

超临界

火力发电机组化学技术

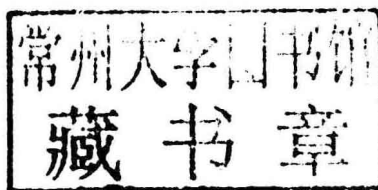
朱志平 周永言 孔胜杰 编著



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

超临界 火力发电机组化学技术

朱志平 周永言 孔胜杰 编著



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

内 容 提 要

本书概述了超临界火力发电机组的发展状况,论述了超临界机组锅炉补给水的净化技术、水化学工况、盐类的携带与沉积特性,金属材料的腐蚀与防护技术,发电机内冷水处理工艺及锅炉氧化皮的生成、脱落及防止方法;介绍了超临界机组基建、调试、启动、运行、停运、大修期间的化学监督技术,超临界机组的油(气)特性及节水与废水回用技术。

本书可供超临界火力发电机组运行人员、电厂化学研究人员及管理人员和高等院校相关专业师生参考使用。

图书在版编目(CIP)数据

超临界火力发电机组化学技术/朱志平,周永言,孔胜杰编著. —北京:中国电力出版社,2012.5
ISBN 978-7-5123-3014-6

I. ①超... II. ①朱... ②周... ③孔... III. ①火力发电-发电机-超临界机组-化学处理-技术 IV. ①TM621.3

中国版本图书馆CIP数据核字(2012)第092570号

中国电力出版社出版、发行

(北京市东城区北京站西街19号 100005 <http://www.cepp.sgcc.com.cn>)

航远印刷有限公司印刷

各地新华书店经售

*

2012年8月第一版 2012年8月北京第一次印刷
787毫米×1092毫米 16开本 23.75印张 566千字
印数 0001—3000册 定价 68.00元

敬告读者

本书封底贴有防伪标签,刮开涂层可查询真伪
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

火力发电机组的参数越高，其热能利用率也就越高，发电的经济性也越好，这是经过理论与实践检验的事实，也是锅炉向超临界、超超临界参数发展的依据所在。但机组参数越高，对水处理技术的要求也越严：首先，锅炉参数高，局部热负荷也高，局部浓缩倍率更高，对水中残余杂质更敏感；其次，与之配套的汽轮机采用的合金材质，在经热处理提高强度后，对蒸汽纯度更敏感，更易引起腐蚀问题；再者，随着蒸汽参数的提高，盐类与腐蚀产物在蒸汽中的溶解度大幅升高，汽轮机的积盐与腐蚀问题会更突出。

早在 20 世纪 60 年代初，美国、日本、苏联就开始发展大型超临界机组。20 世纪 80 年代后，随着金属材料研究应用的进步、电站辅机及系统的成熟，超临界发电技术也得到了迅速发展。近十年来，高效超临界发电技术在日本和欧洲得到了迅速发展，投运的高效超临界机组取得了良好的运行业绩，已投运的高效超临界机组一般为 700~1000MW。美国第一台超临界 125MW 试验机组于 1957 年投产，安装在费洛电厂，参数为 31MPa/621℃/566℃/566℃。第二台超临界机组为 1959 年投入运行的埃迪斯坦电厂的 1 号机组（325MW），参数为 34.4MPa/650℃/566℃/566℃，后来由于材质问题，将参数降为 24.4MPa/610℃/560℃/560℃运行。到目前为止，美国约有 160 台超临界机组，运行容量为 86GW，占美国燃煤电厂机组总容量的 15%。德国是世界上研制超临界机组最早的国家之一，1956 年参数为 29.3MPa/600℃（无再热）的第一台超临界机组（117MW）投产，其参数已经是超超临界参数，到 1983 年德国共有 16 台超临界机组投运。20 世纪 90 年代，欧洲加快了建设超临界机组的步伐，建设了一批高效率的超临界和超超临界机组，西欧约有 60 台超临界机组在运行，大部分在德国、意大利和丹麦（含燃油机组）。日本研制的参数为 31MPa/566℃/566℃/566℃的川越电厂 1 号机组于 1989 年投入运行，是世界上第一台 700MW 超超临界机组。从 1993 年开始，新建电厂的蒸汽参数已提高到超超临界的范围内，温度约为 611℃。日本由于在材料和冶金方面的技术进步，已成为超临界火力发电技术世界领先的国家之一。

我国自 20 世纪 80 年代开始发展超临界机组，首台超临界机组 2×600MW（24.2MPa/538℃/566℃）于 1991 年和 1992 年在上海石洞口电厂投产运行，是成套引进国外技术的超临界机组。我国国产第一台 600MW 超临界机组于 2004 年 12 月

在华能沁北电厂成功投运，锅炉供货方为东方锅炉厂，其技术支持方为日本 BHK 公司；锅炉为超临界参数变压直流本生型锅炉，一次再热，单炉膛，尾部双烟道结构。600MW 超临界机组与 600MW 亚临界机组相比，发电效率提高约 3%，发电煤耗减少 15g/(kWh)，以目前的煤价计算，一台 600MW 超临界机组一年可节约 2268 万元。华能玉环电厂是国内第一个开始建设的国产百万千瓦超超临界燃煤机组项目，总装机容量为 4×1000MW 超超临界机组，工程于 2004 年 6 月开工建设，第一台机组于 2006 年 10 月成功投运，第二台机组于 2006 年 12 月并网发电，它是国内单机容量最大、参数最高、技术最为先进的百万千瓦超超临界电站锅炉。该机组商业运行半年后的现场测试表明：锅炉效率为 93.88%，汽轮机热耗为 7295.8kJ/(kWh)，额定负荷下机组的发电煤耗为 270.6g/(kWh)，氮氧化物排放为 270mg/m³，供电煤耗为 283.2g/(kWh)。机组热效率高达 45.4%，达到国际先进水平；二氧化硫排放浓度为 17.6mg/m³，优于发达国家的排放控制指标，各项技术性能指标均达到了设计值。

截至 2011 年底，全国发电设备装机容量为 1055.76GW，总发电量为 47 217 亿 kWh。其中，火电 765.46GW，占全部装机容量的 72.5%，发电量 38 975 亿 kWh，占总发电量的 82.54%；另外，水电 230.51GW，核电 11.9GW，风电 47GW。全国在役火电机组中，300MW 及以上机组比重提高到 70% 以上，其中 600MW 及以上清洁机组近 40%（其中 1000MW 超超临界机组 39 台，600MW 超超临界及超临界机组 200 台以上）。因此，研究超临界火力发电机组的化学技术问题，提高机组的运行与安全水平，是十分迫切且极具现实意义的工作。

本书分 11 章，广东电网公司电力科学研究院周永言编写第五章、第七章、第八章，宁夏电力公司电力科学研究院孔胜杰编写第一章、第九章、第十一章，长沙理工大学汪红梅编写第十章，长沙理工大学朱志平编写第二章、第三章、第四章、第六章，并负责统稿。熊书华、张辉、荆玲玲、郭小翠、周瑜、赵永福、谭铮辉、付晶、曾彬等在资料收集、整理与翻译中做了大量工作，在此表示衷心感谢！

本书既适合超临界火力发电机组运行人员、电厂化学研究人员及管理人员工作时参考；又可供高等院校相关专业师生参阅。

限于作者水平，书中难免存在疏漏与不足之处，恳请读者批评指正。

作者

2012 年 2 月

前言

第一章 超临界火力发电技术概述	1
第一节 超临界机组发展概述	1
第二节 超临界机组的热力系统	6
第三节 超临界机组的化学问题	8
参考文献	10
第二章 超临界锅炉补给水的净化处理	11
第一节 补给水的净化处理	11
第二节 补给水的全膜法处理	13
第三节 锅炉补给水中有机物的去除方法	26
参考文献	46
第三章 超临界机组的凝结水精处理	52
第一节 概述	52
第二节 凝结水的前置过滤	55
第三节 凝结水高速混床处理	60
第四节 凝结水精处理混床的氨化运行	70
参考文献	75
第四章 超临界锅炉的水化学工况	77
第一节 超临界机组的水化学特征	77
第二节 还原性全挥发处理[AVT(R)]	80
第三节 弱氧化性全挥发处理[AVT(O)]	90
第四节 加氧处理(OT)	101
第五节 超临界锅炉水化学工况转换方法	113
第六节 超临界机组水汽控制标准	118
第七节 超临界机组水汽监控指标及意义	123
参考文献	128

第五章 超临界机组中盐类的携带与沉积特性	131
第一节 超临界状态下的水汽特性.....	131
第二节 腐蚀产物与盐分在超临界蒸汽中的携带.....	134
第三节 蒸汽携带物在汽轮机部件上的沉积.....	142
第四节 腐蚀产物及盐类沉积后的解决方法.....	146
参考文献.....	151
第六章 超临界机组金属材料的腐蚀与防护	153
第一节 水汽系统腐蚀特性概述.....	153
第二节 锅炉系统的腐蚀与防护.....	158
第三节 汽轮机系统的腐蚀与防护.....	166
第四节 超临界机组的停备用保护技术.....	170
第五节 锅炉化学清洗技术.....	174
第六节 锅炉烟气侧的腐蚀.....	179
第七节 脱硫系统的腐蚀与防护.....	184
第八节 脱硝系统的腐蚀与防护.....	187
参考文献.....	190
第七章 超临界机组发电机内冷水处理	195
第一节 发电机内冷水处理概述.....	195
第二节 铜合金腐蚀特性与影响因素.....	202
第三节 发电机内冷水的相关标准.....	218
第四节 发电机内冷水的处理方法与进展.....	223
参考文献.....	231
第八章 超临界锅炉氧化皮的生成、脱落及防止	234
第一节 超临界锅炉氧化皮问题概述.....	234
第二节 超临界机组中的金属材质.....	240
第三节 锅炉对流受热面钢材的氧化特性.....	250
第四节 水蒸气对钢材的高温氧化及其特征.....	251
第五节 钢材氧化皮的缺陷与脱落.....	257
第六节 减轻与防止氧化皮产生的方法.....	262
第七节 化学水工况对氧化皮的影响.....	264
参考文献.....	268
第九章 超临界机组的化学监督	271
第一节 化学监督概述.....	271
第二节 机组基建与调试阶段的化学监督.....	273

第三节	机组启动阶段的化学监督	276
第四节	机组运行阶段的水汽质量监督	277
第五节	停运阶段的化学监督	283
第六节	机组大修阶段的化学监督	284
第七节	化学监督仪表的常见问题	289
	参考文献	291

第十章 超临界机组的油(气)特性

第一节	运行变压器油系统的监督维护技术	293
第二节	运行汽轮机油系统的监督维护技术	306
第三节	运行抗燃油系统的监督维护技术	316
第四节	润滑油系统的腐蚀与防护	329
第五节	六氟化硫特性与监督维护	330
第六节	运行六氟化硫的污染控制及净化	339

第十一章 超临界机组的节水与废水回用技术

第一节	火电厂用水中存在的问题	342
第二节	节水的方向与技术	344
第三节	火电厂各种废水的特性与处理技术	356
第四节	火电厂零排放技术	365
	参考文献	369

超临界火力发电技术概述

第一节 超临界机组发展概述

一、超临界机组发展概况

所谓超临界机组是指其主蒸汽压力和温度超过水的临界参数（水的临界点：临界压力 22.12MPa、临界温度 374.15℃）的发电机组，目前常规超临界机组蒸汽参数一般为 24.2MPa/538℃/566℃或 24.2MPa/566℃/566℃。超超临界机组是指其主蒸汽压力超过 25MPa、温度超过 566℃的发电机组。目前国外超超临界机组参数为初压力 24.1~31.0MPa、主蒸汽/再热蒸汽温度 580~600℃/580~610℃，国内超超临界机组参数为初压力 25.0~26.5MPa、主蒸汽/再热蒸汽温度 600℃/600℃。通常而言，火电机组随着蒸汽参数的提高，机组效率不断上升。据实际运行的燃煤机组统计结果表明：亚临界机组（17MPa/538℃/538℃）的净效率为 37%~38%，一般超临界机组（24MPa/538℃/538℃）的净效率为 40%~41%，超超临界机组（30MPa/566℃/566℃/566℃）的净效率为 44%~45%。从供电煤耗来看，亚临界机组为 330~340g/(kWh)，超临界机组为 310~320g/(kWh)，超超临界机组则为 290~300g/(kWh)。

超临界火力发电技术已十分成熟，美国于 1957 年投运了第一台 125MW 超临界试验机组，在 20 世纪六七十年代投运了一大批超临界机组，到 1986 年，共有 166 台机组投入运行，总功率达 110GW，其中 800MW 以上的机组有 107 台，1300MW 机组至今已有 9 台投入运行，蒸汽参数大多为 24.1MPa/538℃/538℃。苏联自 1963 年投运第一台 300MW 超临界机组以来，到 1985 年已有 187 台超临界机组投入运行，总功率达 68GW，单机功率有 300、500、800、1200MW 四种，蒸汽参数为 23.5MPa/540℃/540℃。日本自 1967 年从美国引进第一台 600MW 超临界机组以来，到 1984 年共有 73 台超临界机组投入运行，其中 600MW 机组 31 台，700MW 机组 9 台，1000MW 机组 5 台，蒸汽参数一般为 24.1MPa/538℃/566℃，在新增的火电机组中，约 80%为超临界机组。

到 20 世纪 90 年代，各国开始进一步提高蒸汽参数。德国是发展超超临界发电技术最早的国家之一，蒸汽参数一般为 25MPa/545℃/545℃，2003 年投产的 Niederaussen 电厂的机组功率为 965MW，参数为 26MPa/580℃/600℃，设计热效率为 44.5%。日本投运的超临界机组蒸汽温度逐步由 538℃/566℃提高到 538℃/593℃、566℃/593℃及 600℃/600℃，蒸汽压力则保持 24~25MPa，容量以 1000MW 居多，参数为 31MPa/566℃/566℃/566℃的 2 台 700MW 二次再热的超超临界燃液化天然气的机组于 1989 年和 1990 年在川越电厂投入运

行, 机组净效率达 44%。目前日本正在研究参数为 31.4MPa/593℃/593℃/593℃, 34.3MPa/649℃/593℃/593℃及 30MPa/630℃/630℃的机组, 净效率将达到 44%~45%。丹麦十分重视超超临界机组的发展, 在提高机组蒸汽参数的同时, 利用低温海水冷却, 大幅提高机组效率, 1998 年投运的 ordjylland 电厂, 其机组参数为 400MW、28.5MPa/580℃/580℃/580℃, 机组效率高达 47%; 2001 年投运的 AVV2 电厂一台超超临界机组, 其机组效率高达 49%, 是目前世界上运行效率最高的超超临界机组。

我国从 20 世纪 80 年代后期起开始重视发展超临界火电机组。上海石洞口二厂引进的 2 台 600MW、24.2MPa/538℃/566℃超临界变压运行机组于 1991 年和 1992 年投入运行。从苏联引进的南京热电厂 2×320MW、营口电厂 2×300MW、天津盘山电厂 2×500MW、内蒙古伊敏电厂 2×500MW、辽宁绥中电厂 2×800MW 共 4800MW 的超临界机组已陆续投运。我国国产第一台 600MW 超临界机组于 2004 年 12 月在华能沁北电厂成功投运, 锅炉供货方为东方锅炉厂, 其技术支持方为日本 BHK 公司, 锅炉为超临界参数变压直流本生型锅炉, 一次再热、单炉膛、尾部双烟道结构。600MW 超临界机组与 600MW 亚临界机组相比, 发电效率提高约 3%, 发电煤耗降低 15g/(kWh), 以目前的煤价计算, 一台 600MW 超临界机组一年可节约 2268 万元。华能玉环电厂是国内第一个开始建设的国产百万千瓦超超临界燃煤机组项目, 为 4×1000MW 超超临界机组, 工程于 2004 年 6 月开工建设, 第一台机组于 2006 年 10 月成功投运, 第二台机组于 2006 年 12 月并网发电, 它是国内单机容量最大、参数最高、技术最为先进的百万千瓦超超临界电站锅炉。该机组商业运行半年后的现场测试表明: 锅炉效率为 93.88%, 汽轮机热耗为 7295.8kJ/(kWh), 额定负荷下机组的发电煤耗为 270.6g/(kWh), 氮氧化物排放为 270mg/m³, 供电煤耗为 283.2g/(kWh); 机组热效率高达 45.4%, 达到国际先进水平; 二氧化硫排放浓度为 17.6mg/m³, 优于发达国家排放控制指标, 各项技术性能指标均达到了设计值。

表 1-1 给出了我国引进超临界机组情况, 表 1-2 给出了国产超(超)临界机组性能比较情况, 表 1-3 给出了国产超超临界锅炉特性比较情况。

表 1-1 我国引进超临界机组情况

电厂名称	制造厂	台数	功率(MW)	参数(MPa/℃/℃)
石洞口二厂	ABB/CE-SULZER	2	600	24.2/538/566
盘山电厂	苏联	2	500	23.54/540/540
华能南京电厂	苏联	2	320	23.54/540/540
外高桥电厂二期	西门子/ABB-ALSTHOM	2	900	24.19/538/566
营口电厂	苏联	2	300	25.01/545/545
伊敏电厂	苏联	2	500	25.0/545/545
绥中发电厂	苏联	2	800	25.0/545/545
漳州厚石	三菱	6	600	25.4/542/569

表 1-2 国产超(超)临界机组性能比较情况

项目	沁北电厂 600MW 超临界机组	营口电厂 600MW 超超临界机组	玉环电厂 1000MW 超超临界机组	北疆电厂 1000MW 超超临界机组
主蒸汽参数(MPa/℃/℃)	24.5/566/566	25/600/600	26.25/600/600	26.25/600/600

续表

项 目	沁北电厂 600MW 超临界机组	营口电厂 600MW 超超临界机组	玉环电厂 1000MW 超超临界机组	北疆电厂 1000MW 超超临界机组
汽轮机热耗[kJ/(kWh)]	7522(THA)	7428(THA)	7316(BMCR)	7316(BMCR)
锅炉效率(%)	93.0	93.34	93.65	93.86
管道效率(%)	99	99	98	98
机组绝对效率(%)	47.86	48.465	—	—
发电厂热效率(%)	44.06	44.8	45.16	45.16
发电煤耗[g/(kWh)]	279.15	274.65	272	272
厂用电率(含脱硫,%)	6.29	6.623	6.5	6.5
供电标准煤耗[g/(kWh)]	297.887	292.898	290.9	290.9

表 1-3 国产超超临界锅炉特性比较情况

项目名称	哈锅(HBC)	东锅(DBC)	上锅(SBWC)
技术支持方	三菱公司(MHI, JAPAN)	巴布科克-日立公司 (BHK, JAPAN)	阿尔斯通公司 (API, USA)
锅炉类型	π 型炉/单炉膛 燃烧器八角双切圆	π 型炉/单炉膛 燃烧器前后墙对冲	π 型炉/单炉膛 燃烧器八角双切圆
炉膛尺寸 (2810t/h, m)	31.016×15.314×65.500	31.052×15.558×63.000	35.496×13.208×64.860
炉膛尺寸 (2950t/h, m)	32.084×15.670×66.400 (33383m ³)	31.052×15.558×65.000 (31402m ³)	34.290×15.545×67.039 (3100m ³)
水冷壁形式	垂直管圈带中间混合联箱 波纹管+光管	螺旋管圈+上部垂直管圈 波纹管+光管	垂直管圈 波纹管+光管
启动系统	分离器/储水箱+启动循环泵	分离器/储水箱+启动循环泵	分离器/储水箱/疏水泵 +启动循环泵
过热器系统	低温过热器、分隔屏过热器、 屏式过热器、高温过热器	顶棚+包墙、低温过热器、 屏式过热器、高温过热器	顶棚+包墙、分隔屏过热器、 屏式过热器、高温过热器
过热蒸汽 调温方式	煤水比/三级减温水 燃烧器倾角	煤水比/二级减温水	煤水比/二级减温水 燃烧器倾角
再热器系统	低温再热器、高温再热器	低温再热器、高温再热器	低温再热器、高温再热器
再热蒸汽 调温方式	尾部调温挡板 燃烧器倾角 事故喷水	尾部烟气挡板 事故喷水	燃烧器倾角 过量空气系数 事故喷水
高温过热器	Super304H	Super304H	Super304H
受热面管材	HR3C	HR3C	HR3C TP347H Super304H
屏式过热器 受热面管材	Super304H HR3C	Super304H HR3C	T91 TP347H HR3C

续表

项目名称	哈锅(HBC)	东锅(DBC)	上锅(SBWC)
分隔屏过热器 受热面管材	T22 TP347H	无	T12 T91 TP347H
高温再热器 受热面管材	T22 Super304H HR3C	Super304H HR3C	TP347H HR3C
锅炉效率(%)	≥93.65(900MW)	≥93.84(900MW)	≥93.68(900MW)
	≥93.65(1000MW)	≥93.84(1000MW)	≥93.86(1000MW)
NO _x 保证值	360mg/m ³ (标态,6%O ₂)	350mg/m ³ (标态,6%O ₂)	350mg/m ³ (标态,6%O ₂)

目前,世界各国都在大力发展高参数的超超临界机组。如欧洲正在执行的“AD-700℃计划”(1998—2014),规划建设参数为37.5MPa/700℃/720℃/720℃的超超临界机组,可使电厂的净效率提高到55%(对于低的海水冷却水温度)或52%左右(对于内陆地区和冷却塔);美国组织和支持的“760℃”计划,目标是研制适合蒸汽参数为38.5MPa/760℃的新合金材料,将超超临界机组的主蒸汽温度提高到760℃的水平,从而大大提高超超临界机组的效率;我国超超临界机组发展重点偏重于材料研发方面,其目标是将主蒸汽温度的600~610℃平台,依次跃升到650~660℃、700~710℃、750~760℃三个台阶,并把初压力提高到35MPa以上,使汽轮机效率大幅提高。

截至2011年10月,全国在役火电机组中1000MW超超临界机组有39台,600MW超超临界及超临界机组超过200台,因此,研究超临界机组的化学技术问题,进一步提高机组的运行与安全水平,是一项十分迫切且具有现实意义的工作。

二、超临界机组的发展因素

超临界机组具有几大特点:①热效率高,热耗低,超临界机组比亚临界机组可降低热耗约2.5%,由此降低了能源消耗和大气污染物的排放量。②超临界压力时水和蒸汽的比体积相同、状态相似,单相的流动特性稳定,没有汽水分层和在中间集箱处分配不均的困难,回路比较简单。③超临界参数锅炉水冷壁管道内单相流体阻力比亚临界汽包锅炉双相流体阻力低。④超临界压力下工质的导热系数和比热比亚临界的高,比体积和流量比亚临界的小,故超临界参数锅炉水冷壁管内径较细,汽轮机的叶片可以缩短,汽缸可以变小,可降低重量与成本。⑤超临界压力锅炉采用汽水分离器,内部装置简单,制造工艺容易。⑥启动、停炉快。超临界压力锅炉允许增减负荷的速度快,启动、停炉时间短。一般在较高负荷(80%~100%)时,其负荷变动率可达10%/min。⑦超临界参数锅炉的水质要求较高,使水处理设备费用增加,例如蒸汽中铜、铁和二氧化硅等固形物的溶解度是随着蒸汽比重的减小而增大的,因而在超临界压力下,即使温度不高,铜、铁和二氧化硅等的溶解度也很高,为防止锅炉蒸发受热面及汽轮机叶片上结垢,超临界参数锅炉需进行100%的凝结水精处理。

发展超临界机组是技术经济比较合理与日益提高的环保标准所要求的。

(1)从宏观来看,影响一座电站技术经济性的主要因素有:①由机组容量和参数决定的投资与电站效率。在一定范围内,汽轮机的主蒸汽温度或再热蒸汽温度每提高10℃,机组

热耗一般可下降 0.25%~0.3%，按电厂运行 30 年计算，可节约 1610 万~2100 万元人民币。②取决于燃料价格，在一定范围内，主蒸汽压力由 26.15MPa 提高到 29.15MPa，电厂效率可提高 0.4%，按电厂运行 30 年计算，可节约煤价约 2800 万元人民币。③运行及维修费用。④机组的可用率和强迫停运率。⑤运行方式（是带基本负荷、尖峰负荷，还是两班制运行）。

(2) 从热力学技术角度考虑，从锅炉本体和热力系统设计而言，要提高技术经济性，可以提高初参数、降低终参数、利用再热、利用回热。对于提高循环热效率的诸多途径而言，降低终参数受环境温度的限制；利用中间再热受锅炉尾部热力条件（可能的吸热量）和布置（一般为一级，极限二级）上的限制；利用回热则会受到技术经济比较上的制约（一般不超过 8 级）。因此，提高初参数成为唯一的通路。参数的提高包括压力和温度的提高，其中温度提高将受当前材料性能的制约，主要是高温性能和焊接性能（包括异种钢焊接）。当温度高于 600℃时，T91 已不能满足长期安全运行的要求。对于调峰任务重的机组，金属的疲劳失效是一个需要考虑的问题；在高温下长期运行的金属材料，由于积累损伤导致的多量蠕变孔洞也是一个需要重点考虑的问题。对于超临界机组，要保证金属材料的强度，仅仅从增加壁厚的角度是不够的，需要开发新的材料，否则部件壁厚增加会增大机组启停和变工况运行时的热应力。

三、超临界参数锅炉的水动力学特性

超临界参数锅炉的技术关键是水冷壁，经过长期的实践检验，螺旋管圈与垂直管屏水冷壁成为目前的技术主流，它们都可在超临界压力下工作，管内工质的温度随着吸热量的增加而提高；其不同点是螺旋管圈适用于变压运行，而垂直管屏适用于定压运行。

工质比体积在拟临界温度附近的大比热容区内发生急剧变化，但工质温度变化不大。压力越高，拟临界温度向高温区推移，大比热容特性逐渐减弱。工质比体积的急剧变化必然导致膨胀量增大，从而引起水动力不稳定或膜态沸腾状况。在大比热容区外，工质比热容很小，温度随吸热变化很大。根据超临界压力下工质的热物理特性，控制下辐射区水冷壁的吸热量，使大比热容区避开受热最强的区域，是超临界参数锅炉机组设计和运行的关键。

超临界压力下水冷壁管内发生膜态沸腾主要是由于管子内壁面附近的流体黏度、比热容、导热系数、密度等物性参数发生显著变化而引起的。这些物性参数随温度的升高而剧烈下降，管中心的流体黏度大，而壁面处的流体黏度降低，由此产生黏度梯度，引起流体边界层的层流化。同时，在边界层中的流体密度降低，产生浮力，促使紊流传热层流化。边界层中的流体导热系数降低，又使导热性差的流体与管壁接触，且壁面处的流体速度远低于管中心的流体速度，在热负荷较大时就可能导致传热恶化。相关研究结果表明：超临界压力下的传热恶化，还与热负荷及工质的质量流速有关，传热恶化首先发生在管子的入口处，因此管子入口不应布置在热负荷最高的燃烧器区域，同时在任何负荷下都需要维持比较高的质量流速。

四、超临界机组的一些特殊要求

1. 锅炉

由于超临界参数锅炉的温度和压力比亚临界参数锅炉的高，因此对超临界参数锅炉提出了一些特殊的要求：

(1) 超临界参数锅炉受热面工作条件比亚临界参数锅炉的差, 因此对受热面钢种、管道规格等的选择提出了较高的要求。尤其是在过热器管选择时, 更应注意所用钢材的抗腐蚀性和晶粒度指标。沁北电厂采用 SUS347 替代在亚临界压力锅炉上常用的 SUS321, 就是考虑到 SUS321 的晶粒大, 易形成氧化层 (Fe_3O_4), 脱落后将引起汽轮机“硬粒冲蚀”的问题。

(2) 保证锅炉在各种工况下水动力的可靠性, 在各种负荷下, 从亚临界压力到超临界压力广泛的运行工况范围内, 水冷壁出口温度上下波动幅度必须限定在规定的范围内, 确保水动力稳定性不受破坏; 尤其当水冷壁悬吊管系中设有中间联箱时, 必须采取措施避免在启动分离器干湿转换、工质为两相流时, 联箱中出现流量分配不均匀而使悬吊管温差超限, 导致悬吊管扭曲变形等问题。

(3) 超临界变压运行锅炉水冷壁对炉内热偏差的敏感性较强, 当采用四角切圆燃烧方式时, 必须采取有效消除烟气温度偏差的措施, 锅炉出口两侧最大烟温差不得大于 50°C 。

2. 汽轮机

超临界压力机组是由直流炉供汽的, 溶解于蒸汽中的杂质较多, 蒸汽在汽轮机的通流部分做功后压力降低, 原先溶解的物质会释放出来, 产生积盐现象; 另外, 主蒸汽管道、过热器与再热器会出现氧化皮脱落问题, 导致固体“硬粒冲蚀”。针对超临界机组固体“硬粒冲蚀”这一突出问题, 哈尔滨汽轮机厂采取了以下几种措施: 对通流部件进行表面硬化处理; 从防磨角度优化通流部分进汽角度, 减轻对叶片的冲蚀; 采用全周进汽和调节汽门合理管理系统以降低启动流速, 减小硬粒冲击能量等。

超临界参数汽轮机由于主蒸汽参数及再热蒸汽参数的提高, 尤其是温度的提高, 使得一些亚临界机组使用的材料, 已不能适应超临界参数汽轮机的工作状况, 因此在选材问题上给予了高度重视。主蒸汽调节阀壳体和主蒸汽管采用 9%Cr 锻钢, 以适应主蒸汽温度和压力变化的要求。低压缸进汽温度由亚临界机组的 320°C 升至 370°C , 亚临界机组使用的普通 30Cr2Ni4MoV 转子材料的长期时效脆性敏感性高, 不能满足长期安全运行的要求, 因此采用了超纯 30Cr2Ni4MoV 转子材料, 降低材料的长期时效脆性敏感性, 使超临界机组的低压转子能够长期安全运行。汽缸结构设计上应采取防止蒸汽旋涡振荡的措施, 避免由于高压缸入口压力高、汽流密度大, 使调节级复环径向间隙处发生蒸汽旋涡振荡所引起的轴承不稳定振动。通常以高压调节级处出现蒸汽振荡的可能性最大, 设计上采用有成熟经验的叶型, 并进行动强度核算, 避免轮系振动频率与喷嘴尾迹扰动力频率重合所产生的共振。

第二节 超临界机组的热力系统

一、超临界机组的水汽系统

超临界机组的水汽系统如图 1-1 所示, 其水汽流程为: 补给水水处理设备→凝汽器补水箱→凝汽器→凝结水泵→凝结水精处理装置→轴封加热器→低压加热器→除氧器→给水泵→高压加热器→省煤器→水冷壁管→启动分离器→过热器→汽轮机高压缸→低温再热器→高温再热器→汽轮机中压缸→汽轮机低压缸→凝汽器。

为保证运行的安全、经济和灵活, 火电厂热力系统通常由若干个相互作用、协调工作, 并具有不同功能的子系统组成, 主要有蒸汽中间再热系统、给水回热系统、对外供热系统、

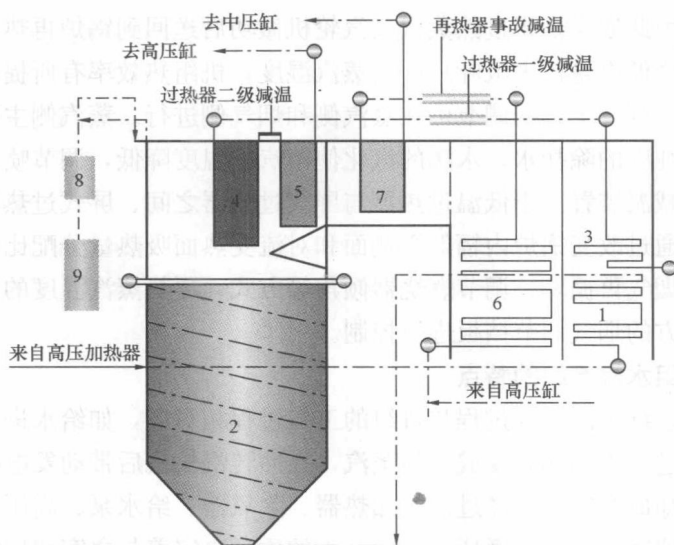


图 1-1 超临界直流机组水汽系统示意

1—省煤器；2—炉膛；3—低温过热器；4—屏式过热器；5—末级过热器；
6—低温再热器；7—高温再热器；8—分离器；9—储水罐

废热利用系统、蒸发器系统、旁路系统和疏水系统等。

(1) 蒸汽中间再热系统：将蒸汽从汽轮机的中间级引出，到锅炉再热器中重新加热，然后送回汽轮机的下一级继续做功的系统。其目的是在提高初压力的情况下，使汽轮机尾部蒸汽的湿度不致过大，保证汽轮机长期安全工作。根据压力提高的程度，可装设一次或二次中间再热系统。

(2) 给水回热系统：由汽轮机不同压力的中间级处抽出部分蒸汽用于加热凝结水和给水的系统。这部分回热用抽汽做的功没有冷源损失，是提高火电热经济性的主要措施之一。超临界机组通常采用 7~8 级回热加热系统。

(3) 对外供热系统：用汽轮机做过功的蒸汽对外界供热的系统。多用于热电厂。

(4) 废热利用系统：回收电厂中排汽、排水热量的系统。其目的是减少工质和热量损失，主要包括汽轮机轴封冷却器、自然循环汽包炉的连续排污扩容器和排污水冷却器。

(5) 蒸发器系统：采用蒸发器以生产电厂锅炉补给水的系统。高压汽包锅炉和直流锅炉要求高度纯净的补给水，以往一般采用蒸发器的蒸馏水，即用汽轮机的中间抽汽加热软化水并使之蒸发，生成的二次蒸汽在回热系统中冷却凝结成水作为补给水。由于此系统增加热力系统的复杂性和设备投资，降低热经济性，现已逐渐被化学水处理技术所取代。

(6) 旁路系统：使锅炉产生的蒸汽全部或部分绕过汽轮机或过热器，经减温减压后直接排入凝汽器或大气的系统。其功能是在机组启、停及发生事故时，协调锅炉产汽量和汽轮机用汽量的不均衡，保护汽轮机和再热器，改进机组启动和负载特性，具有启动调节、安全保护和回收工质的三重作用。旁路系统通常有过热器旁路、汽轮机旁路和三用阀旁路等类型。

(7) 疏水系统：用于排除蒸汽设备及管道中的凝结水和水容器的溢流水的系统。它可保证各设备的正常工况并减少热力系统中的工质损失，有启动疏水和经常疏水两种。

(8) 过热器及再热器系统：仅提高压力而不相应地提高蒸汽温度，过热蒸汽在汽轮机膨

胀做功后湿度大，因此通常是将过热蒸汽在汽轮机做功后送回到锅炉再热器加热，再回到汽轮机做功，这样可降低汽轮机末级叶片中的蒸汽湿度，机组热效率有所提高。

(9) 汽温调节系统：蒸汽的调节可在蒸汽侧和烟气侧进行。蒸汽侧主要是喷水减温，在高温蒸汽中喷入高纯度的除盐水，水滴的汽化使蒸汽的温度降低，调节喷入的水量，可以调节汽温；调温喷水减温装置位于低温过热器与屏式过热器之间、屏式过热器与高温过热器之间。烟气侧主要是通过改变锅炉内辐射受热面和对流受热面吸热量分配比例的方法来调节蒸汽温度的，主要有烟气再循环、调节燃烧器倾角等方式；再热蒸汽温度的调节通过位于省煤器和低温再热器后方的烟气调节挡板进行控制。

二、超临界机组水汽系统的特点

水在热力设备系统中的相变过程与机组的工作过程相对应，如给水进入锅炉加热后变成蒸汽，流经过热器进一步加热后变成过热蒸汽，在冲转汽轮机后带动发电机发电，做功后蒸汽进入凝汽器被冷却成凝结水，经过低压加热器、除氧器、给水泵、高压加热器又回到锅炉中，完成一个完整的循环。在此循环过程中，水的质量决定着与之密切接触的锅炉炉管的工作状况（如结垢、积盐、腐蚀）与服役寿命，因此，高质量的补给水与给水优化调节是事关机组经济、安全运行的大事。

第三节 超临界机组的化学问题

锅炉机组的参数越高，热能利用率越高，发电的经济性越好，但对水处理技术的要求也越严格：首先，锅炉参数高，局部热负荷也高，局部浓缩倍率更高，对水中残余杂质更敏感；其次，与之配套的汽轮机中采用的合金材料，在经热处理提高强度后，对蒸汽纯度更敏感，更易引起腐蚀问题；再者，随着蒸汽参数的提高，盐类与腐蚀产物在蒸汽中的溶解度大幅升高，汽轮机的积盐、腐蚀问题也更为突出。

机组的汽水品质是影响热力设备安全、经济运行的重要因素之一，蒸汽的品质是指蒸汽中杂质含量的多少，也就是指蒸汽的清洁程度。蒸汽中的杂质包括气体杂质和非气体杂质。蒸汽中常见的气体杂质有 O_2 、 N_2 、 CO_2 、 NH_3 等，气体杂质若处理不当，可能会引起金属腐蚀，且 CO_2 还可参与沉淀过程。蒸汽中的非气体杂质主要有钠盐、硅酸盐等，蒸汽含有非气体杂质又称蒸汽含盐。含有杂质的蒸汽通过过热器时，一部分杂质可能沉积在过热器管内，影响蒸汽的流动与传热，使管壁温度升高，加速钢材蠕变甚至超温爆管。蒸汽中携带的盐类还可能沉积在管道、阀门、汽轮机叶片上，若沉积发生在蒸汽阀门处，则会使阀门动作失灵；若沉积发生在汽轮机叶片上，则会使叶片表面粗糙、叶型改变和通流截面减小，导致汽轮机效率和出力降低，轴向推力增大，严重时还会影响转子的平衡而更大的事故。

一、机组水汽系统中微量杂质的来源

(一) 锅炉补给水中带入的杂质

锅炉补给水虽经多级处理，但仍有微量杂质残留，如 K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 Al^{3+} 、 Fe^{3+} 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 、 HCO_3^- 、 SiO_2 等。有些杂质含量低于一般分析方法与仪器的检测限而测不出，但在垢样成分中却能检测到（可能因为杂质浓缩所致）。另外，当水源中有机物含量高而处理手段不足以有效去除时，会有有机物及其分解产物进入热力系统；当预处理设备不

完备或运行不良时,胶体硅会漏入热力系统而影响水汽品质。

(二) 凝汽器管泄漏带入的杂质

凝汽器管泄漏是一种比较常见的现象,随着冷却水污染的日益严重,凝汽器管的腐蚀与穿孔问题更加突出,由此将冷却水中的各种盐类及非活性硅、有机物、微生物和 O_2 、 CO_2 等气态杂质带入凝结水中,这是影响机组水汽质量、引起炉管结垢与汽轮机结盐的重要原因之一。即使有凝结水精处理装置的机组,除延缓机组停机时间外,也不能根本消除凝汽器泄漏带来的问题(凝结水精处理装置不能去除胶体硅,交换容量也有限)。

(三) 水汽系统自身的腐蚀产物

机组在停用、运行时,因腐蚀而产生铜、铁及其他金属氧化物。通常而言,机组运行时的腐蚀程度低且稳定,而机组停备用期间的腐蚀较为严重,另外,水中腐蚀产物还有 Ni、Co、Zn、Al、Sn 等一些一直被忽略的微量杂质。

(四) 水处理装置带入的微量杂质

离子交换装置运行过程中,一方面,树脂结构上的一些基团降解脱落后会进入补给水或凝结水中;另一方面,也会有一定量的树脂破碎,一些树脂粉末会进入给水中,它们随后在高温水下分解,产生低分子有机酸,对炉管与汽轮机产生酸腐蚀。

(五) 水质调节药品带入的杂质

水质调节中要加入化学药剂,如挥发性处理时加入 NH_3 、 N_2H_4 等,这些药剂的纯度直接影响水汽品质。有时这些药剂本身也会成为有害物质,对设备造成损害,如 NH_3 的浓缩会对凝汽器空抽区铜管造成腐蚀。

(六) 其他因素

凝结水箱、除盐水箱密封不严而带入的 O_2 、 CO_2 等气态杂质,凝结水泵、疏水泵等不严密带入的气态杂质,疏水回收带入的杂质,特种转动设备密封水的回收有时因设备故障而受到润滑油的污染,设备检修带来的污染,化学清洗后未冲洗干净即投入运行系统等都会带来杂质,对水汽系统带来不利影响。

二、热力设备的结垢

如果进入锅炉的水中有易于沉积的杂质,则在其运行过程中水冷壁管会发生结垢现象。由于垢的导热性仅为金属的 $1/100\sim 1/10$,且它又极易在热负荷很高的部位生成,故垢对锅炉的危害性极大,如会使炉管金属的壁温过高,引起金属强度下降,造成局部变形、鼓包,甚至爆管;垢还会降低锅炉的传热效率,从而影响机组的经济性。

三、热力设备的腐蚀

机组热力系统设备如给水管道、加热器、省煤器、水冷壁、过热器和汽轮机凝汽器等,都会因水质不良而发生不同程度的腐蚀。

碱性或酸性介质的形成、杂质含量浓缩(可至百分数级)、对腐蚀成分敏感、拉应力等一种或几种因素是造成热力设备腐蚀的根本原因。腐蚀不仅会缩短设备本身的服役期,而且会因金属腐蚀产物转入水中,成为水冷壁管上新的腐蚀源,由此导致锅炉给水中杂质增多,促进炉管内的结垢与腐蚀过程,形成恶性循环。当金属腐蚀产物被蒸汽带到汽轮机时,会严重地影响汽轮机的安全性及运行的经济性。