛书共六个分册,本书是第二分册。本书共三章,主要叙述了发电厂锅炉及其辅机设备节能技术、汽轮机及其辅机设备节能技术、风机与水泵节能技术,内容包括我国火力发电厂锅炉、汽轮机及水泵、风机等设备与系统的节能先进技术,节能技术改造经验、运行优化与节能分析方法,从发电厂能耗现状分析着手,找出我国与国外先进技术水平的差距,提出发电厂节能降耗的具体措施与途径。

本书可供火力发电厂运行与检修人员、节能与管理人员及工程技术人员学习参考,也可供有关部门节能管理人员、高等院校师生参考,对火力发电厂节能工作具有较好的指导作用。

本书编写的具体分工如下:第一章由肖杰编写,第二章由陈国年、方超、汪锡煌编写,第三章由周德贤编写。本书由陈国年负责审稿,丛书主编李顺宗对内容编排、写作格式做了统一、校核和修改。

本书在编写过程中得到了江苏省电力科学研究院、江苏省电力公司、华能南通电厂、轻工业部上海轻工业设计院等单位及领导的大力支持和帮助。对本书文中所引用参考文献的各位作者,在此一并致谢。

由于编者水平有限,时间仓促,本书难免有不少疏漏与错误之处,敬请广大读者批评指正。

编者

2008年1月

目 录



序

前言

第一章 发电厂锅炉及其辅机设备节能技术.....	1
第一节 我国火电机组锅炉经济运行现状.....	1
第二节 加强燃料管理,提高锅炉运行安全性和经济性	10
第三节 锅炉优化经济运行,提高锅炉运行效率	21
第四节 降低锅炉制粉耗电率	52
第五节 降低辅机耗电率	59
第六节 优化吹灰器运行	64
第七节 新型锅炉	66
第八节 减少锅炉污染物排放技术	70
第九节 优化调峰运行方式,提高调峰运行的经济性	75
第十节 锅炉本体改造	77
第二章 发电厂汽轮机及其辅机设备节能技术	81
第一节 发电厂机组运行现状分析与国际先进指标差距	81
第二节 “十一五”期间我国对国产汽轮机组的节能改造途径	88
第三节 汽轮机及其辅机系统的节能优化运行.....	116
第四节 推广热电联产和联合循环发电技术.....	142
第三章 发电厂的风机与水泵节能技术.....	152
第一节 发电厂风机与水泵耗能情况.....	152
第二节 水泵与风机节能改造及经济运行.....	154
第三节 发电厂的变频调速节能新技术.....	163
参考文献.....	183

第一章

发电厂锅炉及其辅机设备节能技术

第一节 我国火电机组锅炉经济运行现状

一、我国火力机组锅炉现状

锅炉是火力发电厂的重要设备，是火电机组的三大主要设备之一。改革开放后，我国发电装机容量得到飞速提高，特别是在“十五”期间，火电装机容量得到倍增，新投产的机组大部分是大容量、高参数机组。国内以前很少生产和安装的超临界和超超临界机组也得到了很大的发展。以江苏省为例，现有或即将投产的超高压参数以上机组共 143 台，装机容量约 44200MW，其中“十五”期间投产的机组包括 23 台 135MW 机组，26 台 300MW 机组和 10 台 600MW 机组，6 台 390MW 联合循环机组，投产装机容量约 20000MW。但江苏省仍然存在的高压及以下参数小机组（包括纯凝机组和供热机组）装机容量超过 10000MW，占江苏电网的 1/5 左右。表 1-1 为江苏省火电机组锅炉统计。

表 1-1 江苏省火电机组锅炉统计

序 号	蒸汽参数	机组容量	数量	锅炉水循环形式	备 注
1	超高压参数	135MW	48	自然循环	包括供热机组，锅炉容量为 400~480t/h
2		220MW	12	自然循环	锅炉容量为 670t/h
3	亚临界参数	300MW	14	自然循环	机组容量为 300~350MW，锅炉容量为 1025~1150t/h
4			34	控制循环	
5			4	直流	
6		600MW	2	自然循环	
7	超临界参数	300MW	2	直流	
8		600MW	19	直流	其中已投产 17 台
9	超超临界参数	600MW	2	直流	2007 年 9 月投产
10	超超临界参数	1000MW	2	直流	2007 年 11 月投产
11	联合循环	390MW	8	余热	

根据有关锅炉的设计和运行试验数据，135MW 机组锅炉的设计热效率为 91%~93%，大部分在 91%~92%；实际运行热效率在 90%~91%，最高在 92.5%左右。220MW 机组锅炉的设计效率在 91%~92%；实际运行热效率在 89%~92%，最高在 92%左右。亚临界参数的 300MW 机组锅炉一般设计热效率在 91%~93%，实际运行热效率在 92%~94%，最高在 94.5%左右。老机组锅炉热效率设计在 91%~92%，实际运行效率在 90%~93%。超临界参数的 300MW 机组热效率设计在 93%左右，实际运行效率在 93.5%左右。600MW 亚临界与超临界机组锅炉热效率基本一致，设计锅炉热效率在 94%左右，实际运行热效率在 93%~94%，最高运行热效率为 94.4%。从锅炉热效率来看，现代设计的 300MW 机组

锅炉和 600MW 机组锅炉,其蒸汽参数无论是亚临界还是超临界参数,不论其是国产的还是进口的设备,只要燃烧煤种基本相同,锅炉运行热效率基本一致。

我国在“十五”期间对电厂燃煤锅炉实施了多项技术改造,具体有对早期国产 UP 型 1000t/h 直流锅炉的改造,使其可用率大为提高,同时低负荷运行能力由 80%额定负荷提高到 40%额定负荷;锅炉风机低负荷采用调速调节方式;制粉系统采用动态粗粉分离器;锅炉采用小油枪、微油气化点火及等离子无油点火技术;空气预热器采用动态密封控制技术和双密封技术;采用多种新型燃烧器提高锅炉稳燃能力,防止锅炉结焦和熄火;采用低 NO_x 燃烧器和不同的燃烧器布置方式来降低锅炉燃烧生成的 NO_x 排放,降低炉膛出口烟温偏差;对锅炉汽水系统进行改造,降低锅炉汽温偏差,提高主蒸汽温度和再热蒸汽温度,提高机组运行效率;对锅炉受热面布置进行改造,提高蒸汽温度,降低锅炉的排烟温度和减少锅炉排烟损失;采用锅炉运行优化系统,对锅炉运行实时优化;采用制粉系统优化运行系统,对制粉系统进行优化控制和调度;优化管理,以及改进设备和控制方式,使大部分锅炉吹灰器正常投用;加强锅炉燃煤管理,进行科学上煤和配煤,保证锅炉燃烧煤质的基本稳定;锅炉灰渣改造成为干出灰形式,进行灰渣的综合利用;进行燃烧调整和其他试验调整工作,使锅炉运行效率、锅炉运行安全达到最佳水平等。

从锅炉的厂用电率分析,现代国产的 300MW 机组锅炉设备的厂用电率在满负荷时最佳状态下能降低到 1.9%左右。老机组锅炉 SO_2 排放量随煤炭含硫量的变化在 $600\sim 2500\text{mg}/\text{m}^3$ (标准状态下), NO_x 排放量随锅炉煤质变化、燃烧系统布置和燃烧调整的不同,在 $400\sim 1500\text{mg}/\text{m}^3$ (标准状态下)。

与国外锅炉比较,现代新设计生产的大型锅炉在锅炉效率、厂用电耗量、烟尘排放和可靠性指标上已基本与国外锅炉相当,但在污染物排放上与国外存在较大差距。在老机组和容量较小的机组上,锅炉运行效率、厂用电、烟尘排放及气态污染物排放上都存在较大差别。

二、发展大容量的超临界和超超临界机组

世界上第一台超临界机组 1957 年在美国俄亥俄州费洛 (Philo) 电厂 (6 号) 投运,容量为 125MW,参数为 $31\text{MPa}/621^\circ\text{C}/566^\circ\text{C}/560^\circ\text{C}$ 。从此以后,超临界参数及超超临界参数机组成为欧洲、美国、日本及苏联地区新投运机组的首选。在 20 世纪 60~70 年代,美国 10 年内安装了 118 台超临界机组,单机最大容量为 1300MW,到 80 年代初,超临界机组仍增至 170 余台 (其中多数为超超临界机组),占燃煤机组的 70%以上,占总装机容量的 25.22%。到 80 年代末,日本总装机容量 75870MW 中,超临界压力的为 49350MW,占总装机量的 65%,由此火电机组日本全国供电煤耗由 1963 年的 $366\text{g}/(\text{kW}\cdot\text{h})$ 降低到 1987 年 $335\text{g}/(\text{kW}\cdot\text{h})$ 。苏联地区共有超临界机组 224 台,占火电装机容量的 50%以上。在欧洲地区,超临界机组也得到了广泛的应用,丹麦 1998 年在斯凯巴克 (Skaebæk) 发电厂投产的 400MW 机组,两次中间再过热,蒸汽参数为 $29\text{MPa}/582^\circ\text{C}/582^\circ\text{C}/582^\circ\text{C}$,用海水直接冷却,额定背压为 2.2kPa,净效率高达 49%,是当今世界上效率最高的火电机组;2001 年在阿维多拉 (Avedøre) 电厂投产的 375MW 机组,采用的参数为 $30\text{MPa}/580^\circ\text{C}/600^\circ\text{C}$,其净效率也高达 48%,是一次再热机组中效率最高的机组。

超超临界机组与超临界机组比较,可以提高机组热效率 4%~5% (见表 1-2)。与常规的同容量亚临界机组相比,供电煤耗可以减少 $20\text{g}/(\text{kW}\cdot\text{h})$ 。我国结合目前动力制造业发展的条件进行的研究表明,容量为 $700\sim 1000\text{MW}$,蒸汽参数为 $25\text{MPa}/593/593^\circ\text{C}$ (或 $600/$

600℃)的超超临界发电机组是适合我国发展的机组。根据国外发展超临界机组的经验,采用二次再热的机组虽然能提高机组热效率约 1.5 个百分点,但却增加投资 10%~15%,因此国内外一般不再采用双再热的形式。

表 1-2 超超临界机组与常规机组的效率和排放对比

1000MW 机组容量		常规对比机组	第一阶段	第二阶段	第三阶段
蒸汽条件	压力(MPa)	24.1	31.4	30.0	34.3
	温度(℃)	538/566	593/593/593	630/630	649/593/593
热效率增加值(%)		基准值	5.0	4.8	6.5
年节煤量(t)		基准值	96000	95000	13400
CO ₂ 年减排量 [10 ⁶ m ³ (标准状态下)]		基准值	117	112	152

表 1-3~表 1-5 给出了蒸汽参数对机组运行效率的影响。在相同的温度下,提高蒸汽压力 5MPa 可以降低机组热耗 1.05%~1.08%;在相同的蒸汽压力下,主蒸汽温度由 580℃提高到 600℃可以提高机组循环热效率 0.54%~0.58%。

表 1-3 主蒸汽压力对机组效率影响(580℃/600℃)

压 力 (MPa)	温 度 (℃)	再热温度 (℃)	汽轮机热耗差 [kJ/(kW·h)]	汽轮机热耗 降低相对值 (%)	汽轮机循环热效 率相对提高值 (%)
25	580	600	0	0	0
28	580	600	-41.2	-0.56	0.56
31	580	600	-77.7	-1.05	1.05

表 1-4 主蒸汽温度对机组效率影响

压 力 (MPa)	温 度 (℃)	再热温度 (℃)	汽轮机热耗差 [kJ/(kW·h)]	汽轮机热耗 降低相对值 (%)	汽轮机循环热效 率相对提高值 (%)
25	580	600	0		0
25	600	600	-40.2	-40.2	0.54
28	580	600	0	0	0
28	600	600	-41	-41	0.56
31	580	600	0	0	0
31	600	600	-42.5	-42.5	0.58

表 1-5 主蒸汽压力对机组效率影响(600℃/600℃)

压 力 (MPa)	温 度 (℃)	再热温度 (℃)	汽轮机热耗差 [kJ/(kW·h)]	汽轮机热耗 降低相对值 (%)	汽轮机循环热效 率相对提高值 (%)
25	600	600	0	0	0
28	600	600	-42	-0.571	0.57
31	600	600	-80	-1.08	1.10

目前超临界锅炉具有以下特点:

(1) 锅炉布置形式有 Π 型布置及半塔型布置。日本超超临界锅炉全部采用 Π 型布置, 德国、丹麦全部采用塔式布置。

(2) 燃烧方式有切圆燃烧和对冲燃烧。日立公司制造的超超临界 Π 型炉均采用了前后墙对冲燃烧方式; 三菱重工的锅炉燃烧方式为八角旋向相反的双切圆燃烧方式, 两种燃烧方式都是为了减少炉膛出口烟温偏差。欧洲的超超临界塔式炉不存在烟温偏差问题, 燃烧方式有四角切圆燃烧、对冲燃烧等。

(3) 水冷壁形式除日本三菱公司采用内螺纹垂直管外, 其余全部采用螺旋管圈。

超临界锅炉不仅提高了循环效率, 降低了燃料的消耗, 减少了温室气体 CO_2 和其他有害物质的排放; 而且还结合了多种低 NO_x 燃烧技术, 降低 NO_x 的排放。主要技术有:

1) 降低过量空气系数, 采用再燃、烟气再循环等措施造成燃烧器出口处的低温缺氧环境来抑制 NO_x 的生成。

2) 采用浓淡型燃烧器, 改善燃料和空气的扩散混合, 抑制 NO_x 的生成。低 NO_x 燃烧技术可将锅炉出口烟气中的 NO_x 含量降低到 $200 \sim 400 \text{ mg/m}^3$ (标准状态下), 为了满足更严格的 NO_x 排放要求, 在烟气尾部采用 SCR 和 SNCR 技术消除锅炉生成的 NO_x 。

在“十一五”期间, 我国会投产一批大容量火电机组, 蒸汽参数将基本采用超临界或超超临界参数, 锅炉设计效率在 93.5% 左右。

三、保证锅炉按设计参数运行

大型电站锅炉一般设计效率在 92%~94%, 具有较高的效率。影响锅炉及机组运行效率的主要是运行性能数据不能达到锅炉设计要求, 如蒸汽参数、烟气参数、辅机出力、辅机效率等达不到机组设计要求, 影响锅炉和机组的运行效率。

(一) 优化运行调整, 保证锅炉运行蒸汽参数, 提高机组运行效率

电站锅炉的节能工作应是保证整个机组的运行效率, 使机组的供电煤耗最低。蒸汽温度、压力及再热蒸汽减温水流量是影响机组运行效率的很重要因素, 由于蒸汽压力、温度和主再热器减温水都是由锅炉控制的, 因此成为锅炉节能首要关注的问题。如何保证锅炉按设计蒸汽参数运行, 保证机组按设计效率运行是锅炉的节能工作的首要任务。图 1-1~图 1-5 是某电厂 600MW 亚临界机组热耗受主蒸汽压力、温度、减温水流量以及再热蒸汽温度、再热减温水流量等参数的影响曲线。

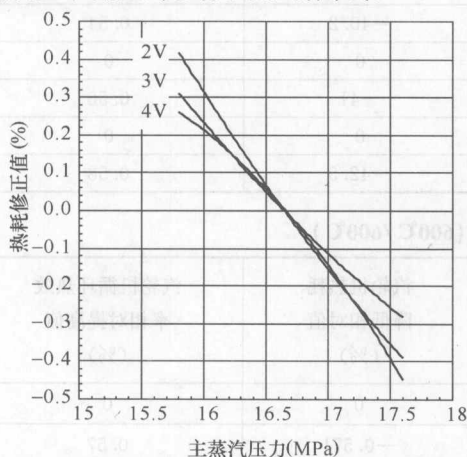


图 1-1 主蒸汽压力对机组热耗的影响关系曲线

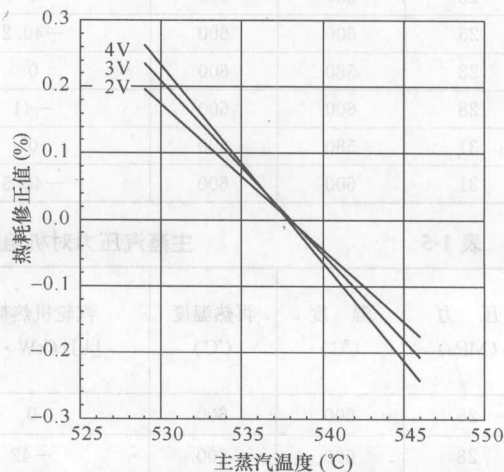


图 1-2 主蒸汽温度对机组热耗的影响关系曲线

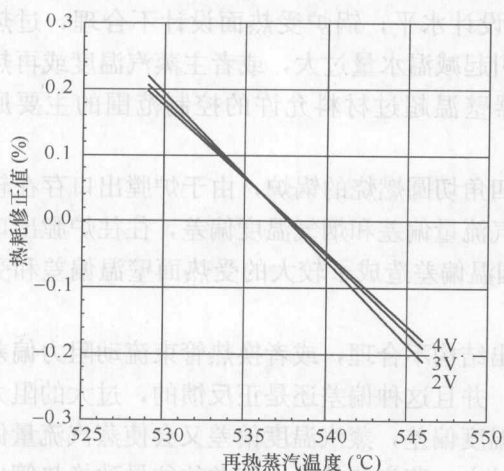


图 1-3 再热蒸汽温度对机组热耗的影响关系曲线

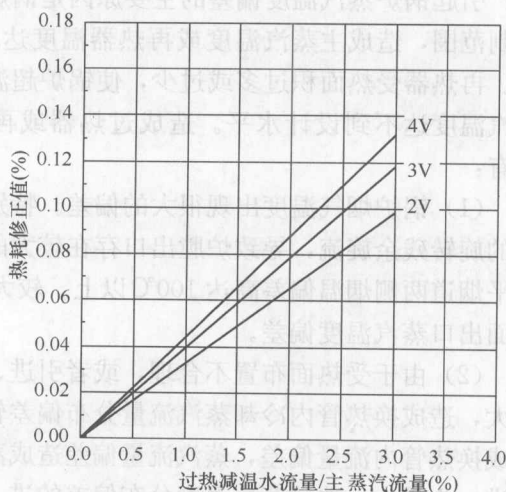


图 1-4 过热减温水量对机组热耗的影响关系曲线

从蒸汽参数对机组热耗影响关系曲线可以知道，当主蒸汽压力从设计蒸汽压力 16.7MPa 降低到 16.0MPa 时，机组热耗增加 0.21%~0.31%；当主蒸汽温度从设计温度 538℃降低到 530℃时，机组热耗增加 0.17%~0.23%。当再热蒸汽温度从设计温度 538℃降低到 530℃时，机组热耗增加 0.17%~0.19%。当过热器减温水流量占主蒸汽流量的 3%时，机组热耗增加 0.10%~0.13%。当再热器减温水流量占主蒸汽流量的 3%时，机组热耗增加 0.57%~0.65%。从对机组热耗的影响程度分析，再热器减温水对机组热耗影响最大。从维持主蒸汽压力来说，只要锅炉安全门动作值校验准确，锅炉的负荷自动调节品质较好，以及机组变负荷的速率不太高，都能较好的保持锅炉的主蒸汽压力。过热器减温水流量对机组热耗的影响较小，特别是现代设计的锅炉，很多过热器减温水水源来自高压加热器出口给水，减温水流量对机组的热耗更小。因此，对机组运行效率影响最大的锅炉运行蒸汽参数为主、再热蒸汽温度及再热器减温水流量。

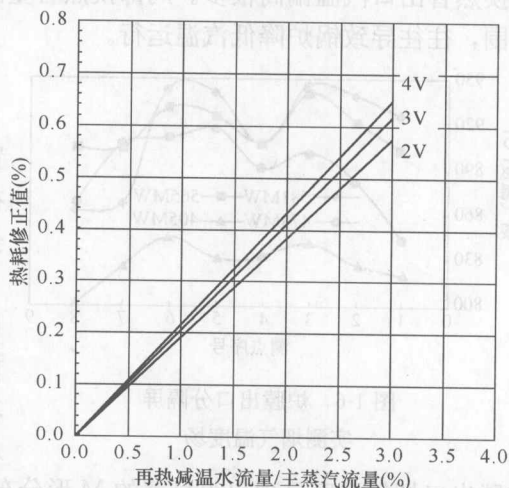


图 1-5 再热减温水量对机组热耗的影响关系曲线

对于再热器减温水流量，锅炉一般不设计再热汽喷水减温，一般采用调节摆动喷嘴角度和采用烟气挡板来调节再热汽温度，再热器减温水只有在事故状态下才需要喷水减温。只有在摆动喷嘴和烟气挡板调节不能保证再热蒸汽温度调节的要求时，才会出现用减温水调节再热蒸汽温度。这是锅炉运行状况很差的情况，往往需要进行锅炉受热面引出形式和管屏流动阻力与流量分配的改进，这大部分是与改善蒸汽温度参数联系到一起的改造工作。

引起锅炉蒸汽温度偏差的主要原因是锅炉运行时过热器、再热器壁温超过了材料允许的控制范围,造成主蒸汽温度或再热器温度达不到设计水平;锅炉受热面设计不合理,过热器、再热器受热面积过多或过少,使锅炉超温、引起减温水量过大,或者主蒸汽温度或再热蒸汽温度达不到设计水平。造成过热器或再热器壁温超过材料允许的控制范围的主要原因有:

(1) 锅炉烟气温度出现很大的偏差。特别是四角切圆燃烧的锅炉,由于炉膛出口存在较大的旋转残余旋流,导致炉膛出口存在较大的烟气流量偏差和烟气温度偏差,往往炉膛出口水平烟道两侧烟温偏差高达 100°C 以上。较大的烟温偏差造成了较大的受热面壁温偏差和受热面出口蒸汽温度偏差。

(2) 由于受热面布置不合理,或者引进、引出结构不合理,或者换热管束流动阻力偏差较大,造成换热管内冷却蒸汽流量分布偏差较大。并且这种偏差还是正反馈的,过大的阻力造成换热管内流量偏差,蒸汽流量偏差造成蒸汽温度偏差,蒸汽温度偏差又会使蒸汽流量偏差进一步扩大,造成蒸汽温度分布偏差的进一步扩大。蒸汽侧的阻力偏差往往导致换热管出口汽温很大的偏差,使得壁温分布出现很大偏差。

(3) 由于局部换热管阻力出现偏差,引起局部换热管内蒸汽流量出现很大偏差,造成局部换热管出口汽温偏高很多。局部换热管壁温超高很多。为控制局部换热管壁温不超过安全范围,往往导致锅炉降低汽温运行。

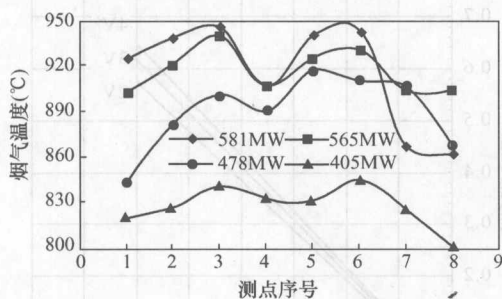


图 1-6 炉膛出口分隔屏
实测烟气温度场

(二) 减少锅炉烟气偏差

在某些锅炉大部分是四角切圆燃烧 Π 型布置的锅炉中,由于炉膛出口旋转残余旋流的存在,在锅炉从垂直向上到水平流动的转向过程中会造成较大的烟气流量偏差和烟气温度偏差。

从某电厂 2008t/h 四角切圆燃烧锅炉炉膛出口分隔屏区烟气温度测量结果显示(见图 1-6),该锅炉有 6 块分隔屏,烟气温度测量点在两屏区之间,其中 5、6 号两点都在四屏和五屏之间。从实测的烟气温度场测试结果可以明显地发现,

炉膛出口烟气温度呈现出很显著的 M 形分布。

烟气温度分布不仅在水平方向上存在较大的偏差,而且在烟道的高度方向上存在较大的差别。从某电厂 670t/h 锅炉的高温过热器区域烟气温度测试结果可以发现,在烟道高度方向存在 $150\sim 300^{\circ}\text{C}$ 的烟温偏差。

炉膛出口烟气残余旋流的存在使炉膛出口及水平烟道的烟气流速和烟气温度分布产生很大的偏差,烟气流速大的区域一般就是烟气温度高的区域,使该区域换热管的对流和辐射换热系数以及换热温差都比其他区域高。由于烟气侧传热偏差的存在,使该区域的换热管内蒸汽吸热增加;管内蒸汽温度比其他区域管高,蒸汽温度高又导致蒸汽比体积减小,管内蒸汽流速升高,导致蒸汽流动阻力增加,引起蒸汽流量降低,使得管内蒸汽温度进一步上升。较高的蒸汽温度、较大的烟气传热量、较低的冷却蒸汽流量,使得该区域的换热管蒸汽壁温比其他区域的管壁温度高很多。如果烟气流速、温度偏高的区域和蒸汽侧流量分布较低的区域重合,就会导致该区域的换热管屏壁温远高于其他区域的换热管。过高的壁温还容易导致蒸

汽侧的氧化腐蚀,在换热管内产生较厚的氧化皮,进一步增加换热管的热阻,使管壁温度进一步上升。换热管在这种长期超温的环境中工作,管材会很快地老化,该区域的换热管就会在不长的运行时间内产生重复性的局部爆管,影响锅炉运行安全和锅炉运行效率。为防止该区域换热管超温,很多电厂采取降低蒸汽温度的运行方式,这样就会极大地降低锅炉运行效率。

有时烟温高的区域,其局部烟气温度高于煤灰的熔点温度,容易产生局部结焦。产生局部结焦后的管材容易产生高温硫腐蚀。由于含有硫的盐和管壁腐蚀产物的焦体熔点温度下降,使换热管外部的焦块很快增大,并且吹灰过程中很难吹掉。结焦后,该区域的换热管吸热量下降,高温烟气顺序影响下游换热管排,有时会使下游的烟气热偏差不是逐步降低反而有所增大,使下游换热管局部热偏差变得很大。下游换热管的壁温偏差甚至能够超过上游换热管,使下游低温区域换热管的运行条件比上游换热管更加恶化。

要消除炉膛出口侧烟气的流量和温度偏差,对于四角切圆燃烧的锅炉,主要是消除炉膛出口的残余旋流;对于个别旋流燃烧器墙式布置的锅炉,主要是消除个别燃烧器存在的混合不好的缺陷。由于四角切圆燃烧锅炉的炉膛出口烟气温度和流量偏差是由于炉膛出口残余旋流在转向时产生的,因此要减弱或消除烟气温度和流量偏差就要从消除或减弱残余旋流和烟气流动不产生转向。欧洲国家大多采用塔式或半塔式布置,消除烟气转向时产生的烟气流量和温度偏差。从很多的炉膛模拟计算和烟温实际测量数据分析得知,在炉膛上部虽然存在较大的残余旋流,但烟气的流速和温度分布都还比较均匀,不存在明显的偏差特征。对于国内四角切圆燃烧、 Π 型布置的锅炉,消除四角切圆燃烧锅炉的炉膛出口残余旋流的方法主要有缩小燃烧器布置的假想切圆,采用一、二次风切圆反向方式,采用一次风射流微反切方式,采用三次风射流反切方式,采用顶层二次风反切方式,采用燃尽风反切方式,以及采用多种反切方式的组合。

(三) 减少锅炉水力偏差

锅炉的蒸汽温度或换热管壁温偏差除了炉膛出口烟温偏差外,还有很多是由于蒸汽侧流动阻力偏差或换热管压差不同引起的。锅炉水力侧偏差引起的管壁温度偏差和蒸汽温度偏差严重影响锅炉安全和运行汽温的,主要由布置在高温烟气区的受热面偏差引起的,如屏过、屏再以及高温过热器与高温再热器。换热管的流动阻力一般是由于换热管布置的长度差别较大或烟气侧的传热强度相差较大引起的,比较少见的是锅炉制造与安装过程的焊接处的焊瘤或管内加工剩余物未清理干净引起较大的流动阻力误差。换热管屏的流动压差的不同是由于进出口蒸汽集箱的引出和引入方式引起的。还有一种是由于烟气侧偏差引起的换热管蒸汽侧流动偏差。在同一换热屏内,由于换热管布置、长度、引入方式、引出方式和位置等引起的不同换热管的流量和蒸汽温度偏差,称之为同屏热偏差;由于管屏间进、出口蒸汽静压差的差别或烟气侧传热强度不同引起的管屏间蒸汽流量和蒸汽焓升偏差称之为屏间热偏差。

解决蒸汽侧热偏差的方法主要是针对产生热偏差的不同原因而采取的措施。解决同屏热偏差一般采取改进换热管屏的布置结构,使换热管的长度基本一致,消除流动阻力偏差;或采取在换热管进口加装节流管圈,使不同的换热管流动阻力基本一致。对于烟气侧的传热强度偏差过大引起的两侧蒸汽流量偏差,则一般采用交叉和混合的方式平衡两侧和局部的热偏差,或者加强中间混合,控制每段换热管屏的蒸汽焓升,减少同屏或屏间的管偏差。对于集箱蒸汽静压差的偏差引起的流量偏差,主要通过改进集箱布置形式和改进引入、引出方式,

以及在不同管屏的引入或引出管加节流圈的方式解决。

(四) 锅炉受热面改造, 保证锅炉蒸汽参数达到设计水平

在锅炉设计中, 设计计算错误可能导致锅炉蒸发受热面、过热蒸汽受热面和再热蒸汽受热面的吸热面积比例失调, 如果蒸发受热面不够, 就会造成炉膛出口烟温高, 高温过热器、高温再热器受热面过剩, 造成过热器和再热器减温水量偏大。再热器减温水量偏大对机组运行效率影响大。过热器减温水大虽然对机组运行效率影响不大, 但会造成高温过热器的蒸汽温升, 引起较大的换热管出口蒸汽温度偏差, 并进而影响主蒸汽温度。炉膛出口烟温过高还会引起高温过热器局部结焦, 即使高温再热器区域的烟气温度进一步升高, 又会导致高温再热器区域烟气温度分布梯度最大, 使高温再热器的蒸汽温升升高, 特别是局部热负荷偏差使局部高温再热器换热管的蒸汽温升明显升高, 极大地增加高温再热器蒸汽温度分布偏差, 使锅炉再热蒸汽温度达不到设计要求。同时, 高温过热器和屏式过热器的局部结焦还能增大高温过热器换热管出口蒸汽分布偏差增大, 局部换热管出口蒸汽温度过高会导致降低主蒸汽温度运行。如果过热器受热面吸热面积不够, 会使主蒸汽温度达不到设计值; 或者高负荷时主蒸汽温度能达到设计水平, 低负荷时主蒸汽温度离设计值相差甚远; 同时还可能使再热器减温水过大, 影响机组运行效率; 且采用烟气挡板调节再热汽温的设计, 还会使低温过热器烟道的烟气流量过大, 使低温过热器受热面的烟气流速远超设计值, 增大了低温过热器换热管的磨损, 影响锅炉运行安全。如果是再热受热面吸热面积不够, 则会使再热蒸汽温度达不到设计水平; 或者虽满负荷时再热蒸汽温度能达到设计, 在低负荷时比设计值低很多; 过热器减温水流量大, 导致给水流量减少, 使排烟温度升高; 且采用烟气挡板调节再热汽温的设计, 还会使低温再热器烟道的烟气流量过大, 使低温再热器受热面的烟气流速远超过设计值, 增大了低温再热器换热管的磨损, 影响锅炉运行安全。

对于蒸发受热面吸热面积过低, 四角切圆布置的锅炉, 可以采用投用下部燃烧器, 摆动喷嘴向下倾斜以及配风等其他燃烧调整手段降低火焰燃烧中心, 使蒸发受热面增加吸热, 从而减弱或消除蒸发受热面不够的毛病。对于燃烧器墙式布置的锅炉, 只能采取尽量投下层燃烧器以及其他燃烧调整手段, 或者增加吹灰区域和吹灰次数的方法来增加蒸发受热面的吸热, 增加炉膛的蒸发量; 或者割除部分过热器或再热器吸热面积, 增加部分省煤器吸热面, 以弥补炉膛蒸发受热面的不够。

对于过热器和再热器受热面吸热面积不够, 可以采用尽量投上层燃烧器、燃烧器喷嘴角度上倾, 以及配方调节等燃烧调整的方法抬高火焰燃烧中心; 或适当增加燃烧过量空气系数; 通过敷设隔热层减少炉膛水冷壁吸热面积; 增加过热器、再热器受热面的吸热; 也可以采取增加过热器、再热器受热面的改造措施补足过热器吸热面的差距。

增加过热器和再热器受热面积实际上是调整受热面吸热面积的比例, 使锅炉各受热面的吸热面积比例符合锅炉设计运行的要求。确定增加的受热面面积和受热面布置位置和布置方式是改造成功与否的关键, 下面以某锅炉增加再热器的改造来说明改造应遵循的原则。增加锅炉的受热面积应按照设计运行状况和运行数据进行整个锅炉的热力计算设计, 了解增加受热面对锅炉运行的全面影响, 包括运行经济性、运行安全性和受热面磨损等的影响。

(五) 优化运行调整, 减少壁温偏差

某些锅炉因为烟气侧热负荷分布与蒸汽侧的冷却蒸汽流量分布不匹配等原因, 也会导致受热面出口蒸汽温度出现较大的偏差。在有些情况下, 可以采用燃烧调整的方法, 改善烟道

内烟气的热负荷分布,使之与蒸汽侧的冷却蒸汽流量分布匹配,降低受热面出口蒸汽温度分布偏差。

采用燃烧调整最常见的是四角切圆燃烧的锅炉消除炉膛出口旋流强度,一般采用调整配风手段、调整反切风量和反切角度,或调整喷燃器倾斜角度。这种燃烧调整比较常见,对于旋流燃烧器前后墙布置的锅炉来说,有些由于烟气热负荷与蒸汽流量分布不匹配而引起的局部受热面换热管出口汽温分布偏差也可以采用燃烧调整的方法来调节烟气热负荷分布,使之与受热面的冷却蒸汽流量分布匹配,降低局部受热面换热管出口汽温分布偏差。

某厂一台进口 600MW 机组锅炉一直存在过热器减温水流量大的问题,同时由于高温过热器与高温再热器出口换热管壁温分布偏差过大,过热蒸汽温度与再热蒸汽温度比设计值低 $5\sim 10^{\circ}\text{C}$ 。该锅炉采用的是双调风的旋流燃烧器,旋流二次风分为内二次风与外二次风,直流一次风在燃烧器中心位置。其中内二次风流量约为总二次风的 20% 左右,主要作用是使一次风着火稳定,外二次风主要是控制燃烧器的一次风与二次风的混合,使一、二次风混合完全,使煤粉完全燃尽。为了解决过热器减温水流量过大的问题,电厂在旋流燃烧器的直流喷嘴内加装可调节位置的旋流叶片,旋流叶片方向与二次风旋流叶片方向相反。在改造后进行了燃烧调整试验,目标是加强一、二次风的早期混合,使煤粉粒子燃尽提前,降低锅炉的炉膛出口烟气温度,减少锅炉减温水流量。

在锅炉改造后进行了如下内容的燃烧调整试验:

(1) 内二次风叶片角度调整,使一次风喷嘴出口火焰着火点离喷口 $200\sim 500\text{mm}$ 。若一次风着火点离喷口太近则燃烧不稳,同时对煤粉挥发分的挥发等都不利。若着火点离喷嘴太近则一次风射流刚度加强,射流流型保持稳定状态,让外二次风难以卷吸一次风射流,不利于一、二次风的混合,煤粉燃尽阶段延长,炉膛出口烟温升高。

(2) 外二次风叶片角度调整,使一、二次风混合好但又不出现火焰刷边的现象。若外二次风旋流叶片角度太小,其旋流强度不够,无法有效地卷吸一次风射流,一、二次风混合减弱,不利于煤粉的燃尽。如果外二次风叶片角度太大,则外二次风的旋流强度太大,会出现火焰刷边,燃烧器区域出现结焦现象,这既使水冷壁吸热减少,又不利于一、二次风的初期混合。

(3) 适当降低磨煤机出口煤粉较粗的煤粉细度,使磨煤机出口煤粉细度 R_{90} 在 20% 左右,并遵循上层燃烧器煤粉稍细,下层煤粉细度稍粗的规律。

(4) 保持炉膛出口烟气含氧量适当水平。若烟气含氧量偏高则总烟气量偏大,过热器与再热器的对流受热面吸热太多,使减温水流量增大。若烟气含氧量太低又会使煤粉燃尽延长,炉膛出口烟气中 CO 含量高,烟气在水平烟道高温过热器和高温再热器区仍在燃烧,炉膛出口烟温提高,高温过热器与高温再热器的吸热量同样增加。

(5) 适当减少一次风量。

(6) 二次炉膛出口烟气含氧量基本平衡。

调整后,锅炉原来有个别燃烧不稳和火焰刷边、燃烧器区域水冷壁结焦的燃烧器这些现象都消失了;同时炉膛出口烟温有所降低。锅炉主蒸汽温度与再热蒸汽温度都达到了设计水平,锅炉减温水流量从 170t/h 左右减少到 $120\sim 130\text{t/h}$,减温水流量降低 $40\sim 50\text{t/h}$ 。