



权威专家会诊电力生产安全症结

火力发电厂安全性评价 重点问题^和整改措施

蔡树人 主编



中国电力出版社
www.cepp.com.cn

火力发电厂安全性评价 重点问题和整改措施

蔡树人 主编

参加编写人员：蔡树人 陈其祥 陈祖嘉 胡代舜
吴本丰 吴渭林 陈世和



中国电力出版社

www.cepp.com.cn

内 容 提 要

1995~2002 年原电力部安全生产专家组成员、
国家电力公司名誉安全专家对一批发电厂进行了安全性
评价,本书根据评价中发现问题进行了归纳、整理和
提炼,并针对当前电力安全生产中的共性问题提出了整
改措施和建议。这些措施和建议对改进当前安
全生产工作、提高安全生产水平有深刻的指导
意义和重要的参考价值。

图书在版编目 (CIP) 数据

火力发电厂安全性评价重点问题和整改措施/蔡树人
主编. —北京:中国电力出版社,2004

ISBN 7-5083-1940-0

I. 火… II. 蔡… III. 火电厂-安全性-评价
IV. TM621.9

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2003) 第 122219 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>)

北京密云红光印刷厂印刷

各地新华书店经售

*

2004 年 3 月第一版 2004 年 3 月北京第一次印刷
787 毫米×1092 毫米 16 开本 15.25 印张 341 千字
印数 0001—5000 册 定价 28.00 元

版 权 专 有 翻 印 必 究

(本书如有印装质量问题,我社发行部负责退换)

前言

1995~2002年,原电力部安全生产工作专家组成员,原国家电力公司名誉安全专家蔡树人、陈其祥、陈祖嘉、胡代舜、高世英等同志应有些电力公司、供电公司和发电厂的邀请,对九个发电厂、八个供电公司进行了安全性评价和复查。广东省电力公司的吴本丰、吴渭林、陈世和及山西省电力公司的唐师论等同志也一起进行了评价工作。在评价中,严格按照安全性评价标准,对生产设备、安全管理、劳动安全和作业环境,逐项进行认真的检查、评价。对发现的问题和不安全因素,都一一提出了整改措施建议。由于这些供电公司和发电厂的领导的高度重视,全体职工的积极努力,整改措施大部分都已完成,对安全生产起到了很好的作用,这些单位的安全生产状况都有了明显的改善,安全生产基础工作得到了加强,有的单位安全生产纪录还创造了历史最好水平。

回顾在安全性评价中对各单位提出的安全整改措施建议,虽各有其个性,但大部分是共性的,它实质上反映出当前电力安全生产上存在的一些共同性的问题。因此,这些措施建议对改进当前安全生产工作,加强安全生产基础工作,提高安全生产水平是有一定的参考价值的。

全书共三篇二十九章,第一篇第一、二、三章由吴本丰编写;第四章由胡代舜编写;第五、十三、十四、十六、十七章由蔡树人编写;第六、七、八、九、十、十一、十二章由陈祖嘉编写;第十五章由陈世和编写;第二篇由吴渭林编写;第三篇由陈其祥编写。全书由蔡树人主编。

对于书中的缺点、错误与不足,以及立论不当之处,希望读者阅后予以赐教。

编者

二〇〇三年十一月 于广州

目 录

前言

第一篇 生 产 设 备

第一章 电站锅炉	3
第一节 锅炉燃烧	3
第二节 主蒸汽再热蒸汽及过热器再热器管壁超温	5
第三节 “四管”爆漏	8
第四节 炉外承压部件爆漏	14
第五节 锅炉结渣	18
第六节 锅炉安全阀	20
第七节 汽包水位计	22
第八节 锅炉水压	23
第九节 锅炉主要辅机	24
第十节 除灰排渣设备及其系统	32
第十一节 空压机及压缩空气系统	35
第二章 燃煤贮运系统	37
第一节 卸船机及管理	37
第二节 贮煤设备	38
第三节 皮带机及转运站设备	38
第三章 燃油贮运系统	41
第一节 卸油站台	41
第二节 油泵房	41
第三节 油罐区	42
第四节 输油管道及伴热系统	42
第四章 汽轮机	45
第一节 汽轮机超速	45
第二节 水冲击及大轴弯曲	47
第三节 机组振动的监测	50
第四节 轴承损坏	51

第五节 承压部件、压力容器防爆	52
第六节 汽轮机油系统防火	54
第七节 设备设计制造遗留问题	56
第八节 运行管理	57
第五章 汽轮发电机	59
第一节 定子绕组端部及引出线振动	59
第二节 氢冷发电机漏氢	60
第三节 发电机内进油	61
第四节 内冷水质标准	62
第五节 发电机的预防性试验	62
第六节 发电机转子护环材质	63
第六章 电力变压器、电抗器和互感器	64
第一节 绝缘油中溶解气体色谱分析	64
第二节 变压器绕组、套管以及互感器介质损耗试验	68
第三节 变压器存在缺陷	70
第四节 运行中存在的问题	72
第五节 检修中存在的问题	77
第六节 设计制造遗留问题	83
第七章 开关设备	85
第一节 制造安装质量不良	85
第二节 运行管理工作薄弱	87
第三节 检修中存在的问题	90
第八章 防止污闪工作	95
第一节 存在的问题	95
第二节 对存在问题的改进建议	96
第九章 过电压保护和接地装置	100
第一节 大气过电压保护存在问题	100
第二节 内过电压保护存在问题	101
第三节 接地装置问题	103
第十章 直流系统	105
第一节 蓄电池和蓄电池室设计不规范	105
第二节 安装调试质量不良	106
第三节 运行维护工作不规范	109
第十一章 电缆及其构架	115
第一节 设计不规范	115
第二节 施工隐患	116

第三节 运行维护工作问题·····	116
第十二章 防误闭锁装置和设备标志 ·····	120
第一节 防误闭锁装置·····	120
第二节 设备标志·····	122
第十三章 厂用电系统 ·····	125
第一节 厂用电系统设计·····	125
第二节 备用变压器的电源·····	126
第三节 主要辅机的 380V 辅助设备的电源配置·····	127
第十四章 继电保护 ·····	128
第一节 保护整定及定值管理·····	128
第二节 继电保护的定期检验·····	129
第三节 继电保护“反措”的落实·····	131
第四节 继电保护图纸·····	131
第五节 继电保护屏接线端子编号标志不清, 户外端子箱不密封·····	133
第十五章 热工设备 ·····	134
第一节 热工数据采集系统 (DAS) ·····	134
第二节 热工自动控制系统·····	135
第三节 热工程控保护系统·····	136
第四节 汽轮机数字电液调节系统 (DEH) ·····	136
第五节 热控装置·····	137
第六节 热工管理·····	139
第十六章 化学设备 ·····	141
第一节 汽水品质·····	141
第二节 制氢设备系统安全装置·····	143
第三节 在线化学仪表监测·····	143
第四节 循环水加氯设备运行、维护·····	143
第十七章 通信设备 ·····	145
第一节 通信设备的防雷·····	145
第二节 通信站的电源·····	147
第三节 无人职守通信站的监控装置·····	147

(第二篇) 劳动安全和作业环境

第一章 电力安全工器具 ·····	151
第一节 高压验电器·····	151
第二节 携带型短路接地线·····	153

第三节 绝缘安全用具·····	157
第四节 高处作业的安全·····	158
第五节 起重设备·····	165
第二章 电气安全防护·····	173
第三章 焊接作业安全·····	177
第一节 焊工的培训考核·····	177
第二节 焊接机具和气瓶使用·····	178
第三节 焊接作业防火防爆·····	179
第四章 防火防爆·····	182
第一节 防火防爆安全管理·····	182
第二节 消防器材的使用管理·····	188
第三节 消防水系统·····	191
第四节 油库区和制氢站的安全·····	195
第五节 易燃易爆、化学危险品储存·····	199
第六节 禁火区域动火作业·····	201
第五章 生产厂房和作业环境·····	205
第一节 现场遮栏、标志和警示牌·····	205
第二节 作业环境·····	207
第三节 生产现场照明·····	212
第六章 道路交通和车辆安全管理·····	214

第三篇 — 安全管理

第一章 安全生产责任制·····	221
第二章 安全生产规章制度·····	223
一、现场运行规程·····	223
二、现场检修规程·····	224
三、现场生产管理制度·····	224
第三章 关于工作票、操作票的执行·····	226
一、电气检修工作票·····	226
二、电气倒闸操作票·····	227
三、热机检修工作票·····	227
四、动火工作票·····	228
第四章 发承包工程安全管理·····	229
第五章 反事故措施计划与安全技术劳动保护措施计划·····	231
第六章 严肃对待事故·····	233

一、对待人身伤亡事故.....	233
二、自然灾害和外力破坏事故.....	233
三、发供电设备被迫停止运行.....	233
四、关于故障临时检修.....	233
五、关于人员误操作事故.....	234
六、对事故真正做到“三不放过”	234

第一篇

生 产 设 备 ：

火力发电厂安全性评价重点问题和整改措施

火力发电厂安全性评价重点问题和整改措施

火力发电厂安全性评价重点问题和整改措施

电 站 锅 炉

第一节 锅 炉 燃 烧

查阅运行记录簿及现场查看发现有些锅炉在运行中炉膛压力不稳、烧正压、灭火、爆燃时有发生，严重威胁机组安全运行。上述现象发生，原因比较复杂，要作具体分析并应采取措施，下决心解决，保持燃烧稳定，在微负压下运行。

一、烧正压、灭火、爆燃

(1) “习惯性”烧正压。前些年有一些燃煤质量较差的电厂，锅炉运行人员认为烧正压有利于燃烧稳定，因此在很长一段时间内锅炉在正压下运行，锅炉冒灰喷火现象严重，环境卫生面貌特差。我们认为按平衡通风微负压燃烧设计的锅炉，绝不应经常在正压下运行。燃烧不稳定的问题应采取正确的途径解决。

(2) 爆燃引起锅炉事故。有多家电厂特别是燃无烟煤的电厂，多次出现爆燃。有一台锅炉严重爆燃，燃烧器打焦孔门冲开，喷出火焰，致人员轻度烧伤；炉膛水冷壁一个角开裂，缝长 10m，宽 100~200mm。另有一台锅炉爆燃后也造成水冷壁开裂，燃烧器下部前墙刚性梁严重弯曲变形，侧墙与前墙角处刚性梁连接件断裂。

(3) 掉大焦灭火。有几个电厂锅炉经常掉大焦，炽热的焦块掉入炉底冷渣水池中，急剧放热产生大量蒸汽，炉膛瞬时产生严重正压，炉膛压力保护动作停炉或大量蒸汽吹熄火焰造成锅炉灭火。包括其他原因前些年每台炉每年灭火 50~60 次，经过燃烧器改进及燃烧调整，灭火情况有所好转，但每年灭火仍有 20~30 次，灭火后若处理不当又会引起爆燃或引发其他事故，对机组安全运行构成严重威胁。

产生上述问题的原因：①实际燃煤质量差，严重偏离设计煤质指标；②炉膛及燃烧器设计有缺陷；③风量调整燃烧调整不到位；④卫燃带大面积脱落；⑤低负荷或燃煤质量变差时不能及时投油助燃；⑥运行经验欠缺，特别是在机组投产初期尤为突出；⑦没有配备炉膛吹灰器或装有吹灰器但不能正常投入运行，大块结焦掉落引起灭火。

建议采取如下整治措施：①煤源煤质要力求稳定，一台已经设计完毕并建成的锅炉，不是什么样的煤都能烧得好的。1993 年全国大型锅炉燃煤问题会议上对锅炉燃煤煤质有明确的规定，电力部颁发了文件，应遵照执行；②新建机组或燃烧器、供粉配风系统进行改造后的锅炉应进行冷态空气动力场试验，热态要跟踪，必要时进行热态燃烧调整；③卫燃带的面积应适当，耐火层应保持完好。销钉焊接，耐火层材料及施工工艺，国内已有成熟经验，应严格按规范要求；④大型燃煤电厂宜配备煤质快速分析装置，尽快把分析数据交给运行值班人员及生产技术管理部门，及时采取防止灭火的措施，必要时投油助燃；⑤加强人员技术培训，吸取同类机组燃烧调整经验，热试组及运行值班人员密切配

合,确保燃烧稳定,微负压运行,并有高的燃烧效率;⑥用好吹灰器,防止大块焦塌落;⑦新建锅炉和已建成但燃烧存在突出问题的锅炉,建议按电力行业标准《大容量煤粉燃烧锅炉炉膛轮廓选型导则》进行评估,找出存在的问题并进行改进;⑧大型锅炉燃烧完全靠人工调整并获得良好燃烧效果是十分困难的。目前国内许多电厂锅炉燃烧自动控制,风量、供粉量及炉膛压力自动控制系统投入率并不高,有关的协调控制差距更大,我们建议首先在大型机组上要创造条件投入这些系统。

二、炉膛压力的监测、记录及分析

如前所述,电厂锅炉经常烧正压,喷火、爆燃现象也不少见。现场检查知:各厂都配备了炉膛压力监测装置,如负压钟、炉膛压力记录仪或计算机屏幕显示等。检查还发现运行值班人员对炉膛压力监测重视不够,也不做记录,生产技术管理部门基本上不做统计工作,治理措施不到位。建议电厂加强管理,要求运行值班人员注意监视炉膛压力,遇有异常要查明原因,及时调整并作记录,电厂生产技术管理部门对炉膛压力异常情况,要进行统计分析,制订措施,进行整改。

有一个电厂炉顶负压测点低于炉顶5m,运行规程规定控制值30~50Pa偏小,宜控制在70~80Pa。建议在炉顶罩壳内加装负压测点,罩壳内应保持微负压。过大的负压会增加吸风机的负担,也不利于燃烧;负压过小甚至正压,烟气会通过炉顶不严密处向外漏泄,可能会造成顶棚管磨损,加剧罩壳内积灰,影响罩壳内承压部件的安全。

三、锅炉漏风试验及堵漏风

许多电厂在锅炉大小修时不安排做漏风试验也不安排堵漏风的检修项目;在机组运行中,不少孔门关闭不严密,甚至敞开着。漏风率大不仅增加送引风机的电耗,也对锅炉燃烧带来不利影响,因为“无组织”的冷空气漏入锅炉,减少了有规律的一、二次风送风量,不利于煤粉着火和燃尽,甚至可能改变炉膛燃烧中心的位置。建议在大小修时安排做锅炉、空气预热器、烟风道的漏风试验,做好查漏堵漏工作,使各区段及锅炉整体漏风率达到设计与部颁标准要求。人孔门、看火门、打焦门也应安排检修,确保开关灵活,运行时关闭严密。

四、引风机出力不足

有3台进口660MW锅炉,引风机出力偏小,在投产初期,运行数据表明:在额定负荷、设计燃煤条件下,吸风机挡板已全开,送风机不能开大,锅炉氧量 $\leq 3\%$,低于最佳值。我们认为随着机组运行时间加长,锅炉、空气预热器、烟风道的漏风率有可能加大,吸风机叶片也会出现磨损,叶片的形状随之改变,风机的运行效率会下降,到那时引风机的出力更显得不足。

送引风机,一次风机在锅炉最大连续蒸发量条件下(BMCR)其风量、风压应满足锅炉运行要求,并有一定裕量。如《火力发电厂设计技术规程》(DL5000—1994)规定在燃用设计煤种和锅炉在最大连续蒸发量条件下引风机风量裕量应在10%~17%,压头裕量宜在20%~32%,建议电厂按规程要求对本厂风机问题进行评估。

第二节 主蒸汽再热蒸汽及过热器再热器管壁超温

有许多电厂主蒸汽再热蒸汽及过热器再热器管壁存在严重超温问题，超温频繁、幅度大、时间久，运行值班人员及生产技术管理部门对此常见不鲜，反应迟缓，调控及防范措施不力，成为影响电厂安全生产的主要隐患之一。我们认为首先明确主蒸汽再热蒸汽及过热器再热器管壁都不应当长期频繁超温，一旦出现超温现象应查明原因，采取调控措施，还要做好记录及统计分析工作，为制定更全面彻底的改进措施打下基础。

一、超温严重，调控不力

不少电厂主蒸汽再热蒸汽及过热器再热器管壁经常发生超温问题，有时超温幅度比较大，时间比较长。例如：①有一台 600MW 锅炉机组主蒸汽 A 侧 552℃，B 侧 582℃（设计均为 540℃），属严重超温，受热面必然有超温现象，汽机未停机，锅炉也未停炉，锅炉方面未做任何记录，看不出采取了什么应急处理措施；②有一台 300MW 机组，主蒸汽温度超过 600℃才迟后打闸停机；③有一个 3×660MW 机组的电厂从计算机存储器中连续查阅了 8 个月的超温事件，1 号炉共发生超温事件 157 起，主蒸汽有一点达到 564℃，再热蒸汽有一点达到 561℃（设计均为 540℃）；2 号炉共发生超温事件 332 起，过热器管炉外壁温有一点达到 618℃，再热器管炉外壁温有一点达到 635℃；3 号炉共发生超温事件 96 起，主蒸汽有一点达到 563℃，再热器管炉外壁温有一点达到 696℃。超温时间 3～20min 不等。上述超温均未停炉停机，也未看到运行记录本上有任何记录。

超温的原因是多种多样的，对每台炉的超温问题要作具体分析。生产技术管理部门对超温事件要作统计分析，拟订整治措施，及时通知运行人员，改进运行操作控制，由于操作不当，经常超温又不作记录的运行人员也要采取必要的考核措施。是设备系统方面的问题，要安排进行改进改造。应鼓励按设计参数“压红线”运行，把超温运行及低温运行参数加起来平均作考核依据显然是不科学的。为了“安全”长时间低温运行，出现超温却视而不见，不采取调控措施，这两种倾向都是错误的，应予纠正。

二、超温记录不规范

在查评中我们发现许多厂不设超温记录簿，有的虽有记录簿，也不放在操作员处，也不作记录，形同虚设，或不认真作记录。例如有个电厂技术部门负责人说：我们没有超温问题，设超温记录簿干什么？查评人员随即在巡测仪上检查，发现主蒸汽温度 547℃，超过设计值 540℃，再热器壁温也有一点超温；在另一台炉上发现过热器壁温有一点超温。还有一个电厂在 2001 年超温记录簿上这样写着：2001 年 1 月份无超温现象，2001 年 2 月份无超温现象一直写到 2001 年 12 月份无超温现象，是同一笔迹，没有记录人签名。还有一个厂在一个记录本上只记了一条超温事件：×年×月×日过热器有超温现象，超温的时间（时分）、位置，超温的幅度、原因，分析及调控措施均没有记载。我们注意到在电厂设计中均考虑了温度的监测设施，如自动记录仪、温度巡测仪、计算机屏幕显示及存储等。我们建议要充分利用这些设备，电厂要为每台锅炉配备超温记录簿，要求运行值班人员及时认真填写。

有一个全套设备由国外引进的现代大型火力发电厂,对超温的管理认真有效,值得借鉴。他们在每台炉上都设有《主蒸汽再热汽超温记录簿》、《锅炉受热面超温记录簿》,内有超温时间、设备名称、部件编号、超温幅度、超温原因、所采取的措施以及记录人等栏目。记录及时、真实。我们发现有一个值有5次超温现象,都一一作了记录。生产技术管理部门认真统计分析,拟订整改措施。如1号炉过热器壁温超温频繁,而且难以控制,他们进行专题研究,作了壁温测量,确定了技改措施:加装节流圈以改善由于蒸汽流量偏差引起的壁温超限,施工后彻底解决了这台炉过热器的长期存在的超温问题。

三、超温判据不妥

(1) 有一电厂在运行规程上规定把金属最高允许温度作为超温的判据,而温度测点是装在蛇形管炉外管段上。例如炉内过热器 12Cr1MoV 钢管壁温 $\leq 590^{\circ}\text{C}$ (现在规定 580°C),再热器钢 102 钢管壁温 $\leq 620^{\circ}\text{C}$ (现在规定 600°C),一些受热面 20g 钢管壁温 $\leq 490^{\circ}\text{C}$ (现在规定 450°C),即判定为没有超温,这显然是不对的,因为炉外壁温测值接近于介质温度,此值远低于炉内管子实际壁温。

为了正确判断炉内管子是否超温,可以通过计算得到炉内管子最高壁温,但难以保证其准确性;也可以在炉内装设壁温测点,但测点很容易烧坏;比较简易的办法是通过测温试验,找出炉内与炉外同一条管子对应的壁温关系。在炉外装设壁温测点,此温度值接近于出口介质温度,进而推算出炉内最高壁温。建议参照下列方式推算:屏式过热器再热器炉内管子最高壁温等于炉外壁温加 $100\sim 120^{\circ}\text{C}$;靠近炉膛的对流过热器再热器炉内最高壁温等于炉外壁温加 50°C ;水平烟道后部及尾部烟道内的过热器再热器最高壁温等于炉外壁温加 30°C 。关键是把测点装在壁温最高的管子上,壁温与管子蒸汽流速、温度及所在位置的烟气温度有关。建议与锅炉厂取得联系,并根据已投产的同类型锅炉管子壁温分布规律加以确定。机组投产以后,在大小修期间,在炉内通过外观检查、蠕变测量、取样分析、用仪器测量管子外壁及内壁氧化层厚度,掌握受热面的技术状态,查出温度水平高的管子,必要时在炉外补充追加部分壁温测点,以此作超温的判据比较有效和准确。

(2) 有数台国外引进锅炉,在其说明书上规定:水冷壁、对流过热器、屏式过热器、再热器、省煤器管壁温度不应超过强度计算时所用的数值,并通过热力计算验证。例如二级屏出口汽温 516°C ,计算壁温 585°C ,允许壁温 560°C ;高过出口汽温 545°C ,计算壁温 577°C ,允许壁温 560°C 。国外公司的这一规定指出了壁温监测的方法,我们认为上述数据不一定准确,建议核实,首先所测管壁温度的正确性及代表性要核实,实际情况是各段并列装有测点的蛇形管其壁温的平均值低于该段出口汽温,另一种可能性是测点未选择最高壁温所在的管子,另外虽有屏幕显示,但不能打印留下记录,是否能采集到过热器、再热器、水冷壁管的全部运行时间的壁温值及可能出现的超温幅度,不得而知。宜按强度裕度,选择其中比较薄弱的部位加以记录,并分析其超温情况,作为检修蠕胀检查或割管的依据。

(3) 现代大型锅炉,尤其引进的大型锅炉,过热器再热器管圈一般是变材质变管径的。炉外至联箱的管段一般都采用材质档次较低的钢管。如引进的 600MW 等级锅炉,过热器再热管炉内高温区采用 TP304 或 TP347 钢管,炉外则采用 T_{22} 钢管,制造厂出厂说明书规定过热器管壁温度 $\leq 594^{\circ}\text{C}$,再热器管壁温度 $\leq 607^{\circ}\text{C}$,而温度测点是装在炉外 T_{22}

钢管上的，显然是处在超温运行的范围内。据查一些 600MW 等级的锅炉炉外 T₂₂ 钢管有氧化皮，说明有超温迹象。这件事情告诉我们：对过热器再热器蛇形管，要查清材质、管径，进行全流程监督，包括炉外联箱下的管段，任何区段的管子都不应超温。

四、运行规程超温规定不明确

(1) 许多电厂锅炉运行规程上没有规定超温停炉的条款，或虽有规定，但不确切。例如有的电厂规定锅炉超温是否停炉要看汽机是否打闸停机，也就是说只要汽机不打闸就不停炉，要知道，机炉参数不一定完全匹配，耐温能力不一定完全相同，或汽机虽超温但并未及时发觉，或因人为因素不愿停机，锅炉超温再严重也不停炉，显然是不妥的。超温是锅炉引起的，超温是否需要停炉，规程应作明确规定，让运行值班人员有章可循，临时请示领导表态可能延误时间，甚至会使超温事态扩大。建议把主汽温度、再热汽温度、受热面金属壁温（折算到炉外测点温度）设计值、允许变动范围，超过一定数值、一定时间调整无效应申请停炉。一些进口锅炉说明书、《200MW 级锅炉运行导则》(DL/T610—1996)、《300MW 级锅炉运行导则》(DL/T611—1996)中都有这样的规定。我们建议还应补充一条：当温度继续升高，达到一定数值调整无效应停炉，以免申请延误，扩大事故。

(2) 还有一些电厂规定当汽温达到 $\times\times\times^{\circ}\text{C}$ 时停机，但没有说停炉。我们知道许多进口或国产机组具有停机不停炉的功能。这样会使运行人员有超温只停机不停炉或锅炉超温关系不大，只要不爆管就不停炉的错觉。原电力部通报过停机后锅炉仍在运行造成受热面因超温大面积爆漏的案例。我们建议规程应改为汽温到达 $\times\times\times^{\circ}\text{C}$ 时应停炉或停炉停机。

五、设计不妥引起超温

在查评中我们发现，有些锅炉在设计上存在缺陷。例如：

(1) 炉膛容积偏小，炉膛出口烟温比设计值高约 $100\sim 120^{\circ}\text{C}$ ，致使过热器再热器吸热量增加，引起超温。

(2) 炉膛出口两侧烟速烟温偏差较大，有的差值高达 $150\sim 180^{\circ}\text{C}$ ，进行燃烧调整收效不大，致使烟温高，烟速大的那一侧过热器、再热器存在超温的危险。

(3) 过热器再热器蒸汽流程设计不合理，两侧交插点过少，更为严重的是低蒸汽流速管排又处在高温烟气区，加剧了超温的危险。

(4) 过热器、再热器管子选材上偏紧。例如：①耐温性能较强的 TP347、TP304、T91 钢管用量太少，有些国产 300MW 锅炉，这种材料又没有用到管子温度最高的位置，电厂被迫进行完善改造；②钢 102，前些年建造的锅炉用到 620°C ，因其耐热能力不足，抗氧化能力更差，现在国内标准已降到 600°C ；③12Cr1MoV 过去用到 590°C 现在已降为 580°C ；④20g 过去用到 490°C ，现在降为 450°C 等。上述设计问题给电厂带来了很大的负担，机组投产 7~8 年甚至 3~4 年就暴露出了问题，大面积管子过热爆漏，被迫大批量换管。

我们建议制造厂要优化设计，并向用户提出书面保证，电厂对锅炉设计细节要注意审查，多厂招标，优质优价。

六、不均匀积灰结渣引起超温

有些锅炉，炉膛、屏式过热器、高温过热器、高温再热器不均匀积灰结渣，致使烟温烟速严重偏斜，处于积灰少结渣轻的管子，出现超温，有一台 300MW 国产锅炉正是这

样,加上这台炉炉膛及对流受热面吹灰器质量不过关,没有投入运行,在锅炉的一侧高温过热器多条管过热爆漏,被迫更换了约一半的管子。因此,建议电厂重视吹灰器的维修和正常吹扫工作。

七、汽包减水引起超温

有个别电厂汽泵跳闸,电泵跟踪迟缓,轻者引起给水压力波动,严重者造成汽包水位波动,甚至造成锅炉严重缺水。已发生多起超温停炉事故,至今仍未解决,严重威胁机炉安全运行。我们认为:该厂锅炉给水泵是100%汽泵加50%电泵,当汽泵跳闸,出现RB工况,此时电泵应启动,机炉相应减负荷,这些环节配合不好,则造成水压波动,锅炉缺水。应由机、炉、热工专业联合攻关解决。当然如果采用2×50%汽泵加1×50电泵匹配方式,问题可能就不会出现,至少比较容易解决。

八、调温手段不足引起超温

(1)有几台锅炉喷水减温器调门已全开或者某一组减温器调门已全开,降温幅度受到限制。建议首先从设备系统上查找原因,降低受热面吸热量,进而也解决了超温的危险,其次可以考虑把喷水调节阀改大,管路也要相应改进。

(2)有不少电厂配备有摆动燃烧器,并作为调节再热汽温的主要手段,据了解,有些燃烧器已不能摆动,个别厂已将燃烧器摆动执行机构拆除,失掉了一个调温手段。但也有不少厂摆动燃烧器用得很好,坚持每班做摆动试验,建议电厂作调研,完善摆动装置并投入使用。

(3)有些锅炉装有烟气挡板调温装置。据了解有的出现卡涩开关不动情况。建议在大小修时进行检查维修,机组运行时,定期做开关试验,确保装置完好,能全开全关,灵活好用。

九、超温管理有待提高

据了解目前许多电厂主蒸汽再热汽、受热面管壁超温,虽然也配备了一定的记录打印装置,但主要还是靠人工监视、人工记录、人工统计、人工分析。因为温度的检测控制工作量大、范围广,致使工作很难到位,人为因素太多,再加上许多厂温度控制与个人奖罚挂钩,从客观上分析,温度超限也不完全与操作人员本人的工作有关,还受到设备、系统、负荷大小、燃煤质量条件的制约。为了把温度控制防止超限工作做好,我们认为应建立汽温壁温计算机软件管理系统。鉴于目前对过热器、再热器受热面管是否能按规程所列壁温上限加以控制,以及标准是否合理;所见壁温是否最高;主蒸汽、再热汽温虽有记录但没有通过计算机加以分析整理,不便于主蒸汽再热汽管道的寿命管理。为今后长时间内设备的寿命管理、状态检修及设备在线诊断工作的开展,建议对这一问题宜及早安排解决。

第三节 “四管”爆漏

“四管”爆漏有其周期性:机组投产初期多是管材、焊口、设计、制造、安装方面的问题引起的;过若干年后过热爆破陆续出现;再往后磨损腐蚀问题就会突出起来;水质恶化或运行管理出现大的失误往往会引起大面积爆漏。通过大修或批量换管会稳定一段时