

UDC

中华人民共和国国家标准



P

GB 50660 – 2011

大中型火力发电厂设计规范

Code for design of fossil fired power plant

2011 – 02 – 18 发布

2012 – 03 – 01 实施

中华人民共和国住房和城乡建设部
中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局

联合发布

中华人民共和国国家标准

大中型火力发电厂设计规范

Code for design of fossil fired power plant

GB 50660 - 2011

主编部门：中 国 电 力 企 业 联 合 会

批准部门：中华人民共和国住房和城乡建设部

施行日期：2 0 1 2 年 3 月 1 日

中国计划出版社

2011 北 京

中华人民共和国国家标准
大中型火力发电厂设计规范

GB 50660-2011

☆

中国计划出版社出版

(地址:北京市西城区木樨地北里甲 11 号国宏大厦 C 座 4 层)

(邮政编码:100038 电话:63906433 63906381)

新华书店北京发行所发行

世界知识印刷厂印刷

850×1168 毫米 1/32 11.5 印张 293 千字

2011 年 12 月第 1 版 2011 年 12 月第 1 次印刷

印数 1—20100 册

☆

统一书号:1580177·689

定价:64.00 元

中华人民共和国住房和城乡建设部公告

第 940 号

关于发布国家标准 《大中型火力发电厂设计规范》的公告

现批准《大中型火力发电厂设计规范》为国家标准,编号为 50660—2011,自 2012 年 3 月 1 日起实施。其中,第 4.3.14、4.2(9)、15.6.1(4)、16.3.9(1)、16.3.17、16.4.1、17.4.5、1.3、21.4.2 条(款)为强制性条文,必须严格执行。

本规范由我部标准定额研究所组织中国计划出版社出版发

中华人民共和国住房和城乡建设部

二〇一一年二月十八日

前 言

本规范是根据原建设部《关于印发〈2006 年工程建设标准规范制订、修订计划(第二批)〉的通知》(建标〔2006〕136 号)的要求,由中国电力工程顾问集团公司会同有关单位共同编制而成。本规范在编制过程中,规范编制组先后完成了规范大纲编制、规范大纲审查、调研报告编制、规范征求意见稿编制、向社会征求意见、规范送审稿编制等各阶段的工作,最后经审查定稿。

本规范共分 22 章和 1 个附录。主要技术内容有:总则,术语,电力系统对火力发电厂的要求,总体规划,机组选型,主厂房区域布置,运煤系统,锅炉设备及系统,除灰渣系统,烟气脱硫系统,烟气脱硝系统,汽轮机设备及系统,水处理系统,信息系统,仪表与控制,电气设备及系统,水工设施及系统,辅助及附属设施,建筑与结构,采暖、通风和空气调节,环境保护和水土保持,消防、劳动安全与职业卫生等。

本规范中以黑体字标志的条文为强制性条文,必须严格执行。

本规范由住房和城乡建设部负责管理和对强制性条文的解释,由中国电力企业联合会负责日常管理,由中国电力工程顾问集团公司负责具体技术内容的解释。执行过程中如有意见或建议,请寄送中国电力工程顾问集团公司(地址:北京市西城区安德路 65 号,邮政编码:100120),以便今后修订时参考。

本规范主编单位、参编单位、主要起草人和主要审查人:

主 编 单 位: 中国电力工程顾问集团公司

参 编 单 位: 东北电力设计院

华东电力设计院

中南电力设计院

西北电力设计院
西南电力设计院
华北电力设计院工程有限公司
中国电力建设工程咨询公司
国家电网公司
中国南方电网有限责任公司
中国华能集团公司
中国大唐集团公司
中国华电集团公司
中国国电集团公司
中国电力投资集团公司
中国神华国华电力分公司

主要起草人:	孙 锐	陆国栋	许继刚	马 安	安永尧
	杨祖华	王予英	曹理平	柴靖宇	武一琦
	王宏斌	龙 辉	郑慧莉	宋璇坤	曹松涛
	周 军	郑惠民	葛四敏	马欣欣	赵 敏
	顾越岭	周明清	薛 莉	徐 飙	陈玉虹
	王 盾	黄生睿	魏 桓	张建中	谢炎柏
	石 诚	杨健祥	戴有信	邓南文	陈德智
	康 慧	黄建军	晁 辉	冯树礼	孟祥国
	曾广移	崔志强	陈寅彪	钟儒耀	
主要审查人:	汤蕴琳	陈祖茂	龙 建	郭亚莉	徐海云
	阎欣军	余 熙	袁萍帆	胡 军	谢网度
	周献林	宋红军	梁志宏	田晓清	王东升
	王忠会	黄宝德	都兴有	祁恩兰	王聪生
	张政治	李树辰	杨旭中	周虹光	肖 勇
	宁 哲	杨宝红	郭晓克	周自本	魏新光
	魏显安	孙显臣	叶勇健	沈 兵	包一鸣
	徐剑浩	牛 兵	陈银洲	钟晓春	姚友成

黄从新	王国义	高元	柏荣	彭向东
黄安平	曾小超	赵丽琼	杨栋	李玉峰
葛增茂	王日云	范永春	沈云	胡华强
王志斌	张农	童建国	张军民	陶逢春
李润森	乔支昆	王文杰	綦建国	仲卫东

目 次

1	总 则	(1)
2	术 语	(2)
3	电力系统对火力发电厂的要求	(5)
3.1	基本规定	(5)
3.2	火力发电厂接入系统技术要求	(5)
3.3	机组运行调节性能要求	(7)
3.4	机组非正常运行能力要求	(8)
4	总体规划	(10)
4.1	基本规定	(10)
4.2	厂区外部规划	(11)
4.3	厂区规划及总平面布置	(16)
5	机组选型	(24)
5.1	机组参数	(24)
5.2	主机选型	(24)
5.3	主机容量匹配	(25)
5.4	机组设计性能指标计算	(26)
6	主厂房区域布置	(27)
6.1	基本规定	(27)
6.2	汽机房及除氧间布置	(28)
6.3	煤仓间布置	(29)
6.4	锅炉布置	(31)
6.5	集中控制室和电子设备间	(32)
6.6	烟气脱硫设施布置	(32)
6.7	烟气脱硝设施布置	(33)
6.8	维护检修	(34)

6.9	综合设施要求	(36)
7	运煤系统	(37)
7.1	基本规定	(37)
7.2	卸煤设施	(37)
7.3	贮煤设施	(39)
7.4	带式输送机	(40)
7.5	筛、碎设备	(41)
7.6	混煤设施	(42)
7.7	循环流化床锅炉运煤系统	(42)
7.8	循环流化床锅炉石灰石及其制粉系统	(43)
7.9	运煤辅助设施	(44)
8	锅炉设备及系统	(45)
8.1	锅炉设备	(45)
8.2	煤粉制备	(46)
8.3	烟风系统	(51)
8.4	烟气除尘及排放系统	(54)
8.5	直流锅炉启动系统	(55)
8.6	点火及助燃燃料系统	(56)
8.7	锅炉辅助系统	(60)
8.8	启动锅炉	(61)
8.9	循环流化床锅炉系统	(61)
9	除灰渣系统	(65)
9.1	基本规定	(65)
9.2	除渣系统	(65)
9.3	除灰系统	(66)
9.4	厂外输送系统	(68)
9.5	辅助设施	(69)
9.6	贮灰场	(69)
10	烟气脱硫系统	(73)

10.1	基本规定	(73)
10.2	吸收剂制备系统	(74)
10.3	二氧化硫吸收系统	(76)
10.4	烟气系统	(77)
10.5	脱硫副产品处置系统	(78)
11	烟气脱硝系统	(80)
11.1	基本规定	(80)
11.2	还原剂储存和供应系统	(80)
11.3	烟气脱硝反应系统	(81)
11.4	氨/空气混合及喷射系统	(82)
12	汽轮机设备及系统	(83)
12.1	汽轮机设备	(83)
12.2	主蒸汽、再热蒸汽和旁路系统	(84)
12.3	给水系统	(84)
12.4	除氧器及给水箱	(87)
12.5	凝结水系统	(88)
12.6	疏放水系统	(91)
12.7	辅机冷却水系统	(91)
12.8	供热式机组的辅助系统和设备	(92)
12.9	凝汽器及其辅助设施	(94)
13	水处理系统	(96)
13.1	水质及水的预处理	(96)
13.2	水的预脱盐	(97)
13.3	锅炉补给水处理	(98)
13.4	汽轮机组的凝结水精处理	(100)
13.5	冷却水处理	(101)
13.6	热力系统的化学加药和水汽取样	(102)
13.7	热网补给水及生产回水处理	(103)
13.8	废水处理	(103)

13.9	药品储存	(104)
14	信息系统	(105)
14.1	基本规定	(105)
14.2	全厂信息系统的总体规划	(105)
14.3	厂级监控信息系统	(106)
14.4	管理信息系统	(107)
14.5	报价系统	(108)
14.6	视频监视系统	(108)
14.7	视频会议系统	(109)
14.8	门禁管理系统	(109)
14.9	培训仿真机	(109)
14.10	布线	(110)
14.11	信息安全	(110)
15	仪表与控制	(112)
15.1	基本规定	(112)
15.2	自动化水平	(112)
15.3	控制方式及控制室	(113)
15.4	检测与仪表	(114)
15.5	报警	(115)
15.6	机组保护	(116)
15.7	开关量控制	(120)
15.8	模拟量控制	(123)
15.9	机组控制系统	(125)
15.10	辅助车间控制系统	(127)
15.11	控制电源	(130)
15.12	仪表导管、电缆及就地设备布置	(130)
16	电气设备及系统	(132)
16.1	发电机与主变压器	(132)
16.2	电气主接线	(133)

16.3	交流厂用电系统	(137)
16.4	直流系统及交流不间断电源	(143)
16.5	高压配电装置	(145)
16.6	电气监测及控制	(146)
16.7	元件继电保护	(149)
16.8	照明系统	(150)
16.9	电缆选择与敷设	(152)
16.10	接地系统	(153)
16.11	系统继电保护和安全自动装置	(155)
16.12	调度自动化系统子站	(155)
16.13	系统通信	(156)
16.14	厂内通信	(157)
16.15	其他电气设施	(158)
17	水工设施及系统	(160)
17.1	基本规定	(160)
17.2	水源和水务管理	(160)
17.3	供水系统	(162)
17.4	取水建(构)筑物	(163)
17.5	管道和沟渠	(164)
17.6	湿式冷却塔	(165)
17.7	水面冷却	(166)
17.8	空冷系统	(167)
17.9	给水排水	(169)
18	辅助及附属设施	(171)
19	建筑与结构	(174)
19.1	基本规定	(174)
19.2	抗震设计	(175)
19.3	建筑设计	(175)
19.4	地基与基础	(178)

19.5	主厂房结构	(180)
19.6	烟囱	(180)
19.7	运煤建(构)筑物	(181)
19.8	水工建(构)筑物	(182)
19.9	空冷凝汽器支撑结构	(183)
20	采暖、通风和空气调节	(184)
20.1	基本规定	(184)
20.2	主厂房	(186)
20.3	电气建筑与电气设备	(189)
20.4	运煤建筑	(190)
20.5	化学建筑	(191)
20.6	其他辅助建筑及附属建筑	(192)
20.7	厂区制冷站、加热站及管网	(192)
21	环境保护和水土保持	(194)
21.1	基本规定	(194)
21.2	大气污染防治	(194)
21.3	废水和温排水治理	(195)
21.4	灰渣和石膏治理及综合利用	(196)
21.5	噪声防治	(196)
21.6	环境保护监测	(197)
21.7	水土保持	(197)
22	消防、劳动安全与职业卫生	(199)
22.1	基本规定	(199)
22.2	劳动安全	(199)
22.3	职业卫生	(200)
附录 A	机组设计标准煤耗率的计算方法	(202)
本规范用词说明		(204)
引用标准名录		(205)
附:条文说明		(211)

Contents

1	General provisons	(1)
2	Terms	(2)
3	Requirements of electric power system on the power plant	(5)
3.1	Basic requirement	(5)
3.2	Technical requirements on the connection of power plant to the power system	(5)
3.3	Requirements on the operational regulating capability of the generating unit	(7)
3.4	Requirements on the operating capability of the generating unit in abnormal condition	(8)
4	Overall planning	(10)
4.1	Basic requirement	(10)
4.2	Off-site planning	(11)
4.3	Plant area planning and general arrangement	(16)
5	Unit configuration	(24)
5.1	Unit parameter	(24)
5.2	Main machine selection	(24)
5.3	Capability matching of main machine	(25)
5.4	Indices calculation of unit design performance	(26)
6	Main power block arrangement	(27)
6.1	Basic requirement	(27)
6.2	Turbine house and deaerator bay arrangement	(28)

6.3	Coal bunker bay arrangement	(29)
6.4	Boiler house arrangement	(31)
6.5	Central control building and electrical facilities room	(32)
6.6	Flue gas desulfurization facilities arrangement	(32)
6.7	Flue gas denitration facilities arrangement	(33)
6.8	Maintenance and repair facilities	(34)
6.9	Requirements on the comprehensive facilities	(36)
7	Coal handling system	(37)
7.1	Basic requirement	(37)
7.2	Coal unloading facilities	(37)
7.3	Coal storage facilities	(39)
7.4	Belt conveyor system	(40)
7.5	Screening and crushing equipments	(41)
7.6	Coal blending facilities	(42)
7.7	The coal handling system of CFB boiler	(42)
7.8	Limestone handling and pulverizing system of CFB boiler	(43)
7.9	Auxiliary facilities of coal handling system	(44)
8	Boiler equipment and system	(45)
8.1	Boiler equipment	(45)
8.2	Coal pulverizing system	(46)
8.3	Air and gas system	(51)
8.4	Flue gas dedusting and discharge system	(54)
8.5	Startup system of once-through boiler	(55)
8.6	Fuel oil system for ignition and combustion stabilization ...	(56)
8.7	Auxiliary system of boiler	(60)
8.8	Startup boiler	(61)
8.9	CFB boiler system	(61)
9	Ash and slag handling systems	(65)

9.1	Basic requirement	(65)
9.2	Slag handling system	(65)
9.3	Ash handling system	(66)
9.4	Off-site transportation system	(68)
9.5	Auxiliary facilities	(69)
9.6	Ash storage yard	(69)
10	Flue gas desulfurization system	(73)
10.1	Basic requirement	(73)
10.2	Absorbent processing system	(74)
10.3	Sulfur dioxide absorbing system	(76)
10.4	Flue gas system	(77)
10.5	Desulfurization byproduct treatment system	(78)
11	Flue gas denitration system	(80)
11.1	Basic requirement	(80)
11.2	Reductant storing and supplying system	(80)
11.3	Flue gas denitration reaction system	(81)
11.4	Ammonia/air mixing and spraying system	(82)
12	Steam turbine equipment and systems	(83)
12.1	Steam turbine equipment	(83)
12.2	Main steam, reheat steam and bypass system	(84)
12.3	Feedwater system	(84)
12.4	Deaerator and feedwater storage tank	(87)
12.5	Condensate system	(88)
12.6	Draining and discharge system	(91)
12.7	Cooling water system of auxiliary equipment	(91)
12.8	Auxiliary system and equipment of cogeneration unit	(92)
12.9	Condenser and its auxiliary facilities	(94)
13	Water treatment system	(96)
13.1	Water quality and water pretreatment	(96)

13.2	Water pre-desalination	(97)
13.3	Boiler makeup water treatment	(98)
13.4	Condensate polishing for steam turbine unit	(100)
13.5	Cooling water treatment	(101)
13.6	Chemical dosing and water-steam sampling for thermal system	(102)
13.7	Treatment for makeup water and industrial return water of heat network	(103)
13.8	Waste water treatment	(103)
13.9	Chemical storage	(104)
14	Information system	(105)
14.1	Basic requirement	(105)
14.2	Overall plan of plant information system	(105)
14.3	Supervisory information system for plant level	(106)
14.4	Management information system	(107)
14.5	Price bidding system	(108)
14.6	Video monitoring system	(108)
14.7	Video meeting system	(109)
14.8	Access guard management system	(109)
14.9	Training simulator	(109)
14.10	Cabling	(110)
14.11	Information security	(110)
15	Instrumentation and control	(112)
15.1	Basic requirement	(112)
15.2	Level of automation	(112)
15.3	Control mode and control room	(113)
15.4	Measurement and instrument	(114)
15.5	Alarming system	(115)
15.6	Protection system	(116)

15.7	On-off control	(120)
15.8	Modulating control	(123)
15.9	Unit Control system	(125)
15.10	Auxiliary workshop control system	(127)
15.11	Control power supply	(130)
15.12	Instrument tube, cable and arrangement of local equipment	(130)
16	Electrical equipment and system	(132)
16.1	Generator and main transformer	(132)
16.2	Main electrical connection	(133)
16.3	AC auxiliary power system	(137)
16.4	DC system and AC uninterruptible power supply	(143)
16.5	High voltage switchgear arrangement	(145)
16.6	Electrical monitoring and control	(146)
16.7	Electrical component relay protection	(149)
16.8	Lighting system	(150)
16.9	Cable selection and cable routing	(152)
16.10	Grounding system	(153)
16.11	Relay protection and automatic safety equipment of electric power system	(155)
16.12	Substation of dispatch automation system	(155)
16.13	Electric power system communication	(156)
16.14	In-plant communication	(157)
16.15	Other electrical facilities	(158)
17	Hydraulic facilities and systems	(160)
17.1	Basic requirement	(160)
17.2	Water source and water management	(160)
17.3	Water supply system	(162)
17.4	Water intake building and structure	(163)

17.5	Piping and culvert	(164)
17.6	Wet cooling tower	(165)
17.7	Water surface cooling	(166)
17.8	Air cooling system	(167)
17.9	Water supply and water drainage	(169)
18	Auxiliary and ancillary facilities	(171)
19	Buildings and structures	(174)
19.1	Basic requirement	(174)
19.2	Seismic resistant design	(175)
19.3	<i>Architectural design</i>	(175)
19.4	Ground and foundation	(178)
19.5	Main building structure	(180)
19.6	Chimney	(180)
19.7	Coal handling building and structure	(181)
19.8	Hydraulic building and structure	(182)
19.9	Supporting structure of air cooled condenser	(183)
20	Heating, ventilation and air conditioning	(184)
20.1	Basic requirement	(184)
20.2	Main building	(186)
20.3	Electrical building and electrical equipment	(189)
20.4	Coal handling building	(190)
20.5	Chemical building	(191)
20.6	<i>Other auxiliary and ancillary building</i>	(192)
20.7	Plant cooling and heating station and piping network	(192)
21	Environmental protection and water and soil conservation	(194)
21.1	Basic requirement	(194)
21.2	Prevention and control of atmospheric pollution	(194)
21.3	Waste water and warm water discharge treatment	(195)

21. 4	Treatment and comprehensive utilization of ash and slag and gypsum	(196)
21. 5	Noise prevention and control	(196)
21. 6	Environmental protection monitoring	(197)
21. 7	Water and soil conservation	(197)
22	Fire fighting and occupational safety and health	(199)
22. 1	Basic requirement	(199)
22. 2	Occupational safety	(199)
22. 3	Occupational health	(200)
Appendix A	Calculation method for standard coal rate of generating unit in design condition	(202)
	Explanation of wording in this code	(204)
	List of quoted standards	(205)
	Addition; Explanation of provisions	(211)

1 总 则

1.0.1 为了使火力发电厂在设计方面满足安全可靠、技术先进、经济适用的要求,制定本规范。

1.0.2 本规范适用于蒸汽初参数为超高压及以上、单台机组容量在 125MW 及以上、采用直接燃烧方式、主要燃用固体化石燃料的火力发电厂工程的设计。

1.0.3 火力发电厂的设计应以电网长期购电合同或协议中明确的技术要求、长期燃料供应合同或协议中规定的煤质资料、工程相关的水文、气象、地质等基础资料为设计依据。

1.0.4 火力发电厂设计中所需要的原始资料应真实可靠,并应满足相应的设计需要。

1.0.5 火力发电厂的设计应充分合理利用厂址资源条件,统筹规划本期工程与远期工程。

1.0.6 火力发电厂的设计应积极应用经运行实践或工业试验证明的先进技术、先进工艺、先进材料和先进设备。

1.0.7 火力发电厂的工艺系统设计寿命应按 30 年设计。

1.0.8 火力发电厂的设计宜采用全厂统一的标识系统。

1.0.9 火力发电厂的设计除应符合本规范外,尚应符合国家现行有关标准的规定。

2 术 语

2.0.1 标识系统 identification system

根据被标注对象的功能、工艺和安装位置等特征,明确标注电厂中的系统和设备及其组件的一种代码系统。

2.0.2 电力系统 power system

由发电、供电(输电、变电、配电)、用电设施和为保证发电、供电、用电设施正常运行所需的继电保护和安全自动装置、计量装置、电力通信设施、自动化设施等构成的整体。

2.0.3 黑启动 black start

当某电力系统因故障停运后,通过该系统中具有自启动能力机组的启动,带动系统内其他无自启动能力机组,逐步恢复系统运行的过程。

2.0.4 厂区 plant area

以火力发电厂生产和辅助、附属设施永久性用地围墙所围成的区域。

2.0.5 主厂房区 main power area

以汽机房、除氧间、煤仓间、锅炉、除尘器、烟囱及脱硫装置等设施环形道路中心线所围成的区域。

2.0.6 厂区土石方挖填综合平衡 balance of cut and fill of earthwork in plant

根据厂区及与厂区密切相关的施工区挖方、填方,建(构)筑物的基础土方,耕植土,不能回填的淤泥或建筑垃圾,以及挖方松散系数等影响因素,使厂区场地区域内的挖方量和填方量最终接近平衡。

2.0.7 危险源 source of danger and risk

指可能导致伤害或疾病、财产损失、工作环境破坏或这些情况组合的根源或状态。

2.0.8 越浪量 overtopping

波浪越过堤顶沿堤长方向的单宽流量。

2.0.9 允许越浪量 permissive overtopping discharge

在设计条件下,允许越过堤顶的单宽流量。

2.0.10 干旱指数 drought exponent

某一地区年蒸发能力和年降雨量的比值。

2.0.11 排烟冷却塔 flue gas discharged cooling tower

替代烟囱排放脱硫后烟气的冷却塔。

2.0.12 海水冷却塔 seawater cooling tower

冷却介质为海水的湿式冷却塔。

2.0.13 空冷散热器 air cooled heat exchanger

以空气作为冷却介质,使间接空冷系统循环水被冷却的散热设备。

2.0.14 空冷凝汽器 air cooled condenser

以空气作为冷却介质,使汽轮机的排汽直接冷却凝结成水的设备。

2.0.15 电除盐 electrodeionization

利用电能,通过电渗析和离子交换相结合的综合方法除去水中离子的除盐技术。

2.0.16 厂级监控信息系统 supervisory information system for plant level (SIS)

采集火力发电厂各控制系统的实时生产过程数据,以全厂生产过程实时/历史数据库为平台,为全厂实时生产过程综合优化服务的监控和管理信息系统。

2.0.17 实时系统 real-time system

能够在限定的时间内识别和处理离散事件,可以动态实时地反映火力发电厂生产过程中参数变化的系统。

2.0.18 集中控制室 central control room

火力发电厂中对两台及以上的机组及辅助系统进行集中控制的场所。

2.0.19 单元控制室 unit control room

火力发电厂中对单元机组的锅炉、汽轮机、发电机及其主要辅助系统或设备进行控制的场所。

2.0.20 高压配电装置 high voltage switchgear

火力发电厂内 35kV 及以上配电装置的统称。

2.0.21 3/2 断路器接线 one-and-a-half breaker configuration

即一个半断路器接线。对双回路而言,三台断路器串联跨接在两组母线之间,且两个回路分别连接到中间断路器两端的双母线接线。

2.0.22 4/3 断路器接线 one-and-one-third breaker configuration

对三个回路而言,四台断路器串联跨接在两组母线之间,且三个回路分别连接到中间两个断路器两端及中间的双母线接线。

2.0.23 强电控制 control with strong power source

额定控制电压为 110V 及以上的控制方式。

2.0.24 空冷凝汽器支撑结构 supporting structure of air cooled condenser

由柱、平台(包括支承风机的梁或桁架、运行检修平台或步道板等)和挡风墙等组成的支撑空冷凝汽器结构的总称。

2.0.25 封闭式圆形煤场 circular closed coal yard

由挡煤墙和半球形网架构成的大直径圆形室内贮煤场。

3 电力系统对火力发电厂的要求

3.1 基本规定

3.1.1 火电机组在电力系统中,可分为基本负荷机组、调峰机组、具有黑启动功能机组、热电联产机组和资源综合利用机组等。

3.1.2 带基本负荷机组应具有较高的可靠性和稳定性,应能较好地参与电网的一次调频和二次调频。

3.1.3 调峰机组应满足启动速度快、负荷变化灵活、能够适应频繁启停等要求。

3.1.4 具有黑启动功能的机组应能够使机组在无任何外部供电的情况下,由自身能力启动机组并网发电。

3.1.5 热电联产机组应兼顾发电和供热功能,在对外供热期间,应具有较高的供热可靠性。

3.1.6 对燃用煤矸石、煤泥、油页岩等低热值燃料发电的资源综合利用机组,不宜在可靠性和灵活性方面要求过严。

3.2 火力发电厂接入系统技术要求

3.2.1 火力发电厂接入系统应根据火力发电厂的规划容量、单机容量、输电方向和送电距离及其在系统中的地位与作用,按简化电网结构及电厂主接线、减少电压等级及出线回路数、降低网损、方便调度运行及事故处理等原则进行设计。

3.2.2 火力发电厂接入系统的电压等级宜符合下列规定:

1 火力发电厂接入系统的电压不宜超过两种。

2 根据火力发电厂在系统中的地位和作用,不同规模的火力发电厂应分别接入相应电压等级的电网;为满足地方负荷所建的电厂,单机容量在 600MW 及以下的机组宜接入 330kV 及以下

电网。

3 在受端系统内建设的较大容量的主力电厂宜直接接入高一级电压等级的电网。

4 对于向区外送电的电厂,单机容量在 600MW 及以上的机组宜直接接入高一级电压等级的电网。

3.2.3 火力发电厂电气设备应符合下列规定:

1 断路器开断容量应满足装设点开断远景短路电流的技术要求。

2 大型电厂处于电网结构比较紧密的负荷中心,且出两级电压时,火力发电厂不宜装设构成电磁环网的联络变压器。

3 火力发电厂主接线方式应满足系统解环、解列运行时的有关要求。

4 主变压器应符合下列规定:

1)火力发电厂升压变压器宜选用无励磁调压型。

2)火力发电厂的联络变压器经论证有必要调压时,可选用有载调压型。

3)应根据系统远景发展潮流变化的需要,选择变压器的额定抽头及分抽头。

4)火力发电厂有多台 220kV 及以下升压变压器时,应有 1 台~2 台变压器中性点接地。

5)接入每条 110kV 母线的变压器,在运行中至少应有 1 台变压器中性点接地。

5 应根据限制工频过电压、限制潜供电流、防止自励磁、系统并列及无功补偿等要求,确定电厂内是否装设高压并联电抗器。

6 对于长距离送电,有进相运行要求的机组,接入机端的高压厂用变压器的调压方式应满足有关要求。

7 对在直流换流站附近和采用串联补偿装置通道送出的电厂应对次同步振荡和谐振问题进行研究,并应根据研究结果采取抑制措施。

3.3 机组运行调节性能要求

3.3.1 机组运行性能应符合下列规定：

1 发电机组应装设机端电压闭环的自动电压调节器，应有过磁通限制、低励磁限制、过励磁限制、过励磁保护和附加无功调差功能，模型参数应符合系统要求。

2 励磁系统应具备电力系统稳定器功能，模型参数应符合系统要求。

3 机组应装设频率和功率闭环的自动调速器，模型参数应符合系统要求。系统频率在 48.5Hz ~ 50.5Hz 变化范围内应连续保持恒定的有功功率输出。

4 发电机组正常调节速率每分钟不应小于 1% 机组额定有功功率；火电机组的调峰能力应满足所在电网电源结构和负荷特性对调峰的需求，不应小于机组额定有功功率的 50% ~ 60%。

5 处于电网送端的发电机功率因数不宜高于 0.9(滞后)；处于受端的发电机功率因数，600MW 以上机组可为 0.85 ~ 0.9(滞后)；直流输电系统的送端发电机功率因数可为 0.85 ~ 0.9(滞后)；发电机应满足电力系统进相运行的要求。

6 黑启动发电机组应能在辅助燃气轮机或备用柴油机启动后的 2h 内与系统同期并列。

3.3.2 机组调节性能应符合下列规定：

1 并网发电机组均应参与一次调频。机组一次调频的基本性能指标应符合下列规定：

1) 电液型汽轮机调节控制系统的发电机组死区应控制在 $\pm 0.033\text{Hz}$ 内，机械、液压调节控制系统的发电机组死区应控制在 $\pm 0.10\text{Hz}$ 内。

2) 转速不等率应为 4% ~ 5%。

3) 最大负荷限幅应为机组额定出力的 6% ~ 10%。

4) 投用范围应为机组核定的出力范围。

5)当电网频率变化超过机组一次调频死区时,机组应在15s内根据机组响应目标完全响应。

6)在电网频率变化超过机组一次调频死区的45s内,机组实际出力与机组响应目标偏差的平均值应在机组额定有功出力的 $\pm 3\%$ 以内。

2 火电机组应具备自动发电控制功能,并应参与电网闭环自动发电控制。机组自动发电控制基本性能指标应符合下列规定:

1)采用直吹式制粉系统的火电机组,自动发电控制调节速率每分钟不应小于1%机组额定有功功率;自动发电控制响应时间不应大于60s。

2)采用中储式制粉系统的火电机组,自动发电控制调节速率每分钟不应小于2%机组额定有功功率;自动发电控制响应时间不应大于40s。

3)火电机组自动发电控制最大调节范围应为机组额定进气量的50%~100%。

4)自动发电控制机组应能实现“当地控制/远方控制”两种控制方式间的手动和自动无扰动切换。

3 机组应具备执行自动电压控制功能的能力,应能协调控制机组的无功出力。机组自动电压控制装置应具备与能量管理系统实现联合闭环控制的功能。

3.4 机组非正常运行能力要求

3.4.1 异常运行工况时,机组应符合下列规定:

1 电力系统的标准频率为50Hz,在特殊情况下,当系统频率在短时间内上升到51Hz或下降到48Hz时,机组应符合下列规定:

1)在48.5Hz~50.5Hz范围应能连续运行。

2)在48Hz~48.5Hz范围内,每次连续运行时间不应少于300s。

3)在 50.5Hz~51Hz 范围内,每次连续运行时间不应少于 180s。

2 当电力系统电压在一定范围内波动时,机组应能保持正常运行和电力的送出。

3.4.2 300MW 及以上机组汽轮发电机的低频保护应具备记录和指示累计的频率异常运行时间,并对每个频率分别进行累计的功能。

3.4.3 发电机应符合下列失步运行要求:

1 当引起电力系统振荡,且其振荡中心在发变组外部时,发电机应当能承受 5 个~20 个振荡周期;当振荡中心在发变组内部时,应立即启动失步保护。

2 发电机进入短时失磁异步运行应具备下列条件:

1)电网有足够的无功容量维持合理的电压水平。

2)发电机电流低于三相出口短路电流的 60%~70%。

3)机组能自动迅速减少负荷到允许水平。

4)发电机带的厂用供电系统可以自动切换到另一个电源。

3 在规定的短时运行时间内不能恢复励磁时,机组应与电网解列。

3.4.4 每台发电机应能长期承担规定以内的稳态负序负荷,在突发不对称短路故障时应能承受规定的负序电流冲击。

3.4.5 发电机组在允许寿命期间应能承受至少 5 次 180°误并列。发电机运行不应受高压线路单相重合闸影响。

4 总体规划

4.1 基本规定

4.1.1 火力发电厂的总体规划应根据火力发电厂生产、施工和生活需要,结合厂址及其附近的自然条件和城乡及土地利用总体规划,对厂区、施工区、水源地、取排水管线、灰管线、贮灰场、灰渣综合利用、交通运输、出线走廊、供热管网等进行统筹规划,并应以近期工程为主、兼顾远期工程。

4.1.2 火力发电厂的总体规划应贯彻节约集约用地的方针,并应通过积极采用新技术、新工艺和设计优化,严格控制厂区、厂前建筑区、施工区用地面积,以及严格控制取土和弃土用地,同时应符合下列规定:

1 火力发电厂用地范围应根据规划容量和本期工程建设规模及施工的需要确定。

2 厂区用地应统筹规划、分期征用。

3 设有防洪堤时,厂区及防洪堤用地范围可根据初期防洪堤工程的实施情况确定。

4.1.3 火力发电厂的总体规划应符合城市(镇)或工业区规划,以及环境保护、消防、劳动安全和职业卫生的要求,合理利用地形和地质条件,符合工艺流程的布置要求;有利于交通运输、施工和扩建,并应处理好厂区内、外、生产与生活、生产与施工之间的关系。

4.1.4 火力发电厂的总体规划应符合下列规定:

1 应按功能要求分区。

2 各区内建筑物宜根据日照方位和风向进行布置,并应力求合理紧凑。辅助生产和附属建筑宜采用联合布置和多层建筑,并

应符合建筑节能的要求。

3 建筑物空间的组织及建筑群体应与周围环境协调。

4 对于煤电合一的坑口电站,宜统一规划其贮煤场、运煤设施及辅助设施等。

5 应因地制宜地进行绿化规划,不应因绿化而增加厂区用地面积。

6 对位于风沙较大地区的火力发电厂,可根据具体情况设置必要的厂外防护林。

4.1.5 火力发电厂厂区应避免其他工业企业所排出的废气、废水、废渣的影响。

4.1.6 火力发电厂厂区位置应避开地质灾害易发区、采空区影响范围,以及岩溶发育、滑坡、泥石流的区域。确实无法避开时,应根据地质灾害危险性评估结论,采取相应的防范措施。

4.1.7 火力发电厂厂区应远离活动断裂,其安全距离应根据活动断裂的等级、规模、产状、性质、覆盖层厚度、地震动峰值加速度等因素综合确定。

4.1.8 火力发电厂建(构)筑物设计应符合防火等级要求,各主要生产和辅助生产及附属建(构)筑物在生产过程中的火灾危险性分类及其耐火等级,应符合现行国家标准《火力发电厂与变电站设计防火规范》GB 50229 的规定,并应符合下列规定:

1 办公楼内布置有电气、热工、金属等试验室时,应按丁类三级。

2 液氨贮存处置设施应按液体乙类二级。

3 尿素贮存处置设施应按丙类二级。

4.2 厂区外部规划

4.2.1 火力发电厂包括交通运输、供水和排水、灰渣输送和处理、输电线路和供热管线、施工区等厂外设施,应在确定厂址和落实厂

内各个主要工艺系统的基础上,根据火力发电厂的规划容量和厂区自然条件,统筹规划、全面协调。

4.2.2 火力发电厂厂区与附近的核电厂、化工厂、炼油厂、石油或天然气储罐、低中放射性废物处置场、核技术利用放射性废物库等潜在危险源之间的距离,应符合下列规定:

1 与核电厂的距离应符合现行国家标准《核电厂环境辐射防护规定》GB 6249 的有关规定。

2 与化工厂、炼油厂的距离应符合现行国家标准《石油化工企业设计防火规范》GB 50160 的有关规定。

3 与石油或天然气储罐的距离应符合现行国家标准《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183 的有关规定。

4 与低、中水平放射性废物处置场的距离不应低于现行行业标准《核设施环境保护管理导则 放射性固体废物浅地层处置环境影响报告书的格式与内容》HJ/T 5.2 规定的评价范围的半径。

5 与核技术利用放射性废物库的距离不应低于现行行业标准《辐射环境保护管理导则 核技术应用项目环境影响报告书(表)的内容和格式》HJ/T 10.1 规定的评价范围的半径。

4.2.3 火力发电厂供水水源应可靠,并应符合下列规定:

1 火力发电厂取水口位置应选择在岸滩稳定地段,且应避免泥沙、草木、冰凌、漂流杂物、排水回流等影响。

2 当从水库取水时,水库防洪标准不应低于 100 年一遇设计、1000 年一遇校核,当水库防洪标准不能满足电厂取水要求时,应论证采取其他措施保证火力发电厂的取水可靠。

4.2.4 厂外供水管线、灰渣管线、热力管线及其他带状设施的规划应满足城乡规划和土地利用总体规划的要求,宜沿现有公路集中布置,并应减少与公路或铁路的交叉。架空管线宜采用多管共架敷设。

4.2.5 火力发电厂的厂外交通运输规划应符合下列规定:

1 采用铁路运煤的火力发电厂,其铁路专用线除由国家或地方铁路线接轨外,也可从其他工业企业的专用线上接轨。专用线不应在国家铁路区间线路上接轨,并宜避免切割接轨站正线;在繁忙干线和时速 200km 及以上客货混跑干线上接轨时,铁路专用线宜与正线设置立交疏解。

2 采用铁路运煤的火力发电厂宜采用由装车点至电厂整列直达的运输方式,由铁路部门统一管理,在厂内卸车线应按送重取空方式进行货物交接,火力发电厂不应设置厂前交接场(站)。

3 应充分利用铁路接轨站既有设施及运能等资源,除在铁路接轨站存在折角运输外,不宜在接轨站增加线路股道数量,如需增设时,应充分论证其设置的必要性。

4 采用水路运煤的火力发电厂,当码头布置在厂区以外或需要与其他企业共同使用码头时,应与规划部门及有关企业协调,落实建设的可能性,码头与厂区之间应有良好的交通运输通道。

5 火力发电厂进厂道路与运煤、灰渣及石膏运输道路宜分开布置。运煤和运灰渣及石膏等的道路可合并设置。厂外专用道路应避免与铁路交叉,当不能避免时宜采用立交方式。进厂道路、运灰渣及石膏道路应按三级厂矿道路标准建设,应采用水泥混凝土或沥青混凝土路面,路面宽度应为 6m~7m。

6 坑口电厂燃煤宜采用带式输送,运输方式应通过方案比较后确定。

7 全部采用汽车运煤的火力发电厂根据厂外来煤方向、燃煤汽车运输所经路网情况及厂区受煤装置区域的布置,宜设置两个不同方向的出入口。厂区与厂外公路相连接的运煤专用道路宜采用水泥混凝土或沥青混凝土路面。专用运煤道路标准宜与地方道路标准相协调,并应按表 4.2.5 的规定执行。

表 4.2.5 厂外专用运煤道路设计基本标准

日平均 运煤量 (万 t)	日平均 交通量 (辆)	小时 交通量 (辆)	公路 等级	路基宽度(m)		路面宽度(m)		最大纵坡(%)	
				平原 微丘	山陵 重丘	平原 微丘	山陵 重丘	平原 微丘	山陵 重丘
>5	>5000	>208	厂矿一级, 四车道	23	19	2×7.5	2×7	4	6
2~5	2000~ 5000	83~208	厂矿二级, 两车道	12	8.5	9	7	5	7
<2	<2000	<83	厂矿三级, 两车道	8.5	7.5	7	6	6	8

8 厂区至厂外排水设施、水源地、码头、灰场之间,以及沿厂外栈桥或灰渣管线等应设置维护检修道路,维护检修道路可利用现有道路或按四级厂矿道路标准建设,路面宽度宜为 4m,困难条件下可为 3.5m。

4.2.6 火力发电厂取排水设施规划应根据电厂规划容量和本期工程建设规模、水源、地形与地质条件和环境保护等要求,统筹规划、合理布局,并应符合下列规定:

1 直流供水系统的取排水建(构)筑物布置和循环水管线路径,应工艺顺捷、分期明确。

2 循环供水系统应根据选定的水源,确定补给水泵房的位置及补给水管线的路径,应按规划容量确定补给水泵房的建设规模,并应留出适当的管廊扩建条件。

3 远离厂区的水泵房及其附属设施宜设置必要的通信、交通、生活和卫生设施。

4 直流供水系统可根据排水落差情况,设置水能利用系统。

5 厂外给水、雨水、污水等其他管线的规划应满足电厂和城乡规划的要求。

4.2.7 火力发电厂厂区的防排洪(涝)规划宜结合工程的具体条件,利用现有防排洪(涝)设施。当需新建时,可因地制宜地选用防洪(涝)堤、排洪(涝)沟或挡水围墙。火力发电厂的工艺设施和建(构)筑物至防洪堤的距离应符合有关堤防安全保护距离的规定。

4.2.8 火力发电厂的出线走廊应根据城乡总体规划和电力系统规划、输电线路方向、电压等级和回路数,按火力发电厂规划容量和本期工程建设规模统筹规划,宜避免交叉。

4.2.9 厂外灰渣(含脱硫副产品)处理设施的规划应符合下列规定:

1 贮灰场宜靠近火力发电厂,应按节约集约用地和保护自然生态环境的原则,充分利用附近的塌陷区、废矿坑、山谷、洼地、荒地以及滩涂地等。

2 贮灰场对周围环境的影响应符合现行国家有关环境保护的规定,并应满足当地环保要求。

3 厂外除灰渣管线宜沿道路及河网边缘敷设,宜选择高差小、跨越及转弯少的地段,并应减少对农业耕作的影响。

4 远离厂区的贮灰场管理站及其附属设施宜设置必要的通信、交通、生活和卫生设施。

5 当采用汽车或船舶等输送灰渣时,应充分研究公路或河道及码头的通行能力和可能对环境产生的污染影响,并应采取相应的措施。

4.2.10 火力发电厂的施工区应按规划容量和本期工程建设规模及场地条件统筹规划、合理布局,并应符合下列规定:

1 布置应合理、紧凑,应方便施工和生活,并应节约用地。

2 应按施工流程的要求妥善安排施工临时建筑、材料设备堆场、施工作业场所及施工临时用水、用电线路路径。

3 施工场地各分区排水系统宜单独设置,排水主干道和施工道路宜按永久和临时结合的原则实施。

4 应因地制宜地利用地形、地质条件,减少场地平整土石方量,并应避免施工区场地表土层的大面积破坏。

5 施工场地和通道的布置应减少对生产的干扰,特别是在部分机组投产后,应能有利生产,方便施工。

6 施工临时建筑的布置不应影响火力发电厂扩建。

4.2.11 取、弃土场应根据地形、地质、地震和水文条件确定实施方案,并应采取避免塌方的有效措施。

4.3 厂区规划及总平面布置

4.3.1 厂区规划应以工艺流程合理为原则,应以主厂房为中心,结合各生产设施及工艺系统的功能,分区明确,紧凑合理,有利扩建,因地制宜地进行布置,并应满足防火、防爆、环境保护、劳动安全和职业卫生的要求。厂前建筑设施宜集中布置,并应做到与生产联系方便、生活便利。对扩(改)建火力发电厂宜利用原有厂区场地及可以利用的相关设施。

4.3.2 厂区建(构)筑物的布置应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016 和《火力发电厂与变电站设计防火规范》GB 50229 的有关规定,并应符合下列要求:

1 主厂房和烟囱、冷却设施、封闭式圆形煤场等宜布置在地层均匀、地基承载力较高的区域。当采用直流供水时,汽机房宜靠近水源。当采用直接空冷时,应根据气象条件对空冷机组运行的影响情况确定主厂房的方位。

2 屋内外高压配电装置的进出线应顺畅,宜避免线路交叉,并应有利扩建。

3 冷却塔的布置应根据地形、地质、循环水管线的长度、相邻设施的布置条件及常年风向等综合因素确定。对具备扩建条件的工程,冷却塔不宜布置在主厂房扩建端。

4 露天贮煤场、液氨贮存设施宜布置在厂区主要建筑物全年最小频率风向的上风侧,应避免对厂外居民区的污染影响。

5 屋外高压配电装置裸露部分的场地可铺设草坪或碎石、卵石。对煤场、灰库、脱硫吸收剂贮存场地等会出现粉尘飞扬的区域应采取防尘措施。直接空冷平台下的场地宜采用混凝土地坪。

6 制(供)氢站、燃油设施、液氨贮存设施应与其他生产、辅助及附属建筑分开,并应单独布置形成独立区域。

7 燃油设施、液氨贮存设施等靠近江、河、湖泊布置时,应采取防止泄漏液体流入水域的措施。

8 厂区对外出入口不应少于 2 个,其位置应方便厂内外联系,并应使人流与货流分开。厂区主要出入口宜设置在厂区固定端一侧。

4.3.3 火力发电厂各建(构)筑物之间的间距应符合国家现行标准《火力发电厂与变电站设计防火规范》GB 50229、《火力发电厂总图运输设计技术规程》DL/T 5032、《氢气站设计规范》GB 50177 和《石油库设计规范》GB 50074 的有关规定,并应符合下列要求:

1 液氨贮存设施布置间距应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016 关于乙类液体贮罐布置的有关规定。

2 机械通风冷却塔之间的间距应符合现行国家标准《工业循环水冷却设计规范》GB/T 50102 的有关规定。

3 架空高压电力线边导线在风偏影响后,与丙、丁、戊类建(构)筑物的最小水平距离,110kV 应为 4m,220kV 应为 5m,330kV 应为 6m,500kV 应为 8.5m,750kV 应为 11m,1000kV 应为 21m。高压输电线不宜跨越永久性建筑物,当必须跨越时,应满足其带电距离最小高度的要求,并应对建筑物屋顶采取相应的防火措施。

4.3.4 采用空冷机组的火力发电厂,空冷设施布置应符合下列规定:

1 直接空冷平台朝向应根据全年、夏季、夏季高温大风的主导风向、风速、风频等因素,结合工艺布置要求,并应兼顾空冷机组运行的安全性和经济性综合确定。

2 直接空冷平台宜布置在主厂房 A 列外侧,变压器、电气配电间、贮油箱等可布置在平台下方,但应保证空冷平台支柱位置不影响变压器的安装、消防和检修运输通道。

3 间接空冷塔除作为排烟冷却塔外,宜靠近汽机房侧布置。

4.3.5 对采用排烟冷却塔的火力发电厂,冷却塔宜靠近炉后

区域。

4.3.6 采用机械通风冷却塔的火力发电厂,单侧进风塔的进风面宜面向夏季主导风向;双侧进风塔的进风面宜平行于夏季主导风向。

4.3.7 火力发电厂厂内铁路配线设计标准应符合下列规定:

1 应按整列直达、路企直通的原则,并应根据铁路远期发展规划,对厂内铁路配线规模进行统一规划、分期建设。

2 采用折返式翻车机卸煤,每台翻车机应配设 1 条重车线、1 条空车线,并应合理设置机车走行线。

3 采用缝式煤槽卸煤时,铁路卸车线股道及有效长度应根据日最大来煤列数、列车编挂辆数、缝式煤槽卸车车位数、场地条件确定。线路宜为贯通式,并应合理设置机车走行线。

4 厂内铁路配线的有效长度应满足厂外铁路运输通路牵引质量的要求,且应按品种单一的整列直达煤列在厂内卸煤线进行到发作业的需要进行设置。

5 厂区铁路卸煤重车线和空车线按整列进厂卸煤作业设计时,不应再设置备用重车线和调车线或其他到发线。

4.3.8 火力发电厂煤码头的建设规模及总平面布置应根据火力发电厂的规划容量与本期工程建设规模、厂址和航道的自然条件,以及厂内运煤设施等综合因素进行统一规划、分期建设,并应符合下列规定:

1 码头的规划设计应符合国家现行标准《河港工程设计规范》GB 50192 和《海港总平面设计规范》JTJ 211 的有关规定。

2 码头应设在水深适宜、航道稳定、泥沙运动较弱、水流平顺、地质较好的地段,并宜与陆域的地形高程相协调。

3 码头前沿应有足够开阔的水域。码头与采用直流供水系统的冷却水进、排水口之间的距离应避免两者之间的相互影响,并应通过模型试验充分论证、合理确定。

4.3.9 当火力发电厂自建大件运输码头时,码头设计在满足大件

运输需要的同时,还应满足电厂运行期间其他原材料或副产品的运输需要。

4.3.10 燃煤采用公路运输的火力发电厂,汽车出入口位置应方便与厂外运煤专用道路的连接,重车入口至检斤装置之间宜设置适当的检斤待车场地。卸煤设施区道路的规划应满足空重车流互不干扰的要求,取样装置和检斤装置宜按先检斤后取样布置。

4.3.11 厂区道路设计应符合现行国家标准《厂矿道路设计规范》GBJ 22 的有关规定。厂区各建筑物之间应根据生产、运行维护、生活、消防的需要设置行车道路、消防车道和人行道,并应符合下列规定:

1 主厂房、贮煤场、制(供)氢站、液氨贮存区和燃油设施区周围,以及屋外配电装置区域应设环形消防车道。当山区火力发电厂的主厂房区、燃油设施区、液氨贮存区及贮煤场区周围设置环形消防车道有困难时,可沿长边设置尽端式消防车道,并应设回车道或回车场。回车场的面积不应小于 $12\text{m} \times 12\text{m}$;供大型消防车使用时,不应小于 $18\text{m} \times 18\text{m}$ 。

2 厂区消防车道的宽度不应小于 4m ,道路上空遇有管架、栈桥等障碍物时,其净高不应小于 4m 。

3 厂区主厂房周围环行道路以及运输燃煤、石灰石和灰渣及石膏、助燃油、液氨的主干道行车部分的宽度宜采用 7m ,困难情况下可采用 6m ;次要道路的宽度宜为 4m ,困难情况下可采用 3.5m 。

4 建有大件运输码头的火力发电厂,码头引桥至主厂房区环形道路之间的道路标准,应根据大件运输需要合理确定,其宽度宜为 $6\text{m} \sim 7\text{m}$,转弯半径不宜小于 12m 。

4.3.12 厂区围墙的平面布置应在节约集约用地的前提下力求规整,除有特殊要求外,宜为实体围墙,高度不应低于 2.2m 。有关功能区域的围墙或围栅设置应符合下列规定:

1 屋外高压配电装置区域的厂内部分应设置 1.8m 高的围栅,变压器场地周围应设置 1.5m 高的围栅。

2 制(供)氢站区、液氨贮存区和燃油设施区均应单独布置。制(供)氢站区应设置高度不低于 2.5m 高的非燃烧体实体围墙,液氨贮存区应设置不低于 2.2m 高的非燃烧体实体围墙,燃油设施区应设置 1.8m 高的围栅。当制(供)氢站区、液氨贮存区和燃油设施区的围墙利用厂区围墙时,应采用不低于 2.5m 高的非燃烧体实体围墙。

4.3.13 厂区用地面积应符合国家现行有关土地使用的规定,厂区建筑系数不应低于 35%,厂区绿地率不应大于 20%。

4.3.14 火力发电厂厂区场地标高应符合表 4.3.14 规定的防洪标准的要求。

表 4.3.14 火力发电厂厂区防洪标准

火力发电厂等级	规划容量(MW)	厂区防洪标准(重现期)
I	>2400	≥100 年、200 年一遇的高水(潮)位
II	400~2400	≥100 年一遇的高水(潮)位
III	<400	≥50 年一遇的高水(潮)位

注: I 级火力发电厂中对位于广东、广西、福建、浙江、上海、江苏、海南风暴潮严重地区的海滨火力发电厂,取 200 年一遇;其中江苏省包括长江口至江阴的沿长江江岸电厂。

4.3.15 当厂区受洪(涝)水、风暴潮影响时,应采取防洪(潮)措施,并符合下列规定:

1 当场地标高低于设计高水(潮)位,或场地标高虽高于设计高水(潮)位,但厂址受波浪影响时,厂区应设置防洪堤或采取其他可靠的防洪设施,并应符合下列规定:

1)对位于海滨的火力发电厂,其防洪堤(或防浪墙)的顶标高应按设计高水(潮)位加 50 年一遇波列、累积频率 1% 的浪爬高和 0.50m 的安全超高确定。经论证,在保证越浪水量对防洪堤安全无影响,且堤后越浪水量排泄畅通的前提下,堤顶标高确定时可允许部分越浪,并宜通过物理模型试验确定堤顶标高、堤身断面尺寸、护面结构。

2)对位于江、河、湖旁的火力发电厂,其防洪堤的堤顶标高应高于设计高水位 0.50m;当受风、浪、潮影响时,应再加 50 年一遇的浪爬高。

2 在有内涝的地区建厂时,防涝围堤堤顶标高应按 100 年一遇内涝水位加 0.50m 的安全超高确定;当 100 年一遇内涝水位难以确定时,可采用历史最高内涝水位;如有排涝设施时,应按设计内涝水位加 0.50m 的安全超高确定。

3 对位于山区的火力发电厂,应按 100 年一遇设计洪水位采取防排洪措施。

4 火力发电厂位于水库下游且水库的防洪标准低于电厂防洪标准或水库为病险水库时,在水库溃坝形成的洪水对厂区产生影响的情况下,应采取相应的工程措施。

5 防排洪设施宜在初期工程中按规划容量一次建成。

4.3.16 厂区竖向布置设计应根据生产工艺要求、工程地质、水文气象、土石方量及地基处理等综合因素确定,并应符合下列规定:

1 厂区不设防洪堤时,主厂房区的室外地坪设计标高应高于设计高水位 0.5m。厂区设有满足防洪要求的防洪堤且有可靠的防内涝措施时,厂内场地标高可适当低于设计洪水位。

2 建(构)筑物、铁路及道路等标高的确定,应满足生产和维护的要求,并应排水畅通。

3 建筑物室内地坪标高应根据建筑功能、交通联络、场地排水、场地地质条件等综合因素确定,宜高出室外地坪设计标高 150mm~300mm。软土地区,室内外沉降差异的影响应在设计计算之内。

4 厂区竖向设计宜做到厂区和施工场地范围内的土石方综合平衡,填、挖方量不能达到平衡时,应落实取、弃土场地,并宜与工程所在地区的其他取、弃土工程相结合。

5 厂区场地的最小坡度及坡向应能较快排除地面雨水,应与建筑物、道路及场地的雨水窖井、雨水口的设置相适应,并应按当

地降雨量和场地土质条件等因素确定。

4.3.17 当厂区自然地形坡度大于3%时,宜采用阶梯布置。应根据生产需要、交通运输便利、地下设施布置合理、边坡稳定等要求,确定阶梯布置。

4.3.18 厂区场地排水系统的设计应根据地形、工程地质、水文气象、地下水位等综合因素,并结合规划容量确定。

4.3.19 厂区管线的布置应符合下列规定:

1 厂区主要管架、管线和沟道应按规划容量统一规划、集中布置,宜分期建设,并应留有合理的管线走廊。

2 应符合工艺流程的合理布置要求,并应便于施工及检修。

3 当管道发生故障时不应发生次生灾害,特别应防止污水渗入生活给水管道和有害、易燃气体渗入其他沟道和地下室内。

4 应避免遭受机械损伤和腐蚀。

5 地下沟(隧)道应设可靠的集水和排水设施。

6 电缆沟及电缆隧道在进入建筑物处或在适当的距离及地段应设防火隔墙,电缆隧道的防火墙上应设防火门。

7 管架、管线和沟道宜沿道路布置,地下管线和沟道宜敷设在道路行车部分之外。地震烈度为8度及以上地区,雨水管、污水管不应平行布置在道路行车道下部。

4.3.20 厂区管线敷设方式应符合下列规定:

1 凡有条件集中架空布置的管线宜采用综合管架进行敷设;在地下水位较高,土壤具有腐蚀性,基岩埋深较浅且不利于地下管沟施工的地区,宜采用综合管架。

2 生产、生活、消防给水管和雨水、污水排水管等宜采用地下敷设。生产、生活给水管可架空敷设,但在严寒地区应设可靠的防冻保温措施。

3 灰渣管、石灰石浆液管、石膏浆液管、氢气管、压缩空气管、助燃油管、氨气管、热力管等宜架空敷设。

4 酸液和碱液管可采用架空或地沟敷设。对发生故障时有

可能扩大灾害的管道,不宜同沟敷设。

5 厂区内的电缆可采用架空、地沟、隧道、排管、直埋敷设。电缆不应与其他管道同沟敷设。

6 氢气管、氨气管与其他管道共架敷设时,应布置在管架外侧并在上层。

7 易燃易爆的管道不应敷设在无关建筑物的屋面或外墙支架上。

4.3.21 管沟、地下管线与建筑物、铁路、道路及其他管线的水平距离,以及管线交叉时的垂直距离应根据地下管线和管沟的埋深、建筑物的基础构造及施工、检修等因素综合确定。

5 机组选型

5.1 机组参数

5.1.1 机组新蒸汽参数宜分为超高压参数、亚临界参数、超临界参数和超超临界参数。

5.1.2 机组新蒸汽参数系列宜符合现行国家标准《发电用汽轮机参数系列》GB/T 754 的有关规定。

5.2 主机选型

5.2.1 汽轮机设备选型应符合下列规定：

1 应按电力系统的要求，确定机组承担基本负荷或变动负荷。

2 对有集中供热条件的地区，应根据近期热负荷和规划热负荷的大小和特性选用供热式机组。

3 对于干旱指数大于 1.5 的缺水地区，宜选用空冷式汽轮机组。

5.2.2 锅炉设备选型应符合下列规定：

1 锅炉设备的选型应根据燃用的设计燃料及校核燃料的燃料特性数据确定；锅炉炉膛选型宜符合现行行业标准《大容量煤粉燃烧锅炉炉膛选型导则》DL/T 831 的有关规定。

2 当燃用洗煤副产物、煤矸石、石煤、油页岩和石油焦等不能稳定燃烧的燃料时，宜选用循环流化床锅炉；当燃用收到基硫分较高的燃料或燃用灰熔点低、挥发分较低、锅炉易结焦的燃料或燃用低发热量褐煤燃料时，也可选用循环流化床锅炉。

3 当燃用低灰熔点或严重结渣性的煤种，经技术经济比较合理时，可采用液态排渣锅炉。

4 大容量煤粉锅炉布置方式可根据工程具体条件选用 II 形

炉或塔式炉型。

5.2.3 锅炉的燃烧方式应根据燃用煤种的煤质特性选择,并应符合下列规定:

1 燃用干燥无灰基挥发分 $V_{daf} \geq 15\%$,煤粉气流着火温度指标 $IT \leq 700^\circ\text{C}$ 的煤种,宜采用切向燃烧或墙式燃烧方式;燃用全水分 $M_{ar} > 30\%$ 的褐煤,宜采用风扇磨直吹式制粉系统、多角切向燃烧方式,热一次风温度能够满足磨煤机干燥出力的要求时,也可采用常规切向燃烧方式。

2 燃用煤粉气流着火温度指标 IT 为 $700^\circ\text{C} \sim 800^\circ\text{C}$ 的煤种,宜采用墙式或切向燃烧方式。对于煤粉气流着火温度指标 $IT > 750^\circ\text{C}$ 且结渣性较严重的煤种,可采用双拱燃烧方式。

3 燃用干燥无灰基挥发分 $V_{daf} \leq 10\%$,煤粉气流着火温度指标 $IT > 800^\circ\text{C}$ 的煤种,宜采用双拱燃烧方式或循环流化床燃烧方式。

5.2.4 发电机的选型应分别符合现行国家标准《隐极同步发电机技术要求》GB/T 7064 和《旋转电机定额和性能》GB 755 的有关规定。

5.2.5 发电机冷却方式应采用制造厂推荐的、成熟可靠的形式。

5.3 主机容量匹配

5.3.1 锅炉的台数及容量与汽轮机的台数及容量的匹配应符合下列规定:

1 对于纯凝式汽轮机应一机配一炉。锅炉的最大连续蒸发量宜与汽轮机调节阀全开时的进汽量相匹配。

2 对于供热式汽轮机宜一机配一炉。当 1 台容量最大的蒸汽锅炉停用时,其余锅炉的对外供汽能力若不能满足热力用户连续生产所需的 100% 生产用汽量和 60%~75% (严寒地区取上限) 的冬季采暖、通风及生活用热量要求时,可由其他热源供给。

5.3.2 发电机和汽轮机的容量选择条件应相互协调。在额定功

率因数和额定氢压(对氢冷发电机)下,发电机的额定容量应与汽轮机的额定出力相匹配,发电机的最大连续容量应与汽轮机的最大连续出力相匹配,其冷却器进水温度宜与汽轮机相应工况下的冷却水温度相一致。

5.4 机组设计性能指标计算

5.4.1 计算机组设计标准煤耗率所用的汽轮机热耗率,宜取用汽轮机供货合同中供方向需方保证的热耗率。

5.4.2 计算机组设计标准煤耗率所用的锅炉效率,宜取用锅炉供货合同中供方向需方保证的效率。

5.4.3 计算机组设计标准煤耗率所用的管道效率宜取用 99%。

5.4.4 机组设计发电标准煤耗率和机组设计供电标准煤耗率的计算应采用本规范附录 A 的计算方法。

5.4.5 机组性能考核工况设计厂用电率计算可采用现行行业标准《火力发电厂厂用电设计技术规定》DL/T 5153 的有关规定。对主要高压电动机可采用轴功率法进行计算,电动机的轴功率应为对应性能考核工况下的电动机轴功率。其他负荷计算可采用换算系数法。

6 主厂房区域布置

6.1 基本规定

6.1.1 主厂房区域布置应适应电力生产工艺流程的要求,并应满足安装、运行、检修的需要,宜做到设备布局 and 空间利用紧凑、合理;管线及电缆连接应短捷、整齐;巡回检查通道应畅通。

6.1.2 主厂房区域布置应根据设备和系统的功能要求,集中、合并布置,并应做到功能分区明确、系统连接简捷。在工艺要求和环境条件许可的情况下,辅助设备宜采用露天或半露天布置。

6.1.3 主厂房的布置可采用汽机房、煤仓间或除氧煤仓间、锅炉房三列式布置,汽机房、除氧间、煤仓间、锅炉房四列式布置,侧煤仓布置等多种布置形式。

6.1.4 主厂房区域布置应为运行检修人员创造良好的工作环境,应符合国家现行有关劳动保护标准的规定;设备布置应符合防火、防爆、防潮、防尘、防腐、防冻等有关要求。

6.1.5 主厂房区域及其内部的设施、表盘、管道和平台扶梯等的色调应协调。平台扶梯及栏杆的规格宜统一。

6.1.6 主厂房柱距宜采用等柱距;在满足主要设备布置要求的前提下,也可采用不等柱距。

6.1.7 主厂房区域布置应根据厂区地形、设备特点和施工条件等因素合理安排。

6.1.8 主厂房区域布置应根据总体规划要求留有扩建条件。

6.1.9 直接空冷系统的布置应与主厂房区域布置相协调,并应符合本规范第 17.8.4 条的规定。

6.2 汽机房及除氧间布置

6.2.1 对 200MW 级及以上机组,汽轮发电机组宜采用纵向顺列布置。如条件合适,通过技术经济比较也可采用横向布置。

6.2.2 300MW 级及以上机组的汽机房运转层宜采用大平台布置形式,300MW 级以下机组宜采用岛式布置。采用大平台布置时,应满足汽机房的通风、排热、排湿及起吊重物的要求。

6.2.3 给水泵的布置应符合下列规定:

1 当驱动汽动给水泵的小汽轮机排汽进入主凝汽器时,汽动给水泵组宜就近布置在汽轮发电机组侧面的运转层或底层。

2 当驱动汽动给水泵的小汽轮机排汽进入独立的凝汽器时,汽动给水泵组宜布置在汽机房及除氧间的运转层或中间层。

3 当汽轮发电机组采用电动给水泵时,给水泵可布置在汽机房或除氧间的底层。

6.2.4 除氧器给水箱的布置应符合下列规定:

1 除氧器给水箱的安装标高应保证在汽轮机甩负荷瞬态工况下,给水泵或其前置泵的进口不发生汽化。

2 在气候、布置条件合适时,除氧器给水箱宜采用露天布置。

3 除氧器和给水箱不宜布置在集中控制室上方。如布置在集中控制室上方时,集中控制室顶板应采用混凝土整体浇灌,除氧器层的楼面应采取防水措施。

6.2.5 汽轮机油系统设备的布置应符合下列规定:

1 汽轮机主油箱、油泵、冷油器及油净化装置等设备宜布置在汽机房机头靠 A 列柱侧,并应远离高温管道;汽轮机贮油箱宜布置在主厂房外侧。

2 汽轮机主油箱、贮油箱、油净化装置及油系统应采取防火措施。在主厂房外侧的适当位置应设置密封的润滑油事故排油箱(坑),其布置标高和排油管道的设计应满足主油箱、贮油箱、油净化装置等事故排油畅通的需要。润滑油事故排油箱(坑)的容积不

应小于一台最大机组油系统的油量。

3 设备事故排油门均应布置在安全及便于操作的位置,其操作手轮应设在距排油设备外缘 5m 以外的地方,并应有两条人行通道可以到达。

6.2.6 湿冷机组纵向布置时,循环水泵不宜布置在汽机房内;工程具体条件合适时,循环水泵可靠近汽机房布置。

6.2.7 当采用带混合式凝汽器的间接空冷系统时,循环水泵和水轮机宜毗邻汽机房布置。

6.2.8 凝结水精处理装置宜布置在汽机房内,再生装置宜布置在主厂房内。

6.2.9 供热机组热网首站宜布置在汽机房 A 列外;通过技术经济比较合理时,也可布置在主厂房固定端或汽机房内。

6.3 煤仓间布置

6.3.1 煤仓间给煤机层标高的确定应符合下列规定:

1 对于煤粉锅炉,给煤机层的标高应由磨煤机(风扇磨煤机除外)、送粉管道及其检修起吊装置等所需的空間确定。在有条件时,该层标高宜与锅炉运转层标高一致。风扇磨煤机的给煤机层标高应满足干燥段的布置要求。

2 对于循环流化床锅炉,给煤机层的标高应根据锅炉给煤口标高(包括播煤装置)、所需给煤机级数、给煤距离和给煤机出口阀门布置等因素确定。

6.3.2 煤仓间皮带层的布置应符合下列规定:

1 皮带层的标高应按原煤仓和煤粉仓的设计要求确定。

2 带式输送机两侧应有必要的运行通道。

3 皮带层内应设置必要的通风除尘装置、清洁地面及排水设施。

4 带式输送机头部应设置检修起吊设施。

6.3.3 侧煤仓形式的煤仓间布置宜与锅炉房的布置统筹设计。

6.3.4 锅炉原煤仓及煤粉仓的储煤量应符合下列规定：

1 对于中速磨直吹式制粉系统，除备用磨煤机所对应的原煤仓外，其余原煤仓的总有效储煤量宜按设计煤种满足锅炉最大连续蒸发量时 8h 以上的耗煤量设计；对于双进双出钢球磨直吹式制粉系统，原煤仓的总有效储煤量宜按设计煤种满足锅炉最大连续蒸发量时 8h 以上的耗煤量设计。

2 对于中间贮仓式制粉系统，煤粉仓的有效贮煤粉量宜按设计煤种满足锅炉最大连续蒸发量时 2h 以上的耗粉量设计。原煤仓和煤粉仓总的有效贮煤量宜按设计煤种满足锅炉最大连续蒸发量时 8h 以上的耗煤量设计。

3 对于燃用低热值煤的循环流化床锅炉，原煤仓的总有效储煤量宜按设计煤种满足锅炉最大连续蒸发量时 6h 以上的耗煤量设计。

4 对于燃用褐煤的煤粉锅炉，除备用磨煤机所对应的原煤仓外，其余原煤仓的总有效储煤量宜按设计煤种满足锅炉最大连续蒸发量时 6h 以上的耗煤量设计。

5 对于输煤系统采用两班制运行的电厂，直吹式制粉系统原煤仓的总有效储煤量或中间贮仓式制粉系统原煤仓和煤粉仓总的有效贮煤量，可按设计煤种满足锅炉最大连续蒸发量时 10h 以上的耗煤量设计。

6.3.5 原煤仓的设计应符合下列规定：

1 原煤仓宜采用钢结构的圆筒仓型；双曲线型原煤仓出口段截面收缩率不应小于 0.7，出口直径不宜小于 600mm；锥型原煤仓出口段壁面与水平面的夹角，对于煤粉锅炉不应小于 60°，对于循环流化床锅炉不应小于 70°。

2 煤粉锅炉采用矩形原煤仓时，相邻两壁的交线与水平面的夹角不应小于 55°，壁面与水平面夹角不应小于 60°；对于黏性大、高挥发分或易燃的烟煤和褐煤，相邻两壁的交线与水平面的夹角不应小于 65°，壁面与水平面的夹角不应小于 70°。

3 循环流化床锅炉采用矩形原煤仓时,相邻两壁的交线与水平面的夹角不应小于 70° 。

4 矩形原煤仓相邻壁交角的内侧应做成圆弧形,圆弧半径不应小于 200mm。

5 原煤仓内壁应光滑耐磨。对易堵的煤在原煤仓的出口段宜采用不锈钢复合钢板、内衬不锈钢板或其他光滑阻燃型耐磨材料;原煤仓外壁宜设防堵装置;

6 在严寒地区,对于钢结构的原煤仓、靠近厂房外墙或外露的钢筋混凝土原煤仓,其仓壁应采取防冻保温措施。

6.3.6 煤粉仓的防火、防爆设计应符合国家现行标准《火力发电厂与变电站设计防火规范》GB 50229 和《火力发电厂煤和制粉系统防爆设计技术规程》DL/T 5203 的有关规定。

6.4 锅炉布置

6.4.1 锅炉宜采用露天或半露天布置,对严寒或风沙大的地区宜采用紧身罩封闭。

6.4.2 采用露天或半露天布置的锅炉,其运转层宜采用岛式布置方式或钢格栅大平台布置方式。对于采用风扇磨煤机制粉系统的给煤机在炉膛周围布置时,给煤机层宜设钢筋混凝土大平台。当锅炉本体下部或布置于锅炉房底层的附属设备不适宜露天布置时,运转层及以下可采用封闭的形式。紧身罩封闭的锅炉,其运转层宜采用钢筋混凝土大平台布置方式。

6.4.3 采用露天或半露天布置的锅炉,当需要在运转层上设置炉前操作区时,可采用炉前低封闭方式。

6.4.4 在满足设备及管道布置、安装、运行和检修要求的条件下,炉前空间宜压缩;在有条件时,可采用炉前柱与煤仓间柱合并的布置方式。

6.4.5 锅炉主要辅助设备的布置应符合下列规定:

1 除尘器采用露天布置,除尘器灰斗应采取防结露措施;对

严寒地区,除尘器设备下部应采用封闭布置。

2 对严寒地区,锅炉的引风机、送风机和一次风机应采用室内布置。

3 露天布置的辅机应采取防噪音措施,其电动机宜采用全封闭形式。

6.5 集中控制室和电子设备间

6.5.1 集中控制室宜多台机组联合设置 1 个,集中控制室和电子设备间内的设备、表盘及活动空间布置宜紧凑合理,并应方便运行和检修。

6.5.2 集中控制室和电子设备间的出入口不应少于 2 个,其净空高度分别不宜低于 3.5m 和 3.2m。集中控制室及电子设备间应有良好的空调、照明、隔热、防尘、防火、防水、防振和防噪音的措施。集中控制室和电子设备间下面可设电缆夹层,电缆夹层与主厂房相邻部分应封闭。

6.5.3 集中控制室、电子设备间及其电缆夹层内应设消防报警和信号设施,严禁汽水、油及有害气体管道穿越。集中控制室和电子设备间应设整体刚性防水屋顶。

6.5.4 集中控制室与电子设备间集中布置时,可设置集中控制楼;集中控制楼宜 2 台机组合用 1 个,宜布置在两炉之间。如条件合适,集中控制楼可伸入除氧煤仓间内。集中控制室和电子设备间也可集中布置在除氧间或煤仓间的运转层。

6.5.5 集中控制室与电子设备间分开布置时,宜 2 台及以上机组合用 1 个,宜布置在主厂房固定端或其他合适的位置;电子设备间可分散布置在离控制对象相对近的区域。

6.6 烟气脱硫设施布置

6.6.1 烟气脱硫主要工艺设备布置应符合下列规定:

1 湿法烟气脱硫工艺吸收塔、活性焦干法烟气脱硫工艺吸附

塔宜布置在靠近烟囱附近,半干法烟气脱硫工艺脱硫塔宜布置在预除尘器后;在严寒地区,吸收塔应采取防冻措施。

2 石灰石-石膏湿法烟气脱硫装置的浆液循环泵、氧化风机宜紧邻吸收塔布置。

3 对严寒或风沙大的地区,增压风机、循环泵和氧化风机等设备应采用室内布置。其他地区可根据当地气象条件及设备状况等因素研究露天布置的可行性。当露天布置时应加装隔音罩或预留加装隔音罩的位置。

4 石灰石-石膏湿法脱硫装置事故浆液箱的布置位置宜满足多套装置共用的需要。

5 海水法烟气脱硫工艺的海水升压泵宜靠近吸收塔布置。曝气池宜靠近循环水排水侧布置,曝气池的排水布置宜与循环水排水统筹设计。

6.6.2 烟气脱硫工艺吸收剂制备系统和脱硫副产品处置系统设备的布置应符合下列规定:

1 石灰石-石膏湿法脱硫工艺吸收剂制备系统和脱硫副产品处置系统设备宜集中多层布置在同一建筑物内,也可结合工艺流程和场地条件因地制宜布置。

2 半干法烟气脱硫工艺吸收剂制备设施、生石灰粉仓、消石灰仓宜集中布置在脱硫塔附近。

6.7 烟气脱硝设施布置

6.7.1 烟气脱硝装置布置应符合下列规定:

1 选择性催化还原烟气脱硝装置宜布置在锅炉省煤器和空气预热器之间。

2 选择性催化还原烟气脱硝装置的支撑结构宜与锅炉构架形成统一构架体系。

3 当预留选择性催化还原烟气脱硝装置位置时,应结合锅炉构架及炉后布置统筹预留脱硝装置及进出口烟道布置位置,并应

将各种荷载纳入相关的设计中。

4 非选择性催化还原烟气脱硝装置应与锅炉的布置统筹设计。

6.7.2 氨气稀释装置和尿素分解装置宜靠近反应器布置。

6.8 维护检修

6.8.1 汽轮机安装检修场地设置应符合下列规定：

1 汽机房检修场地面积宜满足汽机发电机组在汽机房内检修的要求。

2 当汽机房运转层采用大平台布置时，每 2 台机组宜设置 1 个零米安装检修场，其大小可按满足大件吊装及汽轮机翻缸的需要确定。

3 当汽轮机采用岛式布置时，每 2 台至 4 台机组宜设置 1 个零米检修场；安装场地的设置宜与设备进入汽机房的位置和零米检修场统筹设计、合并设置。

6.8.2 汽机房内的桥式起重机的设置应符合下列规定：

1 125MW 级、200MW 级机组装机在 4 台及以上，300MW 级及以上机组装机在 2 台及以上时，可装设 2 台起重量相同的桥式起重机。

2 桥式起重机的起重量应根据检修时起吊的最重件（不包括发电机静子）选择。

3 可根据工程具体情况，经技术经济比较，采取加固桥式起重机的方法满足发电机静子起吊的要求。

4 桥式起重机的安装标高应按所需起吊设备的最大起吊高度确定。

6.8.3 主厂房区域检修起吊设施的设置应符合下列规定：

1 起重量为 1t 及以上的设备、需要检修的管件和阀门应设置检修起吊设施。

2 起重量为 3t 及以上并经常使用的设备宜设置电动起吊

设施。

3 起重量为 10t 及以上的设备应设置电动起吊设施。

4 主厂房内,在不便设置固定维护检修平台的地方可设置移动升降检修设施。

5 露天布置的设备可根据周围的条件设置移动或固定式起吊设施。

6.8.4 在主厂房区域设置起吊孔及相应的起吊设施应符合下列规定:

1 在锅炉房内,应有将物件从零米提升至炉顶平台的电动起吊装置和起吊孔,其起重量宜为 1t~3t。

2 在煤仓间两端应有自底层至煤仓皮带层的起吊孔,并应设置起吊设施。

3 其他需要检修更换设备且无法利用汽机房桥式起重机或本条第 1 款、第 2 款规定的起吊设施的区域,应设置起吊孔和相应的起吊设施。

6.8.5 主厂房内各主、辅机应有必要的检修空间、安放场地、运输通道、运行和检修通道。主厂房底层的纵向运输通道宜贯穿直通,并应在其两端设置大门,应在汽机房零米检修场靠 A 列柱侧设置大门,并应与厂区道路相连通。

6.8.6 电梯台数和布置方式应符合下列规定:

1 125MW 级机组,每 2 台锅炉宜装设 1 台电梯。

2 200MW 级及以上机组,每台锅炉宜装设 1 台电梯。

3 电梯的形式宜为客货两用,装载量宜为 1t~2t,行驶速度应按从首层到顶层的运行时间不超过 60s 计算确定,且不宜小于 1m/s。

4 电梯宜布置在集中控制室和锅炉之间靠近炉前一侧,宜在锅炉本体各主要平台层设置停靠站。

5 运行维护需要时,也可在其他生产建筑物内增设电梯。

6.8.7 主要阀门、挡板及其执行机构应能正常操作和维修方便,

必要时应设置操作、维修平台。

6.9 综合设施要求

6.9.1 主厂房内地下设施布置应符合下列规定：

1 主厂房内不宜设地下管沟和地下电缆通道；对于必须设置沟道的地段宜避免交叉，并应防止积水。

2 底层的排水应采用排水管网至集水井的方式，辅机冷却水排水管可采用压力管道架空或直埋的方式。

3 汽机房不宜设置全地下室。当汽机房零米层设备较多、地下水位不高，经过技术经济比较认为合理时，也可设置局部地下室。地下室布置应满足交通、排水、防潮、通风、照明等要求。

6.9.2 主厂房区域电缆敷设及通道布置应符合下列规定：

1 电缆宜敷设在专用的架空托架、电缆隧道或排管内。动力电缆和控制电缆宜分开排列。采用架空托架和电缆隧道敷设时，还应采取防止电缆积聚煤粉和火灾蔓延的措施。

2 架空托架走廊应与主厂房内主要设备和管道的布置统筹设计，并宜避开易遭受火灾的地段。架空托架的路径和布置应使电缆的用量最少，且便于施工和正常维护，并应整齐美观。

3 电缆隧道严禁作为其他管沟的排水通路。当电缆隧道与其他管沟交叉时，应采取防水措施。

6.9.3 电气用的总事故贮油设施和电气设备的贮油或挡油设施的设置应符合下列规定：

1 火力发电厂应设置电气用的总事故贮油池，其容量应按最大1台变压器的油量确定。总事故贮油池应设置油水分离设施。

2 电气设备的贮油或挡油设施应符合现行国家标准《火力发电厂与变电站设计防火规范》GB 50229的有关规定。

6.9.4 热力系统化学加药和水汽取样装置宜相对集中布置在主厂房内。加药装置所需药品的仓库可设置在加药装置附近。

7 运煤系统

7.1 基本规定

7.1.1 新建火力发电厂运煤系统的设计应按本期建设规模并兼顾规划容量、燃煤品种、耗煤量、厂外来煤方式、机组形式,以及当地的气象和环境条件等统筹规划,分期建设或一次建成。

7.1.2 扩建火力发电厂运煤系统的设计应充分利用原有的设施和设备,并与原有系统相协调。

7.2 卸煤设施

7.2.1 当火力发电厂采用两种以上的来煤方式时,每种来煤方式的接卸设施规模应根据其来煤比例确定,宜留有适当的裕度。

7.2.2 铁路卸煤设施设计应符合下列规定:

1 当由铁路来煤时,卸煤装置的出力应根据对应机组的铁路日最大来煤量和来车条件确定。正常情况下,从车辆进厂就位到卸煤完毕的时间不宜超过 4h,严寒地区的卸车时间可适当延长。

2 一次进厂的车辆数应与进厂铁路专用线的牵引定数相匹配,大型火力发电厂宜按整列进厂设计。当不能整列进厂时,在获得铁路部门同意的条件下,可解列进厂。

3 铁路卸煤装置应满足接卸 60 吨级和 70 吨级车型的要求;当火力发电厂燃煤运输所经路径的铁路存在 80 吨级车型时,其铁路卸煤装置还应满足接卸 80 吨级车型的要求。

4 铁路卸煤装置的卸煤能力应按 60 吨级车型计算;其输出能力应按 70 吨级车型配置;当火力发电厂燃煤运输所经路径的铁路存在 80 吨级车型时,对于混编车型的列车,其输出能力应按 70 吨级车型配置;对于由 80 吨级车型整编的列车,其输出能力可按

80 吨级车型配置。

5 采用自卸式底开车运输时,应根据对应机组的铁路日最大来煤量、一次进厂的车辆数、场地条件等确定缝式煤槽卸煤装置的形式及规模。

6 采用普通敞车运输时,宜采用翻车机卸煤装置。当铁路日最大来煤量不大于 6000t 时,可采用螺旋卸车机与缝式煤槽组合的卸煤装置。

7 缝式煤槽的有效长度宜与一次进厂车辆数分组后的数字相匹配。缝式煤槽卸煤装置的调车作业宜采用自备机车;当不具备自备机车调车条件时,应设置调车机械。

8 翻车机卸煤装置的形式、布置方式和台数应根据本期建设规模、规划机组容量、铁路进厂条件、场地条件等确定。当初期只设 1 台翻车机时,翻车机及其调车系统的关键部件应设置 1 套备件。

9 严寒地区的火力发电厂,燃煤在冬季装车时,应避免将未冻结的高表面水分的燃煤装入车厢。厂内不宜设置解冻设施。

7.2.3 水路卸煤设施设计应符合下列规定:

1 当由水路来煤时,火力发电厂专用卸煤码头的设计应符合国家现行标准《海港总平面设计规范》JTJ 211 和《河港工程设计规范》GB 50192 的有关规定。

2 应根据对应机组年耗煤量、航道条件、船型条件、气象条件、燃料特性、航运部门要求的在港时间等因素,确定码头泊位等级,泊位数量,卸船机械的形式、出力、台数及其辅助设备。

3 全厂装设的卸煤机械台数不宜少于 2 台。

4 大型码头的卸船机械宜采用桥式抓斗绳索牵引式卸船机。

5 当条件许可时,可采用自卸船工艺系统。

7.2.4 公路卸煤设施设计应符合下列规定:

1 当燃煤部分或全部采用汽车运输时,运煤车型及吨位范围应根据当地社会运力与公路运输条件等确定,宜采用自卸汽车

运输。

2 应根据汽车运输年来煤量设置适宜规模的厂内受煤站。

3 当汽车运输年来煤量在 $60 \times 10^4 \text{t}$ 以下时,受煤站可采用受煤斗或缝式煤槽卸煤装置。

4 当汽车运输年来煤量在 $60 \times 10^4 \text{t}$ 及以上时,受煤站宜采用缝式煤槽卸煤装置。

5 当燃煤以非自卸汽车运输时,受煤站应设置汽车卸车机。

7.3 贮煤设施

7.3.1 贮煤设施设计容量应综合厂外运输方式,运距,供煤矿点的数量、煤种及品质,燃煤供需关系,火力发电厂在电力系统中的作用,机组形式等因素确定。贮煤设施设计容量应符合下列规定:

1 运距不大于 50km 的火力发电厂,贮煤容量不应小于对应机组 5d 的耗煤量。

2 运距大于 50km、不大于 100km 的火力发电厂,当采用汽车运输时,贮煤容量不应小于对应机组 7d 的耗煤量;当采用铁路运输时,贮煤容量不应小于对应机组 10d 的耗煤量。

3 运距大于 100km 的火力发电厂,贮煤容量不应小于对应机组 15d 的耗煤量。

4 铁路和水路联运的火力发电厂,贮煤容量不应小于对应机组 20d 的耗煤量。

5 供热机组的贮煤容量应分别在本条第 1 款~第 4 款的基础上,增加 5d 的耗煤量。

6 对于燃烧褐煤的火力发电厂,在无有效措施防止自燃的情况下,贮煤容量不宜大于对应机组 10d 的耗煤量,最大不应超过对应机组 15d 的耗煤量。

7 当存在 2 种以上的来煤方式或供煤矿点较多时,贮煤容量宜按本条第 1 款~第 6 款中较小值取用。

7.3.2 贮煤设施的形式应根据气象条件、厂区地形条件、周边环境

境的要求、并兼顾造价等因素,可采用封闭式贮煤设施、半封闭式贮煤设施、露天煤场配置挡风抑尘网或露天煤场等形式。

7.3.3 对于多雨地区,应根据煤的物理特性、制粉系统和煤场设备形式等条件,确定是否设置干煤贮存设施,当需设置时,其有效容量不应小于对应机组 3d 的耗煤量。

7.3.4 贮煤设备的配置应符合下列规定:

1 贮煤设备的堆煤能力应满足卸煤装置输出能力的要求,取煤能力应与进入锅炉房的运煤系统出力一致。

2 当采用 1 台堆取料机作为大型煤场设备时,应有出力不小于进入锅炉房的运煤系统出力的备用上煤设施。

3 当火力发电厂采用无缓冲能力的翻车机、卸船机等卸煤装置时,对于悬臂式斗轮堆取料机和门式滚轮堆取料机不宜少于 2 台。

4 采用卸煤、堆煤、取煤和混煤等多种用途的门式(装卸桥)或桥式抓煤机,其总额定出力不应小于对应机组最大连续蒸发量时总耗煤量的 250%,可不设备用;当只装有 1 台抓煤机时,应有备用的上煤设施;当门式(装卸桥)或桥式抓煤机和履带式抓煤机合用时,其总平均出力也不应小于对应机组最大连续蒸发量总耗煤量的 250%。

7.3.5 推煤机、装载机等辅助设备应根据辅助堆取作业、煤堆平整、压实,以及处理自燃煤的作业量等因素配置。

7.4 带式输送机

7.4.1 厂外带式输送机的设计应符合下列规定:

1 当供煤矿点集中、运距较短时,厂外的燃煤运输可采用带式输送机。当运距较远、情况复杂时,应通过技术经济比较确定是否采用带式输送机。

2 厂外带式输送机的建设规模宜根据火力发电厂规划容量的耗煤量和机组分期建设的原则确定。

3 当火力发电厂内设有贮煤设施,且贮煤设施的容量不小于对应机组的 5d 耗煤量时,厂外带式输送机宜单路配置。

4 当火力发电厂内不设贮煤设施时,厂外贮煤设施至火力发电厂的带式输送机应视作进入锅炉房的厂内输送系统的一部分,其出力应与厂内输送系统出力一致,应按一路运行、一路备用设置,并应具备双路同时运行的条件。

7.4.2 厂内运煤系统带式输送机的设计应符合下列规定:

1 由卸煤装置至贮煤设施的卸煤系统带式输送机的出力应与卸煤装置输出能力相匹配,可根据卸煤装置的形式及数量单路或双路设置。

2 由贮煤设施至锅炉房的上煤系统带式输送机的出力不应小于对应机组最大连续蒸发量时燃用设计煤种与校核煤种两个耗煤量较大值的 135%。

3 当进入锅炉房的上煤单元独立设置时,上煤系统带式输送机应双路设置、一路运行、一路备用,并应具备双路同时运行的条件。对于两个上煤单元,条件合适时,可共用一路备用系统。

7.4.3 对于向上运输的带式输送机,其斜升倾角宜小于 16° ,不应大于 18° 。

7.4.4 带式输送机可采用封闭式、露天式、半封闭式或轻型封闭式,应根据当地的气象条件确定。采用露天式栈桥时,带式输送机应设防护罩。

7.4.5 当运输距离较远、厂区布置复杂时,可采用管状带式输送机或平面转弯的曲线带式输送机。

7.4.6 由于布置条件限制等原因不能采用普通带式输送机时,可采用垂直提升带式输送机。

7.5 筛、碎设备

7.5.1 运煤系统中应设置筛、碎设备。对于来煤粒度能长期保证磨煤机入料粒度要求的火力发电厂,可不设置筛、碎设备。

7.5.2 筛、碎煤设备宜采用单级。经筛、碎后的燃煤粒度应符合磨煤机入料粒度的要求。

7.6 混煤设施

7.6.1 当设计煤种为多种煤种,且有严格的比例要求时,可设置混煤筒仓。当有混煤需求,但无严格的比例要求时,宜利用卸煤、贮煤设施和原煤仓所兼有的混煤功能。

7.6.2 混煤筒仓的配置应符合下列规定:

1 筒仓数量不宜超过 3 座。

2 当混煤筒仓兼作卸煤装置的缓冲设施时,筒仓总容量可按对应机组 1d 的耗煤量设计。

7.7 循环流化床锅炉运煤系统

7.7.1 用于循环流化床锅炉的煤泥处理应符合下列规定:

1 当采用煤泥与其他燃料混合后燃烧的方式时,煤泥宜经干燥处理后进入火力发电厂。

2 当煤泥采用以浆状形态喷烧的方式时,应符合下列规定:

1)采用汽车运输时,应直接卸至炉前煤泥仓或煤泥池。

2)采用带式输送机运输时,宜采用单独的输送系统送至炉前煤泥仓,单路设置,并宜减少转运环节,厂内、外带式输送机的出力应一致。

7.7.2 循环流化床锅炉干煤贮存设施的设置条件及容量应符合下列规定:

1 火力发电厂所在地区年平均降雨量小于 500mm 时,可不设干煤贮存设施。

2 火力发电厂所在地区年平均降雨量大于或等于 500mm,且小于 1000mm 时,可按对应机组 3d~5d 的耗煤量设置干煤贮存设施。

3 火力发电厂所在地区年平均降雨量不小于 1000mm 时,

可按对应机组 5d~10d 的耗煤量设置干燥贮存设施。

4 对有可能发生入厂煤水分较大的火力发电厂,宜设有适当的晾干场地。

7.7.3 循环流化床锅炉筛、碎设备应符合下列规定:

1 进入筛、碎设备的燃煤,其外在水分应控制在 12%以内。

2 经筛、碎后的燃煤粒度应符合循环流化床锅炉入料粒度的要求,并宜满足粒度级配的要求。

3 筛、碎设备的级数应根据来煤粒度和系统出力确定。

4 一、二级破碎设备前均宜设置筛分机。

7.8 循环流化床锅炉石灰石及其制粉系统

7.8.1 对于装有多台循环流化床锅炉的火力发电厂,石灰石制粉系统宜作为公用设施布置在主厂房外。

7.8.2 石灰石卸车设施的设置应符合下列规定:

1 当石灰石采用铁路运输时,其卸车设施可与石灰石堆场合并设置。

2 当石灰石采用汽车运输时,应根据汽车年运输量在厂内设置相应设施,并应符合下列规定:

1)宜采用自卸汽车运输石灰石。

2)当石灰石年汽车运输量在 $30 \times 10^4 \text{t}$ 及以下时,应设置受卸站。受卸站可与堆场合并布置,可将堆场内某一个或几个区域作为受卸站,可采用抓斗式起重机、装载机和推煤机等作为清理受卸站货位的设备。

3)当石灰石年汽车运输量在 $30 \times 10^4 \text{t}$ 以上时,受卸站可采用多个受料斗串联布置。

7.8.3 厂内石灰石贮存设施可采用石灰石堆场或石灰石贮料筒仓,其容量不应小于对应机组 7d 的耗石量。石灰石堆场宜全部做成干石棚,送入石灰石制粉系统的石灰石水分应在 1%以下。当采用石灰石贮料筒仓时,其入仓粒度不应大于 25mm,水分应在

1%以下。

7.8.4 石灰石输送系统的设计出力不应小于对应机组在最大连续蒸发量时燃用设计煤种与校核煤种两个条件下石灰石耗量较大值的 200%，宜单路设置。

7.8.5 石灰石破碎(磨制)系统设计应符合下列规定：

1 当石灰石来料粒度大于 30mm 时，应设置两级破碎设备。第一级设备应采用破碎设备，第二级设备可采用破碎或磨制设备。

2 当石灰石来料粒度不大于 30mm 时，可设置一级破碎或磨制设备。

7.9 运煤辅助设施

7.9.1 在每路运煤系统中，应在系统前端、煤场带式输送机出口处和碎煤机前与后，各装设一级除铁器。

7.9.2 当需要且有条件时，宜在系统前端设置除大块设施。

7.9.3 火力发电厂应装设入厂煤和入炉煤的计量装置，且应具有校验手段。

7.9.4 火力发电厂应装设入厂煤和入炉煤的机械取样装置。

7.9.5 火力发电厂应设有必要的运煤设备起吊设施和检修场地。

7.9.6 运煤系统的建(构)筑物应设置清扫设施。

7.9.7 在地下缝式煤槽、翻车机室、转运站、碎煤机室和煤仓间带式输送机层的设计中，应采取防止煤尘飞扬的措施。

8 锅炉设备及系统

8.1 锅 炉 设 备

8.1.1 锅炉设备应符合现行行业标准《电力工业锅炉压力容器监察规程》DL 612 和《电力工业锅炉压力容器检验规程》DL 647 的有关规定。

8.1.2 过热蒸汽及再热蒸汽系统压降及温降应符合下列规定：

1 锅炉过热器出口至汽轮机进口的压降，不宜大于汽轮机额定进汽压力的 5%。

2 过热器出口额定蒸汽温度，对于亚临界及以下参数机组，宜高于汽轮机额定进汽温度 3℃；对于超（超）临界参数机组，宜高于汽轮机额定进汽温度 5℃。

3 再热蒸汽系统总压降，对于亚临界及以下参数机组，宜按汽轮机额定功率工况下高压缸排汽压力的 10%取值，其中冷再热蒸汽管道、再热器、热再热蒸汽管道的压力降宜分别为汽轮机额定功率工况下高压缸排汽压力的 1.5%~2.0%、5%、3.0%~3.5%；对于超（超）临界参数机组，再热蒸汽系统总压降宜在汽轮机额定功率工况下高压缸排汽压力的 7%~9%范围内确定，其中冷再热蒸汽管道、再热器、热再热蒸汽管道的压力降宜分别为汽轮机额定功率工况下高压缸排汽压力的 1.3%~1.7%、3.5%~4.5%、2.2%~2.8%。

4 再热器出口额定蒸汽温度宜高于汽轮机中压缸额定进汽温度 2℃。

8.1.3 锅炉安全阀配置应符合下列规定：

1 除本条第 2 款的规定外，锅炉的汽包、过热器出口、再热器系统以及直流锅炉外置式启动分离器（带有隔离阀的）均应装设足

够数量的安全阀,其要求应符合现行行业标准《电站锅炉安全阀应用导则》DL/T 959 的有关规定。

2 采用 100%带安全阀功能的三用阀高压旁路,当高压旁路具有独立的安全保护功能控制回路并符合有关标准的要求时,锅炉过热器系统的安全阀可由高压旁路阀代替。对再热器安全阀可设置跟踪与部分溢流功能。

8.1.4 锅炉制粉系统和烟风系统的设计应满足锅炉整体性能设计的要求,并应符合现行行业标准《火力发电厂制粉系统设计计算技术规定》DL/T 5145 和《火力发电厂燃烧系统设计计算技术规程》DL/T 5240 的有关规定。

8.2 煤粉制备

8.2.1 磨煤机和制粉系统形式应根据煤种的特性、可能的煤种变化范围、负荷性质、磨煤机的适用条件,并结合锅炉燃烧方式、炉膛结构和燃烧器结构形式,按有利于安全运行、提高燃烧效率、降低 NO_x 排放的原则,经过技术经济比较后确定,并应符合下列规定:

1 磨煤机形式的选择应符合下列规定:

- 1)大容量机组在煤种适宜时,宜选用中速磨煤机。
- 2)燃用高水分、磨损性不强的褐煤时,宜选用风扇磨煤机;当制粉系统的干燥能力满足要求并经论证合理时,也可采用中速磨煤机。
- 3)燃用低挥发分贫煤、无烟煤、磨损性很强的煤种时,宜选用钢球磨煤机或双进双出钢球磨煤机。

2 制粉系统形式的选择应符合下列规定:

- 1)采用中速磨煤机、风扇磨煤机或双进双出钢球磨煤机制粉设备时,宜采用直吹式制粉系统。
- 2)当燃用非易燃易爆煤种且采用常规钢球磨煤机制粉设备时,宜采用贮仓式制粉系统。

8.2.2 直吹式制粉系统的磨煤机台数和出力应符合下列规定:

1 当采用中速磨煤机、风扇磨煤机时,应设置备用磨煤机,台数应符合下列规定:

- 1)200MW 级及以上锅炉装设的中速磨煤机不宜少于 4 台,其中应 1 台备用;200MW 级以下锅炉装设的中速磨煤机不宜少于 3 台,其中应 1 台备用。
- 2)燃用褐煤锅炉采用中速磨煤机时,中速磨煤机台数应结合锅炉结构、燃烧器数量、布置形式和磨煤机出力等因素确定。
- 3)每台锅炉装设的风扇磨煤机不宜少于 4 台,其中应 1 台备用。当每台锅炉正常运行的风扇磨煤机为 6 台及以上时,可有 1 台运行备用和 1 台检修备用。

2 当采用双进双出钢球磨煤机时,不宜设置备用磨煤机,台数应符合下列规定:

- 1)每台锅炉装设的磨煤机不宜少于 2 台,且应结合锅炉结构、燃烧器数量和布置形式确定。
- 2)当采用“W”火焰锅炉时,300MW 级机组每台炉宜配置 4 台或 3 台双进双出钢球磨煤机,600MW 级机组每台炉宜配置 6 台双进双出钢球磨煤机。

3 磨煤机的计算出力应有备用裕量,应符合下列规定:

- 1)对风扇磨煤机和中速磨煤机,在磨制设计煤种时,除备用外的磨煤机总计算出力不应小于锅炉最大连续蒸发量时燃煤消耗量的 110%,在磨制校核煤种时,全部磨煤机的总计算出力不应小于锅炉最大连续蒸发量时的燃煤消耗量。
- 2)对双进双出钢球磨煤机,磨煤机总计算出力在磨制设计煤种时不应小于锅炉最大连续蒸发量时燃煤消耗量的 115%;在磨制校核煤种时,不应小于锅炉最大连续蒸发量时的燃煤消耗量。
- 3)磨煤机的计算出力,对中速磨煤机和风扇磨煤机按磨损中后期出力计算;对双进双出钢球磨煤机宜按制造厂推

荐的钢球装载量计算。

8.2.3 钢球磨煤机贮仓式制粉系统的磨煤机台数和计算出力应符合下列规定：

1 每台锅炉装设的磨煤机台数不宜少于 2 台，不应设备用。

2 每台锅炉装设的磨煤机总计算出力（在最佳钢球装载量下）按设计煤种不应小于锅炉最大连续蒸发量时燃煤消耗量的 115%，在磨制校核煤种时，不应小于锅炉最大连续蒸发量时的燃煤消耗量。

3 当 1 台磨煤机停止运行时，其余磨煤机按设计煤种的计算出力应能满足锅炉不投油情况下安全稳定运行的要求。必要时可经输粉机由邻炉输粉。

8.2.4 给煤机的形式、台数和出力应符合下列规定：

1 应根据制粉系统的布置、锅炉负荷需要、给煤量调节性能、运行可靠性并结合计量要求选择给煤机。给煤机应具有良好的密闭性能，正压直吹式制粉系统的给煤机应具有相应的承压能力。给煤机的形式宜符合下列规定：

1) 对采用风扇磨煤机的直吹式制粉系统，宜选用可计量的刮板式给煤机。

2) 对采用中速磨煤机和双进双出钢球磨煤机的直吹式制粉系统，宜选用耐压称重式皮带给煤机。

3) 对采用钢球磨煤机的贮仓式制粉系统，宜选用刮板式给煤机或皮带式给煤机。

2 给煤机的台数应与磨煤机台数相匹配。配置双进双出钢球磨煤机的机组，1 台磨煤机应配 2 台给煤机。

3 给煤机的计算出力应符合下列规定：

1) 给煤机的计算出力不宜小于磨煤机在设计煤种和设计煤粉细度下最大出力的 110%。

2) 对配双进双出钢球磨煤机的给煤机，其单台给煤机计算出力不应小于磨煤机单侧运行时的最大给煤量要求。

8.2.5 给粉机的台数和计算出力应符合下列规定：

1 给粉机的台数应与锅炉燃烧器一次风接口数相同，1 台给粉机应连接 1 根一次风管。

2 每台给粉机的计算出力不应小于与其连接的燃烧器最大设计出力的 130%。

8.2.6 贮仓式制粉系统可设置输粉设施，其设置原则和容量应符合下列规定：

1 每台锅炉采用 2 台磨煤机时，相邻 2 台锅炉间的煤粉仓可采用输粉机连通。

2 每台锅炉采用 4 台磨煤机及 2 个煤粉仓时，可采用输粉机连通同 1 台炉相邻的 2 个煤粉仓或 2 炉间相邻的 2 个煤粉仓。

3 输粉机的容量不应小于相连磨煤机中最大 1 台磨煤机的计算出力。

4 当输粉机长度超过 40m 时，宜采用双端驱动。

5 输粉机应有良好的密封性。

6 当采取合适布置方式，使细粉分离器落粉管能向同 1 台炉相邻的 2 个煤粉仓或 2 炉间相邻的 2 个煤粉仓直接供粉时，可不设输粉设备。

7 对高挥发分和自燃倾向性高的烟煤和褐煤，不宜设置输粉设备。

8.2.7 制粉系统的防爆和灭火设施应符合国家现行标准《火力发电厂与变电站设计防火规范》GB 50229 和《火力发电厂煤和制粉系统防爆设计技术规程》DL/T 5203 的有关规定。

8.2.8 一次风机的形式、台数、风量和压头应符合下列规定：

1 对正压直吹式制粉系统或热风送粉贮仓式制粉系统，当采用三分仓空气预热器时，冷一次风机可采用动叶可调轴流式风机或调速离心式风机，对轴流式一次风机应采取预防喘振失速的保护措施。

2 一次风机的台数宜为 2 台，不应设备用。

3 采用三分仓空气预热器正压直吹式制粉系统的冷一次风机应按下列要求选择：

- 1) 风机的基本风量应按设计煤种计算，应包括锅炉在最大连续蒸发量时所需的一次风量、制造厂保证的空气预热器运行一年后一次风侧的漏风量加上需由一次风机所提供的制粉系统密封风量损失（按全部磨煤机计算）；风机的基本压头应按设计煤种及锅炉最大连续蒸发量工况时与磨煤机投运台数相匹配的运行参数计算，应包括制造厂保证的磨煤机及分离器阻力、锅炉本体一次空气侧阻力（含自生通风）、系统阻力及燃烧器处炉膛静压（为负值）。
- 2) 一次风机的风量裕量宜为 20%~30%，宜另加温度裕量，可按夏季通风室外计算温度确定；风机的压头裕量宜为 20%~30%。

4 采用三分仓空气预热器贮仓式制粉系统的冷一次风机应按下列要求选择：

- 1) 风机的基本风量应按设计煤种计算，应包括锅炉在最大连续蒸发量时所需的一次风量和制造厂保证的空气预热器运行一年后一次风侧的漏风量。
- 2) 风机的风量裕量宜为 20%，宜另加风机的温度裕量；风机的压头裕量宜为 25%。

8.2.9 排粉机的台数、风量和压头应符合下列规定：

- 1 排粉机的台数应与磨煤机台数相同。
- 2 排粉机的基本风量应按设计煤种的制粉系统热力计算确定。

3 排粉机的风量裕量不宜低于 5%，压头裕量不宜低于 10%；风机的最大设计点应能满足磨煤机在最大钢球装载量时通风量的需要。

8.2.10 中速磨煤机和双进双出钢球磨煤机正压直吹式制粉系统

设置密封风机的台数、风量和压头,应符合下列规定:

1 每台锅炉设置的密封风机不应少于2台,其中应设1台备用;当每台磨煤机均设密封风机时,密封风机可不设备用。

2 密封风机的参数应根据磨煤机厂的配备要求选择,密封风机的基本风量应按全部磨煤机及制粉系统需要的密封风量计算,风量裕量不宜低于10%,宜另加温度裕量,可按夏季通风室外计算温度确定;当与一次风机串联运行时,应加上一次风机的温升;压头裕量不宜低于20%。

8.2.11 当设置节油点火装置的锅炉采用冷炉点火启动方式时,冷炉制粉需要的热风可由下列方式供给:

1 对于直吹式制粉系统可在点火装置对应的磨煤机进口热风道的旁路风道上安装加热装置。

2 经技术论证合理时,也可由邻炉提供冷炉制粉热风。

8.3 烟风系统

8.3.1 送风机的形式、台数、风量和压头应符合下列规定:

1 送风机宜选用动叶可调轴流式风机,也可选用调速离心式风机。

2 每台锅炉宜设置2台送风机,不应设备用。

3 送风机的风量和压头应符合下列规定:

1) 送风机的基本风量应按锅炉燃用设计煤种及相应的过量空气系数计算,应包括锅炉在最大连续蒸发量时需要的二次空气量及制造厂保证的空气预热器运行一年后送风侧的净漏风量。送风机的基本压头应按设计煤种及锅炉最大连续蒸发量工况计算,应包括制造厂保证的锅炉本体空气侧阻力(含自生通风)、系统阻力及燃烧器处炉膛静压(为负值)。

2) 对于三分仓空气预热器系统,送风机的风量裕量不宜低于5%,宜另加温度裕量,可按夏季通风室外计算温度确

定;送风机的压头裕量不宜低于15%。对于引进国外技术的机组可根据工程具体情况,选用相应计算标准确定送风机的风量裕量和压头裕量。

3)当采用两分仓或管箱式空气预热器时,送风机的风量裕量宜为10%,宜另加温度裕量,可按夏季通风室外计算温度确定;压头裕量宜为20%。

4)当采用热风再循环系统时,送风机风量裕量不应小于冬季运行工况下的热风再循环量。

4 对燃烧低热值煤或低挥发分煤的锅炉,当每台锅炉装有2台送风机时,应验算风机裕量选择,在单台送风机运行工况下应能满足锅炉最低不投油稳燃负荷时的需要。

8.3.2 引风机的形式、台数、风量和压头应符合下列规定:

1 300MW级及以上机组的引风机宜选用轴流式风机,300MW级以下机组可选用调速离心式风机,但此时应进行预防锅炉内爆工况的安全性评估。

2 若引风机在环境温度下的试验阻塞点风压高于锅炉炉膛设计瞬态承受压力时,不应选用离心式引风机。

3 每台锅炉宜设置2台引风机,不应设备用。

4 引风机的风量和压头应符合下列规定:

1)引风机的基本风量应按燃用设计煤种锅炉在最大连续蒸发量时的烟气量、制造厂保证的空气预热器运行一年后烟气侧漏风量及锅炉烟气系统漏风量之和确定。引风机的基本压头应按设计煤种锅炉最大连续蒸发量工况计算,应包括制造厂保证的锅炉本体烟气侧阻力(含自生通风及炉膛起始点负压)、烟气脱硝装置、烟气脱硫装置(当与增压风机合并时)、除尘器及系统阻力。

2)引风机的风量裕量不宜低于10%,宜另加10℃~15℃的温度裕量;引风机的压头裕量不宜低于20%。对于引进国外技术的机组,可根据工程具体情况选用相应计算标

准确确定引风机的风量裕量和压头裕量。

5 对燃烧低热值煤或低挥发分煤的锅炉,当每台锅炉装有 2 台引风机时,在单台引风机运行工况下,应能满足锅炉最低不投油稳燃负荷时的需要。

8.3.3 空气加热系统应符合下列规定:

1 应根据工程气象及煤质条件设置空气加热系统,通过技术经济比较可选用热风再循环、暖风器或其他空气加热系统。

2 当煤种条件较好、环境温度较高或空气预热器冷端采用耐腐蚀材料,确能保证空气预热器不被腐蚀、不堵灰时,可不设置空气加热系统。

3 对于回转式三分仓空气预热器,当预热器先加热一次风时,在一次风侧可不装设空气加热系统。

4 热风再循环系统宜用于管式空气预热器或较低硫分和灰分的煤种及环境温度较高的地区。回转式空气预热器采用热风再循环系统时,应满足风机和风道的防磨要求,热风再循环风率不宜大于 8%;热风抽出口应布置在烟尘含量低的部位。

5 暖风器系统应符合下列规定:

1)应合理确定暖风器的安装位置,对于严寒地区,暖风器宜设置在风机入口。

2)暖风器在结构和布置上应满足降低阻力的要求。对年使用小时数不高的暖风器可采用移动式结构。

3)选择暖风器所用的环境温度,对采暖区宜取用冬季采暖室外计算温度,对非采暖区宜取用冬季最冷月平均温度,并适当留有加热面积裕量。

8.3.4 锅炉火检冷却风机的形式、台数、风量和压头应符合下列规定:

1 锅炉的火检冷却风机宜选用 2 台离心风机,其中应 1 台运行、1 台备用。

2 风机的风量裕量与压头裕量应满足锅炉火检装置冷却

要求。

8.4 烟气除尘及排放系统

8.4.1 除尘设备的形式选择应符合下列规定：

1 除尘设备的形式选择应根据环境影响评价报告对烟气排放粉尘量及粉尘浓度的要求、炉型、煤灰特性、工艺、场地条件及灰渣综合利用的要求等因素确定。

2 在煤种适宜时，宜选用静电除尘器。

3 当燃用煤种飞灰特性不利于静电除尘器收尘或不能满足环保要求时，可选用布袋除尘器或烟气调质系统加静电除尘器或其他形式的除尘设备。

4 有条件时，应采用低温静电除尘器系统。

8.4.2 静电除尘器的台数及除尘效率保证条件应符合下列规定：

1 200MW 级及以上机组，每台锅炉设置的静电除尘器台数不宜少于 2 台，200MW 级以下机组可只设 1 台。

2 所选用的静电除尘器在下列任一条件下，应能达到保证的除尘效率：

1) 除尘器的烟气流量应为燃用设计煤种在锅炉最大连续蒸发量工况下的空气预热器出口烟气量，另加 10% 的裕量；烟气温度应为燃用设计煤种在锅炉最大连续蒸发量工况下的空气预热器出口烟气温度加 $10^{\circ}\text{C} \sim 15^{\circ}\text{C}$ ；并停用其中一个供电区时。

2) 除尘器的烟气流量应为燃用校核煤种在锅炉最大连续蒸发量工况下的空气预热器出口烟气量，烟气温度为燃用校核煤种在锅炉最大连续蒸发量工况下的空气预热器出口烟气温度。

8.4.3 布袋除尘器的台数及除尘效率保证条件应符合下列规定：

1 每台锅炉设置的布袋除尘器台数不宜少于 2 台。

2 所选用的布袋除尘器在下列任一条件下，应能达到保证的

除尘效率：

- 1) 除尘器的烟气流量应为燃用设计煤种在锅炉最大连续蒸发量工况下的空气预热器出口烟气流，另加 10% 的裕量；烟气温度应为燃用设计煤种在锅炉最大连续蒸发量工况下空气预热器出口烟气温度加 $10^{\circ}\text{C} \sim 15^{\circ}\text{C}$ ，并停运一个通道或一个进气室的布袋除尘器。
- 2) 除尘器的烟气流量应为燃用校核煤种时锅炉最大连续蒸发量工况下的空气预热器出口烟气流，烟气温度应为燃用校核煤种在锅炉最大连续蒸发量工况下的空气预热器出口烟气温度。

8.4.4 锅炉烟气可通过烟囱或排烟冷却塔排放。当采用排烟冷却塔时，设计要求应符合本规范第 17.6.7 条的规定；当采用烟囱排放时，烟囱的形式及台数应符合下列规定：

1 烟囱形式、高度和烟气出口流速应根据环境影响评价结果和烟囱防腐要求、同时建设的锅炉台数、烟囱布置和结构上的经济合理性等综合因素确定。

2 接入同一座烟囱的锅炉台数宜按下列范围选用：

1) 600MW 级及以下机组宜为 2 台～4 台。

2) 600MW 级以上机组宜为 2 台。

8.4.5 烟气的腐蚀性等级划分应符合下列规定：

1 循环流化床锅炉和干法烟气脱硫处理后的烟气应按弱腐蚀性等级处理。

2 半干法烟气脱硫处理后的烟气应按中等腐蚀性等级处理。

3 湿法烟气脱硫处理后的湿烟气应按强腐蚀性等级处理。

8.5 直流锅炉启动系统

8.5.1 直流锅炉启动系统的形式选择和设备配置应符合下列规定：

1 直流锅炉启动系统宜选用内置式分离器启动系统。对于

启动次数较少的机组,宜采用大气扩容器式锅炉启动系统,也可选用带循环泵的锅炉启动系统;对于机组启停次数较为频繁的机组,宜选用带循环泵的锅炉启动系统。

2 对于空冷机组,宜选择带循环泵的锅炉启动系统。

3 直流锅炉启动系统的容量应与锅炉最低直流负荷相匹配。

4 内置式分离器的数量不宜少于 2 台。

8.5.2 直流锅炉启动凝结水的回收及排放系统设计应符合下列规定:

1 当分离器采用将部分高压启动疏水回收至除氧器水箱时,应采取必要的保证除氧器及给水箱安全运行的措施。

2 大气扩容器装置下游贮水箱的容量应能满足接收锅炉启动时的清洗水、启动过程中膨胀阶段的溢流水和锅炉本体的疏水及停炉放水的要求。每台锅炉启动排水系统应设置 2 台排水泵,对大气扩容器式锅炉启动系统宜按 $2 \times 100\%$ 容量配置,对带循环泵的锅炉启动系统宜按 $2 \times 50\%$ 或 $2 \times 75\%$ 容量配置。每台泵的容量应与锅炉厂提供的启动系统排水量相匹配,可不另加裕量,但其总容量应满足汽水膨胀阶段锅炉最大溢水量时,扩容器下游贮水箱不致满水的要求。

3 锅炉配置大气启动扩容器时,可不再设置单独的疏水扩容器。

8.6 点火及助燃燃料系统

8.6.1 点火及助燃燃料应根据燃用煤种、点火方式、油(气)源、油(气)价及运输等条件,通过技术经济比较确定,并应符合下列规定:

1 宜选用轻油作为点火和低负荷助燃的燃料。

2 当重油的供应和油品质量有保证时,也可采用重油作为点火和低负荷助燃的燃料。

3 工程条件合适时,也可采用可燃气体作为点火和低负荷助

燃的燃料。

8.6.2 锅炉点火及助燃系统的形式应根据燃用煤种、锅炉形式、制粉系统形式、点火及助燃燃料等条件确定；燃用煤种适宜时，宜采用等离子点火、微油点火和气化小油枪等节油点火系统。节油点火系统设计宜纳入锅炉的总体设计。

8.6.3 全厂点火及助燃燃料系统的设计出力应符合下列规定：

1 燃油(气)系统燃油(气)量不宜小于一台最大容量锅炉最大的点火油(气)量与另一台最大容量锅炉启动助燃油(气)量之和；当锅炉燃用低负荷需油(气)助燃的煤种时，燃油(气)系统的燃油(气)量不宜小于一台锅炉启动助燃、一台锅炉低负荷助燃所需的油(气)量之和。

2 系统回油量应根据燃油喷嘴设计特点、燃烧安全保护要求和燃油参数确定，且不小于系统设计出力的10%。

3 系统设计出力为燃油(气)量与最小回油量之和，其裕量不宜小于10%。

4 当锅炉采用节油点火装置后，系统设计出力可在本条第1款～第3款相关要求的基础上相应减小，并宜与锅炉厂协商减少其所配点火油枪的出力。

8.6.4 油罐的个数和容量宜根据单台锅炉容量、煤种、点火方式、油种、燃油耗量以及来油方式和周期等综合因素确定，并应符合下列规定：

1 轻油宜设2个油罐，重油宜设3个油罐。

2 对新建电厂，采用节油点火系统时，油罐容量宜符合下列规定：

1)200MW级及以下机组为 $2 \times 200\text{m}^3$ 。

2)300MW级机组为 $2 \times (200\text{m}^3 \sim 300\text{m}^3)$ 。

3)600MW级机组为 $2 \times (300\text{m}^3 \sim 500\text{m}^3)$ 。

4)1000MW级机组为 $2 \times (500\text{m}^3 \sim 800\text{m}^3)$ 。

3 对新建电厂，采用常规点火方式时，油罐容量宜符合下列

规定:

- 1) 125MW 级机组为 $2 \times 500\text{m}^3$ 或 $3 \times 200\text{m}^3$ 。
- 2) 200MW 级机组为 $2 \times 1000\text{m}^3$ 或 $3 \times 500\text{m}^3$ 。
- 3) 300MW 级机组为 $2 \times (1000\text{m}^3 \sim 1500\text{m}^3)$ 或 $3 \times 1000\text{m}^3$ 。
- 4) 600MW 级机组为 $2 \times (1500\text{m}^3 \sim 2000\text{m}^3)$ 或 $3 \times (1000\text{m}^3 \sim 1500\text{m}^3)$ 。
- 5) 1000MW 级机组为 $2 \times 2000\text{m}^3$ 或 $3 \times 1500\text{m}^3$ 。

4 对于循环流化床锅炉机组,油罐容量宜符合下列规定:

- 1) 300MW 级机组为 $2 \times 800\text{m}^3$ 。
- 2) 200MW 及以下机组为 $2 \times 500\text{m}^3$ 。

5 对扩建电厂,应充分利用电厂已有燃油设施,并应根据工程具体条件确定油罐扩建的台数及容量。

6 当锅炉燃用低负荷需油助燃的煤种时,单个油罐的容量不宜小于全厂月平均耗油量。

7 油罐区距主厂房较远或锅炉较多时,可在主厂房附近设日用油罐。日用油罐每炉可设置 1 台,其容量宜符合下列规定:

- 1) 200MW 级及以下机组为 100m^3 。
- 2) 300MW 级机组为 200m^3 。
- 3) 600MW 级机组为 300m^3 。
- 4) 1000MW 级机组为 500m^3 。
- 5) 当数台锅炉共设 1 个日用油罐时,其容量不宜小于所连锅炉油系统 3h 的总耗油量。

8.6.5 点火和启动助燃用油可采用铁路、公路、水路运输或管道输送,并应符合下列规定:

1 当由铁路来油时,卸油站台的长度宜能容纳 4 节~10 节油槽车同时卸车,油槽车进厂到卸油完毕的时间可按 6h~12h 确定。

2 当采用汽车运输来油,应设汽车卸油平台,场地应满足倒车要求。

3 当水路来油时,卸油码头宜与灰渣码头、大件码头或煤码头合建。

4 油源较近且具备条件,可采用管道输送。

8.6.6 卸油方式应根据油质特性、输送方式和油罐情况等经技术经济比较后确定。卸油泵形式、台数、流量和扬程应符合下列规定:

1 卸油泵形式应根据油质黏度、卸油方式及消防规范要求确定。

2 卸油泵台数不宜少于 2 台,当最大 1 台泵停用时,其余泵的总流量应满足在规定的卸油时间内卸完车、船的装载量。

3 卸油泵的压头及其电动机的容量应按输送燃油最大黏度工况计算,压头裕量不宜小于 30%。

8.6.7 输、供油泵的形式、台数、流量和扬程应符合下列规定:

1 输、供油泵形式应根据油质和供油参数要求确定,宜选用离心泵或螺杆泵。

2 输、供油泵的台数宜为 3 台,单台泵容量宜为 50%或 35%。

3 输、供油泵的流量裕量不宜小于 10%,压头裕量不宜小于 5%,压头计算中的燃油管道系统总阻力(不含油枪雾化油压及高差)裕量不宜小于 30%。

8.6.8 每台锅炉的供油和回油管道上应装设快速切断阀和油量计量装置。

8.6.9 对黏度大、凝固点高于冬季最低日平均环境温度的燃油,其卸油、贮油及供油系统应有加热、伴热和吹扫设施。蒸汽吹扫系统应有防止燃油倒灌的措施。当油温高于规定要求时,在油罐或回油管路上应采取降温措施。

8.6.10 燃油泵房、燃油加热器布置应符合下列规定:

1 燃油泵房宜靠近油库区,日用油罐的燃油泵房宜靠近锅炉房。

2 燃油泵房内,应设置适当的通风、起吊设施和必要的检修场地及值班室,如自动控制及消防设施可满足无人值班要求时,可

不设置值班室。

3 燃油泵房内的电气设备应采用防爆型。

4 罐外置燃油加热器宜采用露天布置。如条件合适,可布置在锅炉房附近。

8.6.11 燃油系统中应设污油、污水收集及有关的含油污水处理设施。

8.6.12 燃油系统的防爆、防火、防静电和防雷击的设计应符合现行国家标准《石油库设计规范》GB 50074、《爆炸和火灾危险环境电力装置设计规范》GB 50058 和《火力发电厂与变电站设计防火规范》GB 50229 的有关规定。

8.7 锅炉辅助系统

8.7.1 汽包锅炉的连续排污和定期排污系统应符合下列规定:

1 汽包锅炉宜采用一级连续排污扩容系统,连续排污系统应有切换至定期排污扩容器的旁路。

2 每台锅炉宜设 1 套排污扩容系统。

3 定期排污扩容器的容量应满足锅炉事故放水的需要;当锅炉事故放水量计算值过大时,宜与锅炉厂共同商定采取合适的限流措施。

4 对于亚临界参数汽包锅炉,当条件合适时可不设连续排污系统。

5 定期排污扩容器宜装设排汽管汽水分离装置。

8.7.2 锅炉向空排汽应符合下列规定:

1 锅炉向空排汽的噪声防治应满足环保要求。

2 向空排放的锅炉点火排汽管及压力控制阀排汽管应装设消声器。

3 起跳压力最低的汽包安全阀和过热器安全阀,以及中压缸启动机组的再热器安全阀排汽管应装设消声器。其他安全阀排汽管宜装设消声器。

8.8 启动锅炉

8.8.1 需设置启动锅炉的火力发电厂,其启动锅炉的台数、容量和燃料应根据机组容量、启动方式,结合地区具体情况综合确定,并应符合下列规定:

1 启动锅炉容量应只满足电厂第一台机组启动时热力系统必需的蒸汽量,不应包括主汽轮机冲转调试用汽量,不应另加余量;对于采暖地区应满足必需的采暖用汽量。启动锅炉台数和容量宜符合下列要求,采暖地区宜选用上限:

1)300MW 级以下机组为 $1 \times 10\text{t/h} \sim 2 \times 20\text{t/h}$ 。

2)300MW 级机组为 $1 \times 20\text{t/h} \sim 2 \times 20\text{t/h}$ 。

3)600MW 级机组为 $1 \times 35\text{t/h} \sim 2 \times 35\text{t/h}$ 。

4)1000MW 级机组为 $1 \times 50\text{t/h} \sim 2 \times 35\text{t/h}$ 或 $2 \times 50\text{t/h}$ 。

2 启动锅炉宜按燃油整装锅炉设计。严寒地区的启动锅炉可与施工用汽锅炉合并设置,宜采用燃煤锅炉,炉型可选用整装锅炉或常规炉型。

8.8.2 启动锅炉的蒸汽参数宜采用低压锅炉。系统宜简单、可靠,其配套辅机不宜设备用。必要时启动锅炉系统设计可留有便于今后拆卸搬迁的条件。

8.8.3 对燃煤启动锅炉房的设计宜简化,但应满足安全生产、环境保护和劳动保护的要求。

8.8.4 启动锅炉房的排烟宜直接排入就近的发电机组锅炉烟囱,当启动锅炉必须设置单独烟囱时,烟囱高度应符合国家现行有关环境保护标准的要求。

8.8.5 对于扩建电厂,应采用原有机组的辅助蒸汽作为启动汽源,不宜装设启动锅炉。

8.9 循环流化床锅炉系统

8.9.1 点火及助燃油系统应符合下列规定:

1 宜选用轻油点火和助燃,也可采用可燃气体点火和助燃。

2 锅炉点火和助燃的方式及系统出力宜根据锅炉燃料品种和燃烧器类型及锅炉厂要求选择。

8.9.2 给煤系统应符合下列规定:

1 带外置床且采用裤衩腿双布风板形式的循环流化床锅炉机组,宜配置 4 条 50% 锅炉最大连续蒸发量所需设计煤种耗煤量的给煤线路。

2 对于其他形式的循环流化床锅炉,当给煤线路为 4 条及以下时,其炉前给煤系统的设计出力宜为当 1 条给煤线路设备故障时,其余给煤线路设备应满足锅炉最大连续蒸发量所需设计煤种耗煤量的要求;当给煤线路为 4 条以上时,其炉前给煤系统的设计出力宜为当 2 条给煤线路设备故障时,其余给煤线路设备应满足锅炉最大连续蒸发量所需设计煤种耗煤量的要求。

8.9.3 石灰石粉储存及输送系统应符合下列规定:

1 石灰石粉输送宜采用一级输送系统。

2 一级输送系统的石灰石粉库容积宜为锅炉最大连续蒸发量时 20h~24h 的消耗量,二级输送石灰石粉仓容积宜为锅炉最大连续蒸发量时 2h~4h 的消耗量。

3 至锅炉炉膛的石灰石粉宜采用气力输送,各条输送管路宜对称布置。

4 当石灰石粉采用二级风机输送系统时,宜配置 2 台 100% 容量定容式输送风机。

5 石灰石粉库和粉仓应有防腐、除尘措施,出料口斜壁与水平面夹角不宜小于 60°,并应根据当地气象条件和系统布置确定是否设置气化风系统和防冻措施。

8.9.4 烟风系统应符合下列规定:

1 一次风机的形式、台数、风量及压头应符合下列规定:

1) 一次风机宜采用调速离心式风机。

2) 每炉宜配置 2 台 50% 容量的一次风机。

3)一次风机的基本风量应按锅炉燃用设计燃料计算,应包括锅炉在最大连续蒸发量时所需的风量及制造厂保证的空预器运行一年后一次风侧的净漏风量;一次风机的基本压头应为燃用设计燃料且在锅炉最大连续蒸发量时从风机进口至一次风喷嘴出口的阻力与锅炉炉膛阻力之和。

4)一次风机风量裕量不宜低于 20%,宜另加温度裕量,可按夏季通风室外计算温度确定;风机选型压头应为基本压头加上压头裕量。压头裕量宜分段选取:炉膛阻力裕量应由锅炉厂提供;从空气预热器进口至一次风喷嘴出口的阻力裕量宜取 44%,对于裤衩腿双布风板形式锅炉的系统,空预器后一次风箱前调节风门的阻力不宜另加裕量;从风机进口至空气预热器进口间的阻力裕量宜取风机选型风量与基本风量比值的平方值。

二次风机的形式、台数、风量及压头应符合下列规定:

- 1)二次风机宜采用调速离心式风机。
- 2)每炉宜配置 2 台 50%容量的二次风机。
- 3)二次风机的基本风量应按锅炉燃用设计燃料时计算,应包括锅炉在最大连续蒸发量时所需的风量及制造厂保证的空预器运行一年后二次风侧的净漏风量;二次风机的基本压头应为燃用设计燃料且在锅炉最大连续蒸发量时从风机进口至二次风喷嘴出口的阻力与锅炉炉膛阻力之和。
- 4)二次风机风量裕量不宜低于 20%,宜另加温度裕量,可按夏季通风室外计算温度确定;风机选型压头应为基本压头加上压头裕量。压头裕量宜分段选取:炉膛阻力裕量应由锅炉厂提供,从空预器进口至二次风喷嘴出口的阻力裕量宜取 44%,从风机进口至空预器进口间的阻力裕量宜取风机选型风量与基本风量比值的平方值。

3 高压流化风机的形式、台数、风量及压头应符合下列规定：

- 1) 高压流化风机可选用离心式或罗茨风机。
- 2) 高压流化风机的数量宜根据技术经济比较后确定，并配置 1 台同容量的备用风机。
- 3) 高压流化风机的基本风量应按锅炉燃用设计燃料、最大连续蒸发量时所需的流化风量计算。风量裕量不宜低于 20%，压头裕量不宜低于 20%。

8.9.5 床料系统应符合下列规定：

1 当燃用灰分较低或磨损性很强的燃料时，宜选用固定机械式加床料系统。

2 当燃用锅炉运行中床料可以自平衡的燃料，可设置 1 套非连续运行的床料临时输送系统。

3 根据床料特性和锅炉加料要求等因素，可选择其他形式的床料输送系统。

8.9.6 锅炉冷渣器应符合下列规定：

1 当燃用燃料的折算灰分较大或燃料成灰特性较差且布置允许时，宜选用滚筒式冷渣器，在条件适宜时也可采用风水联合冷渣器。

2 锅炉冷渣器设备总出力不宜小于锅炉最大连续蒸发量时燃用设计燃料排渣量的 150%，且不宜小于燃用校核燃料排渣量的 120%。

3 冷渣器正常工况排渣温度应小于 150℃。当 1 台冷渣器短时检修或故障时，其余冷渣器排渣温度应小于 200℃。

9 除灰渣系统

9.1 基本规定

9.1.1 除灰渣系统的设计应按干湿分排、灰渣分排和粗细分排的原则拟定。

9.1.2 除灰渣系统的选择应根据锅炉和除尘器形式,排渣装置的形式,灰渣量,灰渣的化学、物理特性,灰场贮灰方式,灰渣综合利用条件,电厂与贮灰场的距离、高差,以及总平面布置、交通运输、地质、地形、可用水源和气象条件等,通过技术经济比较后确定。

9.1.3 除灰渣系统应按锅炉最大连续蒸发量、燃用设计煤种时系统排出的灰渣量设计。厂内各分系统的容量可根据具体情况分别留一定裕度,厂外输送系统的容量宜根据综合利用的落实情况确定。

9.2 除渣系统

9.2.1 煤粉锅炉除渣系统可采用水冷式除渣系统或风冷式除渣系统。水冷式除渣系统的冷却水应采用闭式循环系统。

9.2.2 当采用水浸式刮板捞渣机方案时,宜采用单级刮板捞渣机输送至渣仓方案。刮板捞渣机设备最大出力不宜小于锅炉最大连续蒸发量时燃用设计煤种排渣量的 400%。

9.2.3 当采用风冷式排渣机方案时,设备的最大出力不宜小于锅炉最大连续蒸发量时燃用设计煤种排渣量的 250%,且不宜小于燃用校核煤种锅炉吹灰时排渣量的 110%。风冷式除渣系统正常工况下的排渣温度不宜大于 150℃,最大出力时的排渣温度不宜大于 200℃。

9.2.4 风冷式排渣机后续输渣设备宜采用机械输渣系统,也可根据工程的具体情况采用气力输渣系统。后续输渣系统的出力宜与

风冷式排渣机出力相匹配。

9.2.5 每台炉渣仓的有效容积宜为储存锅炉最大连续蒸发量时燃用设计煤种 14h~24h 的排渣量。当渣仓仅作为中转或缓冲渣仓时,宜满足储存锅炉最大连续蒸发量时燃用设计煤种 8h 的排渣量。

9.2.6 当底渣在厂内采用水力除渣,且需用车(船)或其他输送机械外运时,可采用脱水仓方案。每套脱水设备宜设 2 台脱水仓,运行时,应 1 台接收渣浆,另 1 台脱水、卸渣。脱水仓的容积应按锅炉排渣量、外部运输条件等因素确定,每台脱水仓的有效容积不宜小于储存锅炉最大连续蒸发量时燃用设计煤种 24h 的系统排渣量。

9.2.7 当锅炉采用液态排渣时,可采用水浸式刮板捞渣机或沉渣池方案。沉渣池的几何尺寸应根据渣浆量、渣的颗粒分析、沉降速度以及外部输送条件等因素确定。沉渣池宜采用两格,每格有效容积不宜小于锅炉最大连续蒸发量时燃用设计煤种 24h 的系统排渣量。

9.2.8 循环流化床锅炉底渣输送系统宜采用机械输送系统;当底渣量较小或采用机械输送系统布置有难度时,经技术经济比较后也可采用气力输送系统,不宜采用水力输送系统。同级底渣输送系统的设备不宜少于 2 台,系统总出力不宜小于锅炉最大连续蒸发量时燃用设计煤种排渣量的 250%,且不宜小于燃用校核煤种排渣量的 200%。

9.2.9 石子煤输送系统应根据石子煤量、输送距离、布置和机组台数等条件选用简易机械输送系统或机械输送系统或水力输送系统。

9.3 除灰系统

9.3.1 厂内除灰系统宜采用正压气力输送系统,当条件适宜时,也可采用负压气力输送系统或机械输送系统。

9.3.2 气力输送系统的设计出力不宜小于锅炉最大连续蒸发量时燃用设计煤种排灰量的 150%,且不宜小于燃用校核煤种排灰量的 120%。

9.3.3 灰库的设置和有效容量应符合下列规定:

1 当作为中转或缓冲灰库时,宜满足储存锅炉最大连续蒸发量时燃用设计煤种 8h 的系统排灰量。

2 当作为贮运灰库时,不宜小于储存锅炉最大连续蒸发量时燃用设计煤种 24h 的系统排灰量。

3 灰库的数量应根据机组台数、排灰量和粗细灰分储要求设置。

9.3.4 灰库卸灰设施的配置应符合下列规定:

1 当装卸干灰时,应设防止干灰飞扬的装车(船)设施。

2 当外运灰需调湿时,应设干灰调湿装置。

3 当厂外采用水力输送时,应设干灰制浆装置。

9.3.5 半干法烟气脱硫灰的排除可采用机械输送系统或气力输送系统,其灰库宜单独设置,有效储存容积不宜大于锅炉最大连续蒸发量时燃用设计煤种 24h 的系统排灰量。

9.3.6 气力输送系统应设置专用气源设备,当 1 台~2 台气源设备经常运行时,宜设 1 台备用。当 3 台及以上气源设备经常运行时,可设 2 台备用。

9.3.7 气力输灰管道的直管段宜采用碳钢管,弯头等管道附件应采用耐磨材料。对于输送介质流速较高、磨损严重的管段,通过技术经济比较也可采用耐磨管道。

9.3.8 当采用机械除灰系统时,系统出力不宜小于锅炉最大连续蒸发量时燃用设计煤种排灰量的 200%,且不宜小于锅炉最大连续蒸发量时燃用校核煤种排灰量的 150%。

9.3.9 当采用水力除灰系统时,宜采用(中)高浓度水力输送系统,并应合理确定制浆方式和灰水浓度。

9.3.10 干灰分选系统应符合下列规定:

1 当电厂所在区域有较好的粉煤灰综合利用市场需求,且电厂灰渣成分符合综合利用要求时,在设计中可同步设置干灰分选系统。

2 干灰分选系统出力宜与实际综合利用量相匹配。

3 灰库的设置和储存容量宜与分选系统的要求相适应。

9.4 厂外输送系统

9.4.1 当采用干式贮灰场时,灰渣的厂外输送系统宜采用汽车运输方式,当条件适宜时,也可采用带式输送机运输方式或船舶等运输方式,并应符合下列规定:

1 当采用汽车运输方式时,运输车辆的选型宜根据灰渣运输条件、运输量、环保和装车要求选用车厢容积较大的封闭式自卸汽车。选用的汽车载重量应与运输经过的厂内、外道路和桥涵的设计承载能力相匹配。

2 当采用带式输送机运输方式时,带式输送机宜按单路设计,输送出力宜按锅炉最大连续蒸发量时燃用设计煤种灰渣量的300%选取,昼夜运行时间不宜大于8h。除严寒地区外,带式输送机不宜采用封闭栈桥,但应设置必要的防护罩或采用管状带式输送机。

3 当采用船舶运输方式时,应根据灰渣运输量和船型设置灰码头及装船设施。

9.4.2 当采用湿式贮灰场时,灰渣输送系统宜采用水力管道输送,并应符合下列规定:

1 当1台(组)灰渣泵运行时,宜设1台(组)备用;当2台(组)~3台(组)灰渣泵运行时,宜设2台(组)备用。

2 当运行的厂外灰渣管道为1条~3条时,宜设1条备用管道。

3 厂外灰渣管道宜沿路边敷设,并应充分利用原有道路供检修使用。当需要修建局部或全部检修用道路时,应按简易道路修筑,并应注意节约用地和不影响农田耕作;当灰渣管道磨损或结垢不严重时,也可采取直埋方式。

4 厂内灰渣管道宜敷设在地沟内,有条件时,也可沿地面或架空敷设。

5 灰渣管道坡度不宜小于0.1%,并应有便于排空的措施。

6 灰渣管道的直管段宜采用碳钢管,弯头应采用耐磨弯头。

当输送介质流速较高、磨损或结垢严重的管段,通过技术经济比较也可采用耐磨或防结垢管道。

7 湿灰场澄清水宜设置灰水回收系统。对于用海水输灰的滩涂灰场,灰水的回收应根据环境保护要求和工程情况确定。灰场回收水应重复用于冲灰系统。

9.4.3 厂外运灰渣汽车的配置宜结合综合利用条件和利用社会运力解决。当灰渣和石膏综合利用及社会运力落实时,运输汽车的数量可适当核减。

9.5 辅助设施

9.5.1 除灰渣系统应设有必要的起吊设施和检修场地。

9.5.2 除灰渣设备集中布置处及除灰渣系统的建(构)筑物应设置清扫设施。

9.5.3 在灰库、渣仓卸料装车处应采取防尘、抑尘措施。

9.6 贮灰场

9.6.1 火力发电厂采用干式贮灰场或湿式贮灰场,应根据节约用水和环境保护要求、厂内除灰系统选型、当地气象条件、灰场条件和灰渣综合利用等因素,进行综合技术经济比较确定。

9.6.2 贮灰场设计应符合下列规定:

1 厂外灰渣处理设施的规划要求应符合本规范第 4.2.9 条的规定。

2 规划阶段贮灰场的总容积应满足贮存按火力发电厂规划容量、设计煤种计算的 20 年左右的灰渣量(含脱硫副产品)的要求;贮灰场应分期、分块建设,贮灰场初期征地面积宜按贮存火力发电厂本期设计容量、设计煤种计算的 10 年灰渣量(含脱硫副产品)确定,当灰渣综合利用条件较好时,宜按贮存火力发电厂本期设计容量、设计煤种计算的 5 年灰渣量(含脱硫副产品)确定;初期贮灰场宜按贮存火力发电厂本期设计容量、设计煤种计算的 3 年

灰渣量(含脱硫副产品)建设。当灰渣(含脱硫副产品)确能全部利用时,可按贮存1年灰渣量(含脱硫副产品)确定征地面积并建设事故备用贮灰场。

3 建设贮灰场的适宜场地条件宜为容积大、洪水总量少、坝体工程量小、便于布置排水建(构)筑物,场内或附近有足够筑坝材料。

4 贮灰场的主要建(构)筑物地段宜具有良好的地质条件,灰场区域宜具有良好的水文地质条件,应避免对附近村庄的居民生活和下游带来危害。

5 灰场灰坝(堤)的坝型应根据坝址处地形、地质条件确定。坝体结构宜采用当地建筑材料,并应通过技术经济比较,选择安全、经济、合理的坝型。

9.6.3 湿式贮灰场设计应符合下列规定:

1 湿式贮灰场的设计标准应根据灰场类型、容积、灰坝高度和灰坝失事后对附近和下游的危害程度等综合因素确定。

2 山谷湿式灰场灰坝的设计标准应按表9.6.3-1的规定执行。

表 9.6.3-1 山谷湿式灰场灰坝的设计标准

灰场级别	分级指标		洪水重现期(a)		坝顶安全加高(m)		抗滑稳定安全系数		
	总容积 $V(\times 10^6 \text{ m}^3)$	最终坝高 $H(\text{m})$					外坡		内坡
			设计	校核	设计	校核	正常运行条件	非常运行条件	正常运行条件
一	$V > 1$	$H > 70$	100	500	1.0	0.7	1.25	1.05	1.15
二	$0.1 < V \leq 1$	$50 < H \leq 70$	50	200	0.7	0.5	1.20	1.05	1.15
三	$0.01 < V \leq 0.1$	$30 < H \leq 50$	30	100	0.5	0.3	1.15	1.00	1.15

注:1 用灰渣筑坝时,灰场的坝顶安全加高和抗滑稳定安全系数应按现行行业标准《火力发电厂灰渣筑坝设计规范》DL/T 5045的有关规定执行;

2 当灰场下游有重要工矿企业和居民集中区时,应通过论证提高一级设计标准;

3 当坝高与总库容不相应时,应以高者为准;当级差大于一个级别时,应按高者降低一个级别确定;

4 坝顶应至少高于堆灰标高 $1\text{m} \sim 1.5\text{m}$ 。

3 滩涂湿式灰场围堤设计标准应与当地堤防工程相协调。围堤设计应按现行国家标准《堤防工程设计规范》GB 50286 的有关规定执行,并应符合表 9.6.3-2 的规定。

表 9.6.3-2 滩涂湿式灰场围堤设计标准

灰场 级别	总容积 V ($\times 10^4 \text{ m}^3$)	堤内汇水、 堤外潮位 重现期 (a)		堤外 风浪 重现 期(a)	堤顶(防浪墙顶) 安全加高(m)				抗滑稳定安全系数		
					堤外侧		堤内侧		外坡		内坡
		设计	校核	设计 校核	设计	校核	设计	校核	正常运行 条件	非常运 行条件	正常运 行条件
一	$V > 0.1$	50	200	50	0.4	0.0	0.7	0.5	1.20	1.05	1.15
二	$V \leq 0.1$	30	100	50	0.4	0.0	0.5	0.3	1.15	1.00	1.15

注:1 坝顶(或防浪墙顶)应至少高于堆灰标高 1m。

2 滩涂湿灰场包括江、河、湖、海的滩涂湿灰场。

4 平原湿式灰场围堤的设计标准宜按表 9.6.3-2 的规定执行。

5 山谷湿式灰场灰坝的坝轴线应根据坝址区域的地形、地质条件,以及后期子坝加高、排水系统、施工条件和环境影响等因素,通过技术经济比较确定。

6 滩涂及平原湿式灰场灰堤的堤轴线应根据贮灰年限、地形、地质、潮(洪)水位及风浪、占地范围、后期子坝加高、施工条件和环境影响等因素,进行圈围面积与堤高等技术经济比较确定。

7 湿式贮灰场的排水和泄洪建筑物可采用分开或合并设置的方案。对于排洪流量特别大的山谷灰场,排洪设施可根据模型试验确定。

9.6.4 干式贮灰场设计应符合下列规定:

1 干灰场应根据灰场地形条件、贮灰容积等通过技术经济比较确定合理的堆灰方式。

2 山谷干灰场灰坝设计标准应根据各使用期灰场的级别、容积、坝高、使用年限及对下游可能造成的危害等综合因素,按湿式贮灰场设计标准确定。

3 滩涂和平原干灰场围堤设计标准应按湿灰场围堤设计标准确定,并应与当地堤防设计标准相协调。

4 山谷干灰场初期挡灰坝的高度应按贮存一次设计洪水总量,并应预留不小于 0.5m 安全加高确定,其高度不应小于 3m。设计洪水标准应取重现期为 30 年。

5 平原干灰场初期围堤高度不宜低于 1.0m。围堤顶标高不应低于该区域百年一遇洪水位的标高。

6 初期挡灰坝以上的坝体宜由干灰渣碾压填筑,其外坡坡度应根据稳定验算确定。

7 山谷干灰场宜设排水及泄洪设施。排水及泄洪设施的断面尺寸应满足调洪演算确定的最大下泄流量的排洪要求及施工要求。排洪设计标准应按表 9.6.3-1 的规定确定。

8 经技术经济比较合理时,山谷干灰场周围可设置截洪沟,其排洪标准宜按重现期 10 年进行设计。

9 滩涂和平原干灰场内可不设置排水设施。但对受客水汇入影响大及降水量大的地区是否设置排水设施应通过技术分析确定。

10 在平原干灰场周围、滩涂干灰场岸坡侧宜植树形成防护林带,宽度可为 10m~20m。

11 干灰场应设置管理站并配置整平、碾压灰渣和洒水防尘的施工机具。

9.6.5 灰场设计还应符合下列规定:

1 应采取灰场环境本底观测措施。

2 山谷灰场坝体应根据坝高、坝型、地形、地质等条件及工程运行要求,设置必要的观测项目与观测设施,平原和滩涂灰场围堤可根据具体情况及需要设置观测设施。

3 对贮满灰渣停用的贮灰场应采取保证灰场封场后安全稳定的封场措施。

10 烟气脱硫系统

10.1 基本规定

10.1.1 烟气脱硫工艺应根据国家和地方的环保排放控制标准、环境影响评价批复意见、锅炉特性、燃煤煤质资料、脱硫工艺成熟程度及国内应用水平、脱硫剂的供应条件、脱硫副产品的综合利用条件、废水排放条件、场地布置条件等因素,经全面技术经济比较后确定。

10.1.2 烟气脱硫工艺的选择宜结合工程的具体条件,并应符合下列规定:

1 对燃煤收到基硫分大于 1%或单机容量 300MW 级及以上的机组,宜采用石灰石-石膏湿法脱硫工艺;经技术论证合理时,300MW 级及以下机组可采用氨法烟气脱硫工艺。

2 对燃煤收到基硫分不大于 1%,单机容量为 300MW 级及以下的机组时,可采用石灰石-石膏湿法、烟气循环流化床、旋转喷雾半干法烟气脱硫工艺。

3 对燃煤收到基硫分不大于 1%的海滨电厂,当海水碱度满足工艺要求时,宜采用海水法烟气脱硫工艺;对燃煤收到基硫分大于 1%的海滨电厂,经技术经济比较后,也可采用海水法烟气脱硫工艺。

4 在严重缺水地区,对燃煤收到基硫分不大于 1%的机组,宜采用活性焦干法烟气脱硫工艺或烟气循环流化床、旋转喷雾等半干法烟气脱硫工艺。

10.1.3 烟气旁路系统应符合下列规定:

1 当湿法烟气脱硫工艺设置烟气旁路系统时,脱硫装置进、出口和旁路挡板门应有良好的操作和密封性能。

2 当湿法烟气脱硫工艺不设置烟气旁路系统时,应提高脱硫系统设备的可靠性及材料耐腐蚀等级。

10.1.4 烟气脱硫装置应符合下列规定:

1 设计处理烟气流宜按锅炉最大连续蒸发量工况下设计煤种或校核煤种的烟气条件,取大值,可不另加裕量。

2 入口设计二氧化硫浓度的设计值应根据燃煤煤种可能出现的变化情况和硫分变化趋势确定。

3 入口设计烟温宜采用设计煤种锅炉最大连续蒸发量工况下,从主机烟道进入脱硫装置接口处的运行烟气温度加 15℃,短期运行温度可加 50℃。

4 烟气脱硫装置应能在锅炉的任何负荷工况下持续安全运行。烟气脱硫装置的负荷变化速度应与锅炉负荷变化率相适应。

10.1.5 脱硫装置宜利用主体工程设施的电源、水源、气源和汽源。

10.2 吸收剂制备系统

10.2.1 石灰石-石膏湿法烟气脱硫工艺吸收剂制备系统的选择应符合下列规定:

1 吸收剂制备系统的形式应根据吸收剂来源、投资、运行成本及运输条件等综合因素进行技术经济比较后确定。

2 当资源落实且石灰石粉的细度能满足规定要求时,宜采用直接购买石灰石粉方案。

3 当外购石灰石粉的条件不具备时,可由电厂自建吸收剂湿磨制备系统或吸收剂干磨制备系统。

4 当采用吸收剂干磨制备系统时,宜采取区域性集中建厂。

10.2.2 石灰石-石膏湿法烟气脱硫工艺石灰石贮存系统及容量应符合下列规定:

1 石灰石仓或石灰石粉仓的容量应根据市场运输情况和运

输条件确定,不宜小于系统设计工况下 3d 的石灰石耗量;当采用吸收剂干磨制备系统时,设在火力发电厂厂区的石灰石粉日用仓容量不宜小于 1d 的石灰石耗量。

2 当来料为石灰石块且采用水路运输或陆路运距较远时,可设置 7d 及以上储量的石灰石堆场或储仓,并应设置防雨设施。

10.2.3 石灰石-石膏湿法烟气脱硫工艺吸收剂制备系统主要设备配置应符合下列规定:

1 厂内吸收剂制备系统宜多台机组合用 1 套,但每套系统不宜超过 4 台机组。

2 当 1 台机组设 1 套吸收剂湿磨制备系统时,系统宜设置 1 台湿式球磨机,设备出力宜按脱硫系统设计工况下石灰石耗量的 100%确定。

3 当 2 台机组合用 1 套吸收剂湿磨制备系统时,每套系统宜设置 2 台湿式球磨机,单台设备出力宜按脱硫系统设计工况下石灰石总耗量的 75%~100%确定。

4 当 3 台~4 台机组合用 1 套吸收剂湿磨制备系统时,每套系统宜设置 3 台湿式球磨机,宜 2 台运行、1 台备用,单台设备出力宜按脱硫系统设计工况下石灰石总耗量的 50%确定。

5 每套吸收剂干磨制备系统的容量不宜小于脱硫系统设计工况下石灰石总耗量的 150%。干磨机的台数和容量应经技术经济比较后确定。

6 吸收剂湿磨制备系统的石灰石浆液箱总容量不宜小于设计工况下石灰石浆液 6h~10h 的总耗量,当球磨机没有备用时,宜取大值;每座石灰石浆液箱供应对象不宜超过 2 台机组。吸收剂干磨制备系统或外购石灰石粉系统的石灰石浆液箱容量不宜小于设计工况下石灰石浆液 4h 的总耗量。

7 每座吸收塔宜设置 2 台石灰石浆液泵,宜 1 台运行、1 台备用。

10.2.4 半干法烟气脱硫工艺吸收剂制备系统的选择应综合吸收

剂来源、投资、运行成本及运输条件等因素进行技术经济比较后确定。

10.2.5 采用海水脱硫工艺时,对于 300MW 级及以上机组,宜采用单元制海水供应系统。

10.3 二氧化硫吸收系统

10.3.1 烟气脱硫装置吸收塔形式、容量、数量应符合下列规定:

1 石灰石-石膏湿法烟气脱硫工艺吸收塔形式可采用喷淋塔或鼓泡塔或液柱塔,海水烟气脱硫工艺吸收塔形式宜采用填料塔,半干法烟气脱硫工艺脱硫塔形式宜采用空塔。

2 石灰石-石膏湿法烟气脱硫工艺吸收塔的数量宜根据锅炉容量、吸收塔的处理能力和可靠性等确定;300MW 级及以上机组宜 1 炉配 1 塔,200MW 级及以下机组可 2 炉配 1 塔。

3 海水烟气脱硫工艺吸收塔的数量宜采用 1 炉配 1 塔。

4 烟气循环流化床或旋转喷雾半干法烟气脱硫工艺脱硫塔的数量宜采用 1 炉配 1 塔。

5 活性焦干法烟气脱硫装置吸附塔、解析塔数量及容量选择应根据机组容量确定。

10.3.2 石灰石-石膏湿法烟气脱硫工艺二氧化硫吸收系统主要设备配置应符合下列规定:

1 当采用喷淋塔时,浆液循环泵宜按单元制设置,每台循环泵应对应一层喷嘴;当采用液柱塔时,浆液循环泵也可按母管制设置;浆液循环泵可不设备用。

2 浆液循环泵的数量应能适应锅炉部分负荷运行工况,在吸收塔低负荷运行条件下应有良好的经济性。

3 氧化风机宜选用罗茨型风机。每座吸收塔宜设置 2 台全容量或 3 台半容量的氧化风机,其中应 1 台备用;也可每 2 座吸收塔设置 3 台全容量的氧化风机,其中应 2 台运行、1 台备用;氧化风机容量裕量不宜低于 10%,压头裕量不宜低于 20%。

10.3.3 石灰石-石膏湿法烟气脱硫工艺应设置事故浆液池(箱),其数量应根据各吸收塔脱硫工艺的方式、距离及布置等综合因素确定。当布置条件合适且采用相同的湿法工艺时,宜全厂合用一套。事故浆液池(箱)的容量不宜小于一座吸收塔正常运行液位时的浆池容量。当设有石膏浆液抛弃系统时,事故浆液池(箱)的容量也可按不小于 500m^3 设置。

10.3.4 海水烟气脱硫工艺二氧化硫吸收系统主要设备配置应符合下列规定:

1 海水升压泵的数量宜按吸收塔的数量和喷淋层数确定,不宜设备用。

2 曝气风机选型应按曝气池设计液位进行选型计算。风机形式宜采用离心风机,可不设备用,数量不宜少于 2 台。

10.3.5 海水烟气脱硫工艺曝气池应符合下列规定:

1 300MW 级及以上机组的曝气池宜采用一炉配一池的方式。

2 曝气池内有效曝气区域的大小应根据脱硫装置入口烟气参数、脱硫效率、海水水质条件、海水排水水质要求和环境温度等因素确定,应有良好的运行经济性。

10.4 烟 气 系 统

10.4.1 脱硫增压风机宜装设在脱硫装置进口处,当不设烟气旁路且工程条件允许时,可与引风机合并设置。

10.4.2 增压风机形式、台数和容量选择应符合下列规定:

1 增压风机宜选用轴流式风机,当设置 1 台增压风机时,宜选择动叶可调轴流风机。

2 增压风机不应设备用;对不设置烟气旁路系统的机组,增压风机的台数宜与引风机的台数相同。

3 脱硫增压风机的风量和压头应符合下列规定:

1)基本风量应为吸收塔设计工况下的烟气量,风量裕量不

宜低于 10%，宜另加不低于 10℃～15℃ 的温度裕量。

- 2) 基本压头应为脱硫系统进出口的全压差，压头裕量宜不低于 20%。

10.4.3 烟气-烟气加热器选型应符合下列规定：

- 1 在湿法烟气脱硫装置后宜设置烟气-烟气加热器，可选用回转式或管式烟气-烟气加热器。

- 2 对于设置烟气-烟气加热器的石灰石-石膏法烟气脱硫工艺系统，在设计工况下，烟气-烟气加热器出口烟气温度不宜小于 80℃。

- 3 当采用回转式烟气-烟气加热器时，应采取预防加热器腐蚀、堵塞的措施。

- 4 当采用管式烟气-烟气加热器时，换热介质宜采用热媒水。管式烟气-烟气加热器冷端宜布置在静电除尘器前。严寒地区应采取预防加热器冻结的措施。

10.4.4 当吸收塔入口烟气温度不能满足吸收塔要求时，应在吸收塔入口设置喷水降温装置。

10.5 脱硫副产品处置系统

10.5.1 脱硫副产品处置系统设计应为脱硫副产品的综合利用创造条件，并按符合下列规定：

- 1 石灰石-石膏湿法烟气脱硫系统宜设置石膏脱水系统；暂无综合利用条件时，经脱水后的石膏可输送至干式贮灰场；在贮灰场内应采取分隔措施，石膏应与灰渣分别堆放。

- 2 采用活性焦干法烟气脱硫工艺时，应配套设置副产品回收系统。

10.5.2 石膏脱水系统真空皮带脱水机设备台数、出力选择应符合下列规定：

- 1 石膏脱水系统宜多台机组合用一套，但每套系统不宜超过 4 台机组。

2 当 1 台机组配置一套石膏脱水系统时,宜设置 1 台石膏脱水机,设备出力宜为脱硫系统设计工况下石膏产量的 100%,同时应相应增大石膏浆液箱容量。

3 当 2 台机组合用一套石膏脱水系统时,每套石膏脱水系统宜设置 2 台石膏脱水机,单台设备出力宜为脱硫系统设计工况下石膏总产量的 75%~100%。

4 当 3 台~4 台机组合用一套石膏脱水系统时,每套石膏脱水系统宜设置 3 台石膏脱水机,宜 2 台运行、1 台备用,单台设备出力宜为脱硫系统设计工况下石膏产量的 50%。

10.5.3 石膏仓容量不宜小于 12h,石膏库容量不宜小于 48h。石膏仓应采取防腐和防堵措施,北方地区还应采取冬季防冻措施。

11 烟气脱硝系统

11.1 基本规定

11.1.1 烟气脱硝工艺应根据国家环保排放控制标准、环境影响评价批复意见的要求、锅炉特性、燃料特性和布置场地条件等因素确定。

11.1.2 烟气脱硝工艺的选择应结合工程的具体情况确定,并应符合下列规定:

1 对要求脱硝效率不小于 40% 的机组,宜采用选择性催化还原烟气脱硝工艺;经技术经济比较,也可采用非选择性催化还原与选择性催化还原混合的烟气脱硝工艺。

2 600MW 级及以下的机组,当要求脱硝效率小于 40% 时,也可采用非选择性催化还原烟气脱硝工艺。

3 对循环流化床锅炉机组,必要时可采用非选择性催化还原烟气脱硝工艺。

11.1.3 选择性催化还原烟气脱硝系统应能在 40%~100% 锅炉最大连续蒸发量之间的任何负荷运行,当烟气温度低于最低喷氨温度时,喷氨系统应能自动解除运行。

11.2 还原剂储存和供应系统

11.2.1 脱硝还原剂的选择应按防火、防爆、防毒以及脱硝工艺的要求,根据电厂周围环境条件、运输条件和电厂内部的场地条件,经环境影响评价、安全影响评价和技术经济比较后确定。

11.2.2 脱硝还原剂的选择应符合下列规定:

1 对于选择性催化还原烟气脱硝工艺,若电厂地处城市远郊或远离城区,且液氨产地距电厂较近,在能保证运输安全、正常供

应的情况下,宜选择液氨作为还原剂;位于大中城市及其近郊区的电厂,宜选择尿素作为还原剂。

2 对于非选择性催化还原烟气脱硝工艺,宜选择尿素作为还原剂。

11.2.3 尿素宜采用尿素储仓配合尿素溶液储存罐储存,液氨宜采用液氨储存罐储存。脱硝还原剂的储量应能满足全部脱硝系统不少于 5d 的正常消耗量。

11.2.4 还原剂储存供应系统主要设备配置应符合下列规定:

1 液氨储存罐的数量不宜少于 2 台。

2 尿素溶解罐容积应满足全厂 1d 的尿素溶液用量;液氨蒸发器的容量宜按选择性催化还原烟气脱硝装置全容量设计,并宜设置 1 台备用。

3 应配置氮气吹扫系统。

11.2.5 液氨储存设备的储存区外沿应设置围堰。

11.2.6 还原剂储存制备区域应设置事故紧急处理设施。

11.3 烟气脱硝反应系统

11.3.1 选择性催化还原烟气脱硝反应系统设计应符合下列规定:

1 系统应按单元制设计。

2 系统设计宜以燃用设计煤种为基准,但在燃用校核煤种时也应能满足排放控制要求,系统应能长期稳定运行。

3 系统应能在烟气粉尘和 NO_x 排放浓度最小值和最大值之间的任何点运行。

4 应防止大粒径灰进入选择性催化还原烟气脱硝反应器,并应设置清灰设施。

11.3.2 选择性催化还原烟气脱硝催化剂形式应根据机组特点、烟气特性、烟气含尘量、灰特性、阻力要求等各种因素,合理选择蜂窝状、板式及波纹板式催化剂。

11.4 氨/空气混合及喷射系统

11.4.1 氨/空气混合及喷射系统设计宜符合下列规定：

1 氨气稀释空气的来源可为送风机出口二次风、一次风机出口一次风，也可采用专门设置的稀释风机。

2 每台反应器宜配置一套氨气稀释系统，氨加入量宜根据每台反应器的进出口参数进行独立控制。

11.4.2 稀释风机的形式、台数、出力选择宜符合下列规定：

1 稀释风机宜选用离心式风机。

2 对于选择性催化还原烟气脱硝系统采用双反应器时，每台锅炉宜设置 3 台 50% 容量的稀释风机；采用单反应器时，每台锅炉宜设置 2 台 100% 容量的稀释风机。

3 稀释风机风量裕量不宜小于 10%，压头裕量不宜小于 20%。

12 汽轮机设备及系统

12.1 汽轮机设备

12.1.1 汽轮机设备的技术要求宜符合现行国家标准《固定式发电用汽轮机规范》GB/T 5578 的有关规定,汽轮机及汽水系统的设计应符合现行行业标准《火力发电厂汽轮机防进水和冷蒸汽导则》DL/T 834 的有关规定。

12.1.2 汽轮机背压的确定应符合下列规定:

1 汽轮机的额定背压宜对应冷却介质全年平均计算温度,夏季背压宜对应冷却介质最高计算温度。

2 湿冷汽轮机的额定背压应根据本规范第 17.3 节的有关规定经优化计算后确定。

3 空冷汽轮机的额定背压应根据本规范第 17.8.2 条的规定经优化计算后确定。

4 600MW 级及以上采用二次循环冷却的四排汽汽轮机组,冷端宜配置双背压凝汽器;采用直流冷却的汽轮机组,应经技术经济比较后确定其凝汽器采用单背压或双背压。

12.1.3 汽轮机额定功率及其他功率宜按现行国家标准《固定式发电用汽轮机规范》GB/T 5578 的有关规定执行,空冷机组额定功率和最大功率可按下列要求确定:

1 额定功率的确定宜符合下列条件:

1)在额定的主蒸汽和再热蒸汽参数及规定的背压和补给水率条件下。

2)主蒸汽流量为额定进汽量。

3)扣除非同轴励磁、润滑及密封油泵等的功耗。

4)在发电机额定功率因数、额定氢压、额定冷却水温条

件下。

5)在寿命期内保证的发电机端输出的连续功率。

6)在该功率下考核机组热耗率。

注:规定的背压应采用额定背压;规定的补给水率亚临界及以下参数机组宜取3%,亚临界以上参数宜取1.5%。当考核机组热耗率时,补给水率应取0。

2 最大功率的确定应符合下列条件:

1)在额定的主蒸汽和再热蒸汽参数及规定的背压和补给水率条件下。

2)主蒸汽流量为调节阀全开时的进汽量。

3)扣除非同轴励磁、润滑及密封油泵等的功耗。

4)在发电机额定功率因数、额定氢压、额定冷却水温条件下,发电机端输出的功率。

注:规定的背压应采用额定背压,规定的补给水率应取0。

12.2 主蒸汽、再热蒸汽和旁路系统

12.2.1 主蒸汽系统应采用单元制。

12.2.2 主蒸汽、再热蒸汽等管道的管径及管路根数,应经优化计算确定。

12.2.3 汽轮机旁路系统的设置及其功能、形式和容量应根据汽轮机、锅炉的特性和电网对机组运行方式的要求,并结合机炉启动参数匹配后确定。

12.3 给水系统

12.3.1 给水系统应符合下列规定:

1 给水系统应采用单元制系统。

2 正常运行及备用给水泵宜选用调速给水泵,启动用给水泵宜选用定速给水泵。

3 当正常运行给水泵采用调速给水泵时,给水管路不应设

调节阀系统,启动支管应根据给水泵的特性设置调节阀。

12.3.2 给水泵出口的总流量(不包括备用给水泵)应满足供给其所连接锅炉的最大给水消耗量要求。最大给水消耗量计算原则应符合下列规定:

1 汽包锅炉宜为锅炉最大连续蒸发量的 110%。

2 直流锅炉宜为锅炉最大连续蒸发量的 105%。

3 对具有快速切负荷功能的机组,给水泵出口的总流量还应包括高压旁路减温水流量。

4 给水泵入口的总流量应加上供再热蒸汽调温用的从泵的中间级抽出的流量,以及漏出和注入给水泵轴封的流量差。

5 前置给水泵出口的总流量应为给水泵入口的总流量与从前置泵和给水泵之间的抽出流量之和。

12.3.3 湿冷机组给水泵的配置应符合下列规定:

1 300MW 级以下机组宜配置 2 台,单台容量应为最大给水消耗量 100%的调速电动给水泵;或配置 3 台,单台容量应为最大给水消耗量 50%的调速电动给水泵。

2 300MW 级及以上机组的给水泵宜配置 2 台,单台容量应为最大给水消耗量 50%的汽动给水泵;或配置 1 台,容量应为最大给水消耗量 100%的汽动给水泵。

3 300MW 级及以上机组宜配置 1 台容量为最大给水消耗量 25%~35%的定速电动给水泵作为启动给水泵,也可根据需要配置 1 台容量为最大给水消耗量 25%~35%的调速电动给水泵作为启动与备用给水泵。

4 当机组启动汽源满足给水泵汽轮机启动要求时,也可取消启动用电动泵。

5 300MW 级及以上容量供热机组,给水泵驱动方式宜经过技术经济比较确定。

12.3.4 空冷机组给水泵的配置应符合下列规定:

1 300MW 级直接空冷机组的给水泵的配置不宜少于 2 台,

单台容量应为最大给水消耗量 50% 的调速电动给水泵;200MW 级及以下机组的给水泵宜配置 2 台,单台容量应为最大给水消耗量 100% 的调速电动给水泵。

2 600MW 级及以上直接空冷机组的给水泵宜配置调速电动给水泵,亚临界机组的给水泵的配置不宜少于 2 台,单台容量应为最大给水消耗量 50% 的调速电动给水泵;超(超)临界机组宜配置 3 台,单台容量宜为最大给水消耗量 35% 的调速电动给水泵,不宜设备用。当采用汽动给水泵时,宜配置 2 台,单台容量应为最大给水消耗量 50% 的汽动给水泵和 1 台容量为最大给水消耗量 25%~35% 的定速或调速电动给水泵。

3 300MW 级及以上间接空冷机组的给水泵宜配置 2 台,单台容量应为最大给水消耗量 50% 的间接空冷汽动给水泵和 1 台容量为最大给水消耗量 25%~35% 的定速或调速电动给水泵;也可配置调速电动给水泵,其数量和容量配置原则应符合本条第 1 款的规定。

12.3.5 给水泵(包括启动/备用泵)的扬程计算应符合下列规定:

1 总扬程应按下列各项之和计算:

- 1)从除氧器给水箱出口到省煤器进口的介质流动总阻力(按锅炉最大连续蒸发量时的给水消耗量计算),汽包锅炉另加 20% 裕量;直流锅炉另加 10% 裕量。
- 2)省煤器进口与除氧器给水箱正常水位间的水柱静压差。
- 3)锅炉最大连续蒸发量时的省煤器入口给水压力(包含了锅炉本体水柱静压差;汽包锅炉为锅炉汽包正常水位与省煤器进口之间的水柱静压差,直流锅炉为锅炉水冷壁炉水汽化始终点标高的平均值与省煤器进口之间的水柱静压差)。
- 4)除氧器额定工作压力(取负值)。

2 在有前置泵时,前置泵和给水泵扬程之和应大于计算总扬程。

3 前置泵的扬程除应计及前置泵出口至给水泵入口间的介

质流动总阻力和静压差以外,还应满足汽轮机甩负荷瞬态工况时为保证给水泵入口不汽化所需的压头要求。

12.3.6 启动给水泵(仅启动用)的扬程应按下列各项之和计算:

1 从除氧器给水箱出口到省煤器进口的介质流动总阻力应按 25%~35%锅炉最大连续蒸发量时的给水消耗量计算,对汽包锅炉应另加 20%裕量;对直流锅炉应另加 10%裕量。

2 省煤器进口与除氧器给水箱正常水位间的水柱静压差。

3 25%~35%锅炉最大连续蒸发量启动工况时,省煤器入口的给水压力。

4 25%~35%锅炉最大连续蒸发量启动工况时,除氧器的工作压力(取负值)。

12.3.7 高压加热器换热面积计算宜以汽轮机最大连续功率工况为设计工况,应留有 10%的面积裕量,并应校核在汽轮机阀门全开工况的给水流量。对具有快速切负荷功能的机组,还应加上高压旁路所需的喷水流量,介质流速不应超过标准的规定值。

12.3.8 高压加热器给水旁路宜采用大旁路。

12.3.9 根据锅炉特性与运行要求,当循环流化床锅炉机组确需设置紧急补水系统时,系统设计应符合下列规定:

1 紧急补水系统可采用母管制,宜设置 1 台紧急补水泵,容量应为系统所连锅炉需要的紧急补水量之和,并应留有裕量。

2 紧急补水泵宜采用定速泵,驱动形式应为柴油机。

3 紧急补水泵的扬程应为从紧急水箱出口至省煤器入口的介质总阻力和锅炉省煤器入口的给水压力。

4 紧急补水箱容量应根据锅炉厂提供的数据计算确定。紧急补水箱也可与凝汽器补水箱或除盐水箱合并使用,其容量应按拟合并水箱中较大者选用。

12.4 除氧器及给水箱

12.4.1 除氧器应采用滑压运行方式。

12.4.2 除氧器的总出力、台数及形式应符合下列规定:

1 总出力应根据最大给水消耗量选择。

2 每台机组宜配 1 台除氧器。

3 凝汽式机组应采用一级高压除氧器。对供热机组,补给水应采用凝汽器鼓泡除氧装置,也可另设公用低压除氧器,在保证给水含氧量合格的条件下,可采用一级高压除氧器。

12.4.3 给水箱的贮水量宜根据除氧器布置位置,结合瞬态计算结果、机组控制水平和机组功能要求确定,并应符合下列规定:

1 200MW 及以下机组宜为 10min 的锅炉最大连续蒸发量时的给水消耗量。

2 200MW 以上机组宜为 3min~5min 的锅炉最大连续蒸发量时的给水消耗量。

3 当机组具有快速切负荷功能时,给水箱的贮水量宜适当加大。

12.4.4 除氧器的启动汽源及备用汽源应取自厂用辅助蒸汽系统。

12.4.5 除氧器及其有关系统的设计应采取可靠的防止除氧器过压爆炸的措施。

12.4.6 单元制系统除氧器给水箱启动时的加热方式应符合下列规定:

1 根据除氧器形式可采用给水启动循环泵或再沸腾管。

2 给水启动循环泵的容量不宜小于除氧器启动时所用喷嘴额定流量的 30%。

3 当用再沸腾管时,所用的蒸汽应经过调压,并应采取防止在运行中可能产生的水击和振动的措施。

12.5 凝结水系统

12.5.1 凝汽式机组的凝结水泵容量和台数应符合下列规定:

1 凝结水泵出口的总容量(不包括备用凝结水泵)应满足输

送最大凝结水量的要求,最大凝结水量应为下列各项之和的 110%:

- 1) 汽轮机调节阀全开工况时的凝汽量。
- 2) 进入凝汽系统的经常疏水量。
- 3) 进入凝汽系统的正常补给水量。
- 4) 其他杂用水。

2 凝汽式机组宜装设 2 台凝结水泵,单台容量应为最大凝结水量的 100%;也可装设 3 台凝结水泵,单台容量应为最大凝结水量的 50%;其中 1 台应为备用。

3 当备用凝结水泵短期投入运行时,凝结水泵出口总容量应满足低压加热器可能排入凝汽系统的事故疏水量或旁路系统投入运行时凝结水量输送的要求。

12.5.2 供热式机组的凝结水泵容量和台数应符合下列规定:

1 设计热负荷工况下的凝结水量应为下列各项之和的 110%:

- 1) 机组在设计热负荷工况下运行时的凝汽量。
- 2) 进入凝汽系统的经常疏水量。
- 3) 进入凝汽系统的正常补给水量。

2 最大凝结水量应为下列工况凝结水量的 110%:

- 1) 当补给水正常不补入凝汽系统时,应按纯凝汽工况计算,其计算方法应符合本规范第 12.5.1 条的规定。
- 2) 当补给水正常补入凝汽系统时,应分别按最大抽汽工况和纯凝汽工况计算,经比较后,应取较大值。

3 工业抽汽式供热机组或工业、采暖双抽式供热机组,每台机组宜装设 2 台凝结水泵;每台泵的容量应分别按 100%设计热负荷工况下凝结水量和 50%最大凝结水量计算,应取较大值。

4 对凝汽采暖两用机组,宜装设 3 台容量各为最大凝结水量 50%的凝结水泵。

12.5.3 凝结水泵的扬程应按下列各项之和计算：

1 从凝汽系统热井到除氧器凝结水入口(包括喷雾头)之间管道的介质流动阻力应按汽轮机调节阀全开工况时的凝结水量计算,并应另加 20%裕量。

2 除氧器凝结水入口与凝汽系统热井最低水位间的水柱静压差。

3 除氧器最大工作压力。

4 凝汽系统的最高真空。

5 凝结水系统设备的阻力。

12.5.4 补给水系统应符合下列规定：

1 在进入凝汽系统前,宜按系统的需要装设补给水箱和补给水泵,经技术经济比较合理,也可利用锅炉补给水处理系统的除盐水箱,可不另设补给水箱。

2 300MW 级以下机组,凝汽机组补给水箱的容积不宜小于 50m^3 ;300MW 级机组,凝汽机组补给水箱的容积不宜小于 100m^3 ;600MW 级机组,凝汽机组补给水箱的容积不宜小于 300m^3 ;1000MW 级机组,凝汽机组补给水箱的容积不宜小于 500m^3 。

3 工业抽汽供热机组补给水箱的容积宜根据热负荷情况确定。

4 亚临界及以下参数湿冷机组补给水泵可不设备用,超临界或超超临界参数湿冷机组应根据补给水接入凝汽器的接口位置确定是否设置备用,其总出力应按锅炉启动时的补给水量要求选择。

5 空冷机组正常运行用补给水泵宜设置备用,其中 1 台应兼作启动用补给水泵。

12.5.5 低压加热器换热面积计算宜以汽轮机最大连续功率工况为设计工况,应留有 10% 的面积裕量,并应校核在汽轮机阀门全开工况下,介质流速不应超过所采用标准的规定值。

12.5.6 如需配置低压加热器疏水泵,每台加热器宜设置 2 台疏水泵,其中一台应为备用。疏水泵容量应按在汽轮机调节阀全开工况时接入该泵的低压加热器的疏水量之和计算,并应另加 10% 裕量。

12.5.7 低压加热器疏水泵的扬程应按下列各项之和计算：

1 从低压加热器到除氧器凝结水入口(包括喷雾头)的介质流动阻力。应按汽轮机最大凝结水量对应工况计算,并应另加10%~20%的裕量。

2 除氧器凝结水入口与低压加热器最低水位间的静压差。

3 除氧器最大工作压力。

4 最大凝结水量对应工况下低压加热器内的真空,如为正压力时,应取负值。

12.6 疏放水系统

12.6.1 火力发电厂宜按压力等级设置高、低压疏放水母管,可不设疏水箱及疏水泵。

12.6.2 疏放水应回收至凝汽系统或其他设备。

12.7 辅机冷却水系统

12.7.1 辅机冷却水系统应根据凝汽器冷却水源、水质情况和设备对冷却水水量、水温和水质的不同要求合理确定,辅机冷却水系统宜采用单元制。

12.7.2 转动机械轴承冷却水中的碳酸盐硬度宜小于 250mg/L (以 CaCO_3 计);pH 值不应小于 6.5,不宜大于 9.5;300MW 及以上机组,悬浮物的含量宜小于 50mg/L;其他机组,悬浮物的含量应小于 100mg/L。

12.7.3 辅机冷却水系统应符合下列规定:

1 以淡水作为辅机冷却水源,且不需进行处理即可作为辅机冷却用水时,宜采用开式循环冷却水系统;以淡水作为辅机冷却水源,但需经处理时,宜采用开式循环和闭式循环相结合的辅机冷却水系统。

2 以海水作为辅机冷却水源时,不宜用海水直接冷却的辅机设备,宜采用闭式循环冷却水系统,闭式循环冷却水热交换器宜由

海水作为冷却水源。

3 以再生水作为辅机冷却水源时,不宜用再生水直接冷却的辅机设备,宜采用闭式循环冷却水系统,闭式循环冷却水热交换器宜采用再生水作为冷却水源。

4 湿冷机组开式循环冷却水应取自凝汽器循环冷却水系统,空冷机组开式循环冷却水宜取自辅机冷却塔冷却水系统,闭式循环冷却水宜采用除盐水或凝结水。

12.7.4 闭式循环冷却水热交换器换热面积应按最高计算冷却水温度计算确定。系统宜设置 2 台 65% 换热面积的热交换器,热交换器材料宜与凝汽器管材一致。

12.7.5 闭式循环冷却水系统宜设置 2 台闭式循环冷却水泵。单台水泵的容量不应小于机组最大冷却水量的 110%;水泵的扬程不应小于按最大冷却水量计算的系统管道阻力,并应另加 20% 的裕量。

12.7.6 开式循环冷却水系统应根据系统布置计算确定需要设置升压水泵的供水范围。当需要设置时,宜设 2 台升压水泵,单台升压水泵的容量不应小于需要升压的冷却水量的 110%。升压水泵的扬程应按下列各项之和计算:

1 按最大冷却水量计算的系统管道阻力,并应另加 20% 的裕量。

2 最高用水点与升压水泵中心线之间的净压差。

3 循环水进出口管道之间的水压差,取负值。

12.7.7 闭式循环冷却水系统应设置膨胀装置和补给水系统,膨胀装置的安装高度不应低于系统中最高冷却设备的标高。

12.7.8 闭式循环冷却水热交换器处的闭式循环水侧的运行压力,应大于开式循环水侧的运行压力。

12.8 供热式机组的辅助系统和设备

12.8.1 基本热网加热器的容量和台数应符合下列规定:

1 基本热网加热器的容量和台数应根据采暖、通风和生活热负荷选择,不宜设台数备用。

2 当任何 1 台基本热网加热器停止运行时,其余设备应满足 60%~75%热负荷的需要,对严寒地区宜取上限。

3 设计时宜根据热负荷增长的可能性及汽轮机采暖抽汽的供汽能力,确定是否预留增装相应基本热网加热器的位置。

12.8.2 热网尖峰加热器应根据热负荷性质、输送距离、当地气候和热网系统等因素综合研究确定是否装设。

12.8.3 热网系统的其他设备应符合下列规定:

1 热网循环水泵不应少于 2 台,其中 1 台应为备用。当设置 3 台以上时,可不设备用,热网循环水泵可根据工程具体条件设置调速装置。

2 热网加热器凝结水泵不应少于 2 台,其中 1 台应为备用,凝结水泵宜采用变频调速。

3 补水装置的压力应比补水点管道压力高 30kPa~50kPa,当补水装置同时用于维持管网静态压力时,其压力应满足静态压力的要求。

4 当补给水不能直接补入热网时,宜设热网补给水泵 2 台,其中 1 台应为备用;当补给水在正常运行工况能直接补入热网,可不设热网补给水泵,但在热网循环水泵停用,不能保证热网所需静压时,宜设热网补给水泵 1 台;热网补给水泵应采用变频调速。

5 闭式热网正常补给水应采用除过氧的化学软化水以及锅炉排污水,启动或事故时可补充工业水或生活水。闭式热力网补水装置的流量不应小于供热系统循环流量的 2%,事故补水量不应小于供热系统循环流量的 4%。

12.8.4 减压减温装置的设置应符合下列规定:

1 对于工业抽汽系统应根据各级工业抽汽参数各装设 1 套减压减温装置作为备用,其容量应等于 1 台汽轮机的最大抽汽量或排汽量。

2 当任何 1 台汽轮机停用,其余汽轮机如能供给采暖、通风和生活用热量的 60%~75%时(严寒地区取上限),可不装设采暖抽汽的备用减压减温装置。

3 不宜设置经常运行的减压减温装置,当确需设置时应设 1 套备用。

12.8.5 如热用户能返回凝结水,宜装设回水收集设备。回水中继水泵不宜少于 2 台,其中 1 台应为备用。回水箱的数量和容量应按具体情况确定,不宜少于 2 台。

12.9 凝汽器及其辅助设施

12.9.1 湿冷凝汽器的管板与管材选择应符合现行行业标准《火力发电厂凝汽器管选材导则》DL/T 712 的有关规定。

12.9.2 凝汽器清洗装置的设置应符合下列规定:

1 湿冷凝汽器宜装设胶球清洗装置。但对直流供水系统,如水中含沙较多,能证明管子不结垢、也不沉积时,可不设胶球清洗装置。

2 当冷却水含有悬浮杂物,易形成单向堵塞时,宜设反冲洗装置。

3 间接空冷汽轮机的表面式凝汽器不应装设胶球清洗装置。

12.9.3 抽真空系统设备的配置应符合下列规定:

1 300MW 级及以下容量的机组宜配置 2 台水环式真空泵或其他形式的抽真空设备,每台抽真空设备的容量应满足凝汽器正常运行抽干空气量 100%的需要。

2 600MW 级及以上容量的湿冷和间接空冷机组,宜配置 3 台水环式真空泵,每台泵的容量应满足凝汽器正常运行抽干空气量 50%的需要。

3 600MW 级直接空冷机组宜配置 3 台水环式真空泵,每台泵的容量应满足凝汽器正常运行抽干空气量 100%的需要。

4 600MW 级以上直接空冷机组宜配置 3 台 100%或 4 台

75%凝汽器正常运行抽干空气量的水环式真空泵。

5 当全部抽真空设备投入运行时,应能满足机组启动时建立真空度的时间要求。

6 当采用直流供水系统时,宜设置 1 台凝汽器水室抽真空泵。

12.9.4 采用海水冷却的 300MW 级及以上容量的机组,宜设置凝汽器检漏装置。

13 水处理系统

13.1 水质及水的预处理

13.1.1 水处理系统的设计应根据全部可利用水源近年的水质全分析资料,水质全分析资料应符合下列规定:

1 地表水、再生水(包括老厂循环水排污水)等应为1年逐月资料。

2 地下水、矿井排水、海水等应为1年各季资料。

3 对于海水还应取得取水口1年逐月海水水温资料。

13.1.2 原水预处理系统应在全厂水务管理设计的基础上,根据原水水质、后续处理工艺对水质的要求、处理水量和试验资料,以及类似厂的运行经验,并结合当地条件,通过技术经济比较确定。原水预处理系统设计应符合现行国家标准《室外给水设计规范》GB 50013的有关规定,并应符合下列规定:

1 应根据原水泥沙含量确定是否设置预沉淀设施。

2 当原水有机物含量超过预脱盐及除盐等系统进水要求时,可采用氯化、混凝、澄清、过滤处理。氯化、混凝、澄清、过滤处理仍不能满足要求时,可同时采用活性炭、吸附树脂或其他方法去除有机物。

3 对于地表水、海水,应根据原水中不同的悬浮物、胶体等杂质的含量,分别采用沉淀(混凝)、澄清、过滤,接触混凝、过滤或超(微)滤的预处理方式。

4 当原水含有非活性硅,不能满足锅炉蒸汽品质要求时,应采用接触混凝、过滤或沉淀(混凝)、澄清、过滤及超(微)滤等工艺去除。

5 当原水碳酸盐硬度较高时,经技术经济比较,可采用石灰、

弱酸离子交换等处理工艺。

6 当采用铁锰含量超过预脱盐及除盐等系统进水要求时,还应采取除铁、除锰措施。

7 对于再生水及矿井排水等水源,应根据水质特点、用水系统对水质的要求、处理规模及场地条件等因素,选择采用生化降解、杀菌、过滤、凝聚澄清、超(微)滤等处理工艺。

13.1.3 主要设备设置应符合下列规定:

1 澄清器(池)不宜少于2台。当短期悬浮物高,只用于季节性处理时,也可只设1台,但应设置旁路及接触混凝设施。

2 过滤设施不应少于2台(套)。

3 预处理系统的各种水箱(池),其总有效容积应按系统自用水量、前后系统出力配置及系统运行要求设计。

13.2 水的预脱盐

13.2.1 水的预脱盐应根据来水类型及水质特点选择合适的处理工艺。

13.2.2 非海水水源应根据进水水质及出水水质要求,并综合酸碱供应条件及废水排放和回用要求,经比较后确定是否设置反渗透预脱盐工艺。

13.2.3 海水淡化工艺可采用反渗透法或蒸馏法等技术。海水淡化工艺的选择应根据电厂的厂址条件、水源及水质条件、供汽及供电条件、系统容量、出水水质要求等因素,经技术经济比较确定。

13.2.4 海水淡化系统设计应符合下列规定:

1 蒸馏法海水淡化系统的蒸汽参数、造水比、水回收率等主要设计参数应根据工程具体情况,通过技术经济比较确定。

2 海水淡化系统的取排水方式宜结合电厂的循环冷却水取排水系统、当地的气候条件等因素合理选择。

3 海水淡化装置的产品水作为工业、消防和饮用水等用水时,应采取合适的水质调整措施。

13.2.5 主要设备设置应符合下列规定:

- 1 蒸馏法淡化装置可不设备用,其台数不宜少于 2 台。
- 2 反渗透装置不宜少于 2 套,当有 1 套设备清洗或检修时,其余设备应能满足全厂正常补水的要求。
- 3 预脱盐系统产品水箱的容积可根据系统出力、预脱盐用水量、预脱盐装置检修周期和时间等因素确定,其台数不宜少于 2 台。

13.3 锅炉补给水处理

13.3.1 锅炉补给水处理系统应根据进水水质、给水及炉水的质量标准、补给水率、设备和药品的供应条件,以及环境保护要求等因素,经技术经济比较确定。给水及炉水的质量标准应符合现行国家标准《火力发电机组及蒸汽动力设备水汽质量》GB/T 12145 的有关规定。

13.3.2 锅炉补给水处理系统的出力应满足火力发电厂全部正常水汽损失的补充水量要求。火力发电厂各项正常水汽损失应按表 13.3.2 计算。

表 13.3.2 火力发电厂各项正常水汽损失

序号	损 失 类 别		正 常 损 失
1	厂内水汽循环损失	1000MW 级机组	为锅炉最大连续蒸发量的 1.0%
		300MW 级、600MW 级机组	为锅炉最大连续蒸发量的 1.5%
		125MW 级、200MW 级机组	为锅炉最大连续蒸发量的 2.0%
2	汽包锅炉排污损失		根据计算或锅炉厂资料,但不少于 0.3%
3	闭式热水网损失		热水网水量的 0.5%~1.0% 或根据具体工程情况确定
4	火力发电厂其他用水、用汽损失		根据具体工程情况确定
5	对外供汽损失		
6	厂外其他用水量		
7	间接空冷机组循环冷却水损失		

注:厂内水汽循环损失包括锅炉吹灰、凝结水精处理再生及闭式冷却系统等水汽损失。

13.3.3 锅炉补给水处理系统可选用离子交换法、预脱盐加离子交换法或预脱盐加电除盐法等除盐系统,应结合工程的具体条件经技术经济比较确定。预脱盐后处理方案应根据进水水质及出水水质要求,经技术经济比较确定,并应符合下列规定:

1 当采用反渗透预脱盐时,一级反渗透后处理宜采用一级除盐加混床系统,也可采用二级反渗透加电除盐或加混床系统。

2 当采用蒸馏法海水淡化预脱盐时,其后处理宜采用一级除盐加混床系统;经技术经济比较合理时,也可采用单级混床或一级反渗透加电除盐系统。

3 当酸碱供应困难或受环保要求限制时,宜选用二级反渗透加电除盐的后处理方案。

13.3.4 除盐设备设置应符合下列规定:

1 每种形式的离子交换器不应少于 2 台。

2 离子交换器再生次数宜按每台每昼夜不超过 2 次计算,对于凝汽式火力发电厂,可不设再生备用离子交换器。

3 当有 1 套(台)设备检修时,其余设备应能满足全厂正常补水的要求。

13.3.5 除盐水箱的容量应满足工艺系统运行调节的需要,并应符合下列规定:

1 除盐水箱的总有效容积应满足最大 1 台锅炉化学清洗、机组启动和 1h~2h 的供水汽量三项中的最大一项用水量要求,汽包炉机组宜为最大 1 台锅炉 2h~3h 的最大连续蒸发量,直流炉机组宜按机组启动冲洗水流量及冲洗时间确定或为最大 1 台锅炉 3h 的最大连续蒸发量。

2 当离子交换器不设再生备用设备时,除盐水箱容积还应包括设备再生停运期间所需的备用水量。

13.3.6 除盐水泵的容量及水处理室至主厂房的补给水管道,应按能同时输送最大 1 台机组的启动补给水量或锅炉化学清洗用水量和其余机组的正常补给水量之和选择。

13.4 汽轮机组的凝结水精处理

13.4.1 汽轮机组的凝结水精处理系统配置应按锅炉形式及参数、冷却水水质和凝汽器管材质等因素确定,系统处理能力应与凝结水泵的最大流量相适应,并应符合下列规定:

1 装设直流锅炉的湿冷机组,全部凝结水应进行除铁、除盐处理。

2 装设亚临界汽包锅炉的湿冷机组,全部凝结水宜进行除盐处理。

3 装设高压汽包锅炉或超高压汽包锅炉,并且起停频繁的机组,宜根据机组启动排水量、停炉保护措施、凝汽器材质及运行管理水平等因素进行技术经济比较,确定是否采用供机组启动用的凝结水除铁设施。

4 空冷机组的凝结水精处理系统应根据空冷系统形式、机组参数等因素确定,并应符合下规定:

1)装设亚临界汽包锅炉的直接空冷机组宜设置以除铁为主,同时也具有一定除盐能力的精处理系统。装设直流锅炉的直接空冷机组,全部凝结水应进行除铁、除盐处理。

2)装设混合式凝汽器的间接空冷机组宜采用除铁加混合离子交换器系统,处理装置宜设置备用设备。

3)装设汽包锅炉的表面式凝汽器的间接空冷机组应设除铁设备,亚临界参数机组的凝结水处理设施宜选择具有一定除盐能力的设备。装设直流锅炉的间接空冷机组,全部凝结水应进行除铁、除盐处理。

13.4.2 凝结水精处理系统中的过滤器和离子交换器的配置应符合下列规定:

1 当过滤器作为机组启动或前置除铁时,可不设备用。装设直流锅炉机组的除铁设施不应少于2台。超临界直接空冷机组的

除铁设施应设备用。

2 对于机组容量为 300MW 级、冷却水水质较好,且给水采用还原性全挥发处理工况设计的机组的凝结水精处理装置,可不设备用设备,但精处理设备不应少于 2 台。

3 冷却水水质为海水、苦咸水、再生水或机组容量为 600MW 级及以上或给水采用加氧处理工况设计的机组,凝结水精处理装置应设有备用设备。

4 装设直流锅炉的机组、带混合式凝汽器间接空冷机组的精处理除盐装置应设置备用设备。

13.4.3 亚临界及以上参数机组的凝结水精处理宜采用中压系统。

13.4.4 精处理装置的树脂应采用体外再生方式进行再生,宜 2 台机组合用 1 套再生装置。

13.4.5 酸碱储存、计量设备及再生废水池不宜布置在汽机房内。

13.5 冷却水处理

13.5.1 冷却水处理系统的选择应根据冷却方式、全厂水量平衡、水源水量及水质等因素经技术经济比较确定,并应满足防垢、防腐蚀和防菌藻及水生物滋生的要求。循环冷却水处理系统的水质控制指标应符合现行行业标准《火力发电厂化学设计技术规程》DL/T 5068 的有关规定。

13.5.2 循环供水系统应根据环保要求、水量平衡、水质平衡和补给水源确定排污量及浓缩倍率。采用非海水水源时,浓缩倍率设计值宜为 3 倍~5 倍,当水质较好时,浓缩倍率可进一步提高。采用海水水源时,浓缩倍率设计值应通过试验确定,不宜超过 2.5 倍。

13.5.3 采用冷却池冷却的循环供水系统,冷却水池容积(m^3)与循环水量(m^3/h)的比值大于 60 时,可按直流供水系统采取冷却水处理措施。

13.5.4 对循环水系统补充水的处理应符合下列规定：

1 循环水系统补充水碳酸盐硬度不高时，可采用加稳定剂、加酸法。

2 循环水补充水碳酸盐硬度较高时，可采用补充水石灰软化法、弱酸树脂离子交换或钠离子交换法，也可采用循环水旁流石灰软化法、石灰-碳酸钠软化法、弱酸树脂离子交换或钠离子交换法，同时应配合采用加稳定剂法。

3 在特殊水质条件或机组对冷却水中的某些离子含量有特殊要求时，经技术经济比较，也可采用部分膜脱盐处理方法。

4 当冷却设备的换热管采用铜管时，宜采用加缓蚀剂处理。

13.5.5 环境空气含尘量、补给水悬浮物含量、硫酸根离子和氯根离子含量等因素对循环水系统的影响较大时，可采用循环冷却水旁流处理。

13.5.6 当采用再生水或其他回收水作为循环水补充水水源时，如水质能满足运行要求，可直接补入循环水系统；当水质不能满足运行要求时，应进行深度处理。深度处理设施宜设在厂内。

13.5.7 冷却水加药种类和加药量应根据模拟试验确定，所选择的药品应满足冷却水排放及后续水系统的水质要求。

13.6 热力系统的化学加药和水汽取样

13.6.1 热力系统化学加药设施应根据机炉形式、参数及水化学工况设置，并应符合下列规定：

1 超高压锅炉给水宜采用加氨及加联氨或其他化学除氧药剂处理。

2 对亚临界汽包锅炉凝结水、给水宜采用加氨及加联氨处理，也可采用加氧处理；对于亚临界直流炉机组，凝结水、给水宜采用加氨、加氧处理。

3 对于超临界及以上参数的机组，凝结水、给水应采用加氨、加氧处理。直接空冷超临界机组应留有还原性给水处理的可

能性。

4 汽包炉锅炉炉水宜采用碱性处理。

13.6.2 热力系统的水汽监督项目、仪表及取样点设置应根据机组容量、形式、参数、热力系统和化学监督的要求确定。对于不同参数机组的热力系统,应设置相应的水汽集中取样装置及监测仪表,取样分析的信号应能作为相关系统控制的输入信号。

13.6.3 位于主厂房内的热力系统化学加药和水汽取样分析装置,宜与凝结水精处理系统相对集中布置。

13.7 热网补给水及生产回水处理

13.7.1 热网补给水处理系统应根据热网补给水水质、水量要求,并综合全厂水处理系统情况,经技术经济比较确定。

13.7.2 回水处理设施应根据热网回水量及水质情况,经技术经济比较确定。

13.8 废 水 处 理

13.8.1 火力发电厂各生产作业场所排出的各种废水和污水,宜按分质分类回用的原则分类收集和贮存,并应根据废水水质、水量及其变化幅度、复用和排放的水质要求等确定最佳处理工艺。不应采用渗井、渗坑、稀释等手段排放不合格的废水。废水处理应符合下列规定:

1 应根据各生产装置排出的废水水质和水量、处理的难易程度、复用系统对水质的要求,以及减少对外排放污染物总量等因素,对废水的合理回收、复用和排放进行综合优化。

2 单机容量为 300MW 级及以上的火力发电厂宜设置化学废水集中处理设施。

3 废水处理设施在厂区总平面中的位置应有利于各类废水的收集、储存和回收利用。

4 废水储存总容积应能满足全厂所有机组正常运行及 1 台

最大容量机组在维修或锅炉化学清洗期间所产生的废水。

13.8.2 化学废水处理设计应符合下列规定：

1 酸、碱废水应经中和处理后复用或排放。

2 含铁、铜等金属离子的废水宜进入废水集中处理系统，进行氧化、调 pH 值、混凝澄清处理，并应达到相应水质标准后复用或排放。

3 锅炉化学清洗废水应根据锅炉清洗方案确定处理水量及处理工艺。

13.8.3 脱硫废水处理设计应符合下列规定：

1 石灰石-石膏湿法烟气脱硫系统的废水宜处理回用，如无回用条件时，应处理达标后排放；有水力除灰的电厂，脱硫废水可直接作为冲灰用水。

2 脱硫系统的废水处理装置宜单独设置，并按连续运行方式设计。

3 脱硫废水处理中产生的污泥宜进行单独的脱水处理，若其他废水与脱硫废水处理产生的污泥进行合并脱水处理时，滤出液应返回至脱硫废水处理系统。

13.8.4 含油废水应进行油、水分离处理，处理后宜复用。

13.8.5 含煤废水应设置独立的收集系统并进行处理，处理后宜回用到输煤冲洗系统。

13.8.6 生活污水宜采用生物氧化法处理，处理后宜回用于绿化、冲洗用水。

13.9 药品储存

13.9.1 化学水处理药品仓库的设置应根据药品消耗量、供应和运输条件等因素确定。

13.9.2 药品贮存设施的布置位置应便于运输与装卸。药品仓库内应设置安全防护和通风设施，并采取相应的防腐蚀措施。

14 信 息 系 统

14.1 基 本 规 定

14.1.1 全厂信息系统的总体规划与建设应做到技术先进、经济合理,并应在火力发电厂上级主管单位统一规划的框架下进行。

14.1.2 全厂信息系统的规划设计应保证系统中数据的准确性、一致性和唯一性。

14.1.3 以计算机为基础的不同信息系统,在满足安全可靠的前提下,宜采用统一的网络和硬件系统。不同系统应避免软件及功能配置的相互交叉与重复。

14.1.4 火力发电厂信息系统机房的设计应符合现行国家标准《电子信息系统机房设计规范》GB 50174 的有关规定。

14.2 全厂信息系统的总体规划

14.2.1 火力发电厂信息系统宜包括厂级监控信息系统、管理信息系统、报价系统、视频监视系统、视频会议系统和门禁管理系统等。

14.2.2 全厂信息系统应与各控制系统进行总体规划设计,并应合理利用各系统的信息资源,控制系统和信息系统应协调统一,应保证数据的唯一性。

14.2.3 全厂信息系统的总体规划应根据火力发电厂的信息特征与信息需求,满足项目在设计、施工、调试、运行等各阶段的实际需要。

14.2.4 全厂信息系统的总体规划应以本期工程为主、兼顾现状和发展。对于新建电厂,应预留规划容量下后期扩建机组所需的

扩容能力。对于扩建电厂,应充分利用已有信息系统,必要时可对现有信息系统进行改造或重新建设。

14.2.5 全厂信息系统应根据火力发电厂上级主管单位、调度部门、监管部门的信息交换要求设置相应的接口。

14.2.6 全厂信息系统的总体规划应充分利用全厂各控制系统的实时生产信息,并应通过安全的网络接口与合理的数据库设置,将全厂各控制系统和信息系统进行集成。

14.2.7 火力发电厂各控制系统与信息系统的集成宜通过实时/历史数据库实现。各控制系统与实时/历史数据库的接口应符合下列规定:

1 监控单元机组的各控制系统宜先以机组分散控制系统为中心进行集成,然后由机组分散控制系统与实时/历史数据库接口。

2 监控单元机组公用系统的各控制系统,宜先以两台或多台机组的分散控制系统公共网络为中心进行集成,然后通过机组分散控制系统与实时/历史数据库接口;当公用系统复杂且数量多时,也可根据机组运行管理模式,单独组成独立的控制系统网络与实时/历史数据库接口。

3 监控辅助车间的各控制系统可分别以水集中控制网络、灰集中控制网络和煤集中控制网络为中心进行集成,集成后的网络宜与实时/历史数据库接口。若条件具备,宜将各辅助车间统一为一个集中控制网络进行集成。

14.2.8 厂级监控信息系统和管理信息系统宜统一规划、分步实施,网络宜合并设置。

14.2.9 火力发电厂实时系统与非实时系统之间的数据流向应为单向传输,并采取必要的隔离措施。

14.3 厂级监控信息系统

14.3.1 厂级监控信息系统应根据火力发电厂上级主管单位的总

体规划和火力发电厂实际需求来确定是否设置。厂级监控信息系统应以实时/历史数据库为基础。

14.3.2 厂级监控信息系统的基本功能应包括厂级实时数据采集与监视、厂级性能计算与分析。在电网明确有非直调方式且应用软件成熟的前提下,可设置负荷调度分配功能。设备故障诊断功能、寿命管理功能、系统优化功能等其他功能应根据火力发电厂上级主管单位要求,并结合火力发电厂实际情况后再研究确定。

14.3.3 机组级性能计算功能宜在机组分散控制系统中完成,厂级监控信息系统不宜重复设置。

14.3.4 实时/历史数据库的标签量规模应根据系统的功能范围、电厂的建设规模及运行管理水平等综合因素确定。

14.3.5 厂级监控信息系统的实时/历史数据库服务器和网络核心交换机等主要硬件宜冗余配置。

14.4 管理信息系统

14.4.1 火力发电厂应设置管理信息系统,系统的规模与配置应根据火力发电厂上级主管单位的总体规划和电厂的实际需求确定。

14.4.2 扩建电厂的管理信息系统应与现有系统充分协调,若现有系统已不能满足信息化需要,可重新建设。

14.4.3 管理信息系统应包括建设期管理信息系统和生产期管理信息系统,并应符合下列规定:

1 建设期管理信息系统的功能应至少包括进度管理、质量管理、物资管理、费用管理、安全环境管理、图纸文档管理、综合查询、系统维护等。

2 生产期管理信息系统的功能应至少包括生产管理、设备管理、燃料管理、经营管理、行政管理、综合查询、系统维护等。

3 建设期管理信息系统和生产期管理信息系统应统一规划、

合理过渡。应包括系统的软硬件过渡、系统的数据过渡和系统的功能过渡。

14.4.4 管理信息系统的数据库服务器和网络核心交换机等主要硬件,宜冗余配置。

14.4.5 管理信息系统的数据库范围宜覆盖各专业和各应用部门,并应实现通用的数据存取。

14.5 报价系统

14.5.1 火力发电厂在根据电力市场交易系统的要求设置发电侧报价系统时,宜与信息系统共用网络平台、共享资源。

14.6 视频监视系统

14.6.1 火力发电厂可根据需要设置全厂视频监视系统,视频监视系统可包括安保视频监视系统和生产视频监视系统,安保视频监视系统和生产视频监视系统可合并设置,也可分开设置。

14.6.2 安保视频监视系统的监视范围宜包括设备库、材料库、厂大门、综合楼等。

14.6.3 生产视频监视系统的监视范围宜包括下列区域:

1 汽轮机油系统、制粉系统、炉前油燃烧器、电缆夹层等主厂房内的危险区域。

2 高压配电装置、高/低压配电间、冷却塔/空冷系统、汽机房、送/引风机、炉后除尘脱硫系统、运煤系统、除灰渣系统等重要设备区域。

3 无人值班的辅助车间区域。

14.6.4 视频监视系统的功能宜包括实时监控、动态存贮、实时报警、历史画面回放、网络传输等功能。

14.6.5 视频监视系统应设置与管理信息系统的接口。

14.6.6 视频监视系统的设备选择应符合现行国家标准《民用闭路监视电视系统工程技术规范》GB 50198 的有关规定。

14.7 视频会议系统

14.7.1 火力发电厂在建设和生产期可根据需要设置视频会议系统。

14.7.2 视频会议系统宜与发电企业总部实现远程传输,可召开点对点会议、多点会议、同时多个会议等。

14.7.3 视频会议系统应设置与管理信息系统的接口。

14.7.4 视频会议系统的设备选择应符合现行国家标准《会议系统电及音频的性能要求》GB/T 15381 的有关规定。

14.8 门禁管理系统

14.8.1 火力发电厂可根据需要设置门禁管理系统。

14.8.2 门禁管理系统的应用范围宜包括主厂房内的重要设备区域如电子设备间、高/低压配电间、计算机房等,以及无人值班的辅助车间,试验室、信息系统机房等生产综合楼区域的重要房间。

14.8.3 门禁管理系统的功能宜包括实时监控、进出权限管理、记录、报警、消防报警联动等功能。

14.8.4 门禁管理系统应设置与管理信息系统的接口。

14.8.5 门禁管理系统的设备选择应符合现行国家标准《出入口控制系统工程设计规范》GB 50396 的有关规定。

14.9 培训仿真机

14.9.1 600MW 以上容量机组的培训仿真机应由火力发电厂上级主管单位根据地区协作的原则确定是否设置。

14.9.2 按地区建设的国内首台(套)新型机组的培训仿真机,可按全范围、全过程进行仿真,次要系统可简化。

14.9.3 培训仿真机提供的培训功能宜包括参考机组的正常运行工况和故障处理工况。

14.9.4 培训仿真机提供的与参考机组相似的正常运行工况和操作过程应包括下列内容:

1 从各设备完全停运的冷态工况启动,到 100%负荷工况。

2 机组从热备用工况启动,到 100%负荷工况。

3 锅炉、汽轮机、发电机或整个机组跳闸后工况及重新恢复到正常运行工况。

4 机组从 100%负荷工况停机到热备用工况,以及冷却到冷态停运工况。

5 各种工况下对设备或系统进行规程规定的在集中控制室进行的各种操作和试验。

14.9.5 培训仿真机提供的与参考机组相似的典型故障应至少包括下列内容:

1 锅炉本体,空气预热器、送风机、引风机、一次风机等辅机,制粉系统,燃油系统,给水系统,主要阀门或挡板类故障等锅炉系统故障。

2 汽轮机本体,凝结水系统,凝汽器系统,低压加热器系统,高压加热器系统,辅助蒸汽系统,辅机冷却水系统,各主要阀门或执行机构故障等汽轮机系统故障。

3 发电机-变压器组,发电机氢、油、水系统,厂用电系统故障等电气系统故障。

14.10 布 线

14.10.1 火力发电厂的布线系统应统一规划设计,一次建成。宜对厂级监控信息系统、管理信息系统、视频监视系统、视频会议系统、门禁管理系统、厂内通信系统等按综合布线方式统一进行设计。

14.10.2 火力发电厂的布线系统设计应符合现行国家标准《综合布线工程设计规范》GB 50311 的有关规定。

14.11 信 息 安 全

14.11.1 火力发电厂信息系统应按系统配置的内容,分别对硬

件、网络操作系统、数据库、应用服务、客户服务和终端、接口等采取安全防范措施。

14.11.2 硬件和环境的安全措施应包括服务器和存储设备的备份和灾难恢复、网络设备的安全及环境要求等。

14.11.3 网络操作系统的安全防范措施应包括系统的可靠性、系统间的访问控制、用户的访问控制等。

14.11.4 数据库应具有对存储数据的全面保护功能,数据库的安全防范措施应包括对数据安全及数据恢复的要求、用户访问控制、数据的一致性和保密性等。

14.11.5 应用系统的安全防范措施应包括用户访问控制、身份识别、操作记录、防病毒、防黑客入侵等。

14.11.6 接口的安全防范措施应包括信息系统与控制系统接口、各信息系统之间接口,以及信息系统与外部接口的安全隔离等。

15 仪表与控制

15.1 基本规定

15.1.1 火力发电厂仪表与控制系统的设计应满足机组安全、经济、环保运行和启停的要求。

15.1.2 在仪表与控制系统设计中,应选用技术先进、质量可靠的设备和元器件。全厂各控制系统和同类型仪表设备的选型宜统一。随主辅设备本体成套供货的仪表和控制设备应满足机组运行、自动化系统的功能及接口要求。

15.1.3 涉及安全与机组保护的仪表与控制的新产品和新技术,应在取得成功应用经验后再在设计中采用。

15.1.4 火力发电厂各控制系统的时钟应同步。

15.1.5 基于计算机的控制系统应采取抵御黑客、病毒、恶意代码等对系统的破坏、攻击,以及非法操作的安全防护措施。

15.2 自动化水平

15.2.1 火力发电厂的自动化水平应根据机组在电网中的地位、机组的容量和特点,以及预期的电厂运行管理水平等因素确定。

15.2.2 单元机组的自动化水平应根据控制方式、控制系统的配置与功能、主辅机设备可控性、运行组织管理等因素确定。单元机组应能在就地人员的巡回检查和少量操作的配合下,在集中控制室内实现机组启停、运行工况监视和调整、事故处理等。

15.2.3 辅助车间的自动化水平宜与机组自动化水平相协调,并应根据电厂的运行管理模式确定。各辅助车间运行人员应能在就地人员的巡回检查和少量操作的配合下,在集中控制室或辅助车间控制室内,通过操作员站实现辅助车间工艺系统的启停、运行工

况监视和调整、事故处理等。

15.3 控制方式及控制室

15.3.1 控制方式及控制室的设计应以本期工程为主、兼顾前期和后期工程,并应与电厂自动化水平、运行管理模式相适应。

15.3.2 单元机组应按炉、机、电全能值班运行模式采用炉、机、电集中控制方式。控制方式宜根据机组的建设规模、自动化水平和电厂实际运行管理模式确定,宜采用多机一控方式。

15.3.3 辅助车间系统宜按物理位置相邻或系统性质相近的原则合并控制系统及控制点,辅助车间就地控制点不宜超过水、煤、灰三个。其余辅助车间就地可设置供系统调试、启动运行初期、故障和巡检时使用的终端。

15.3.4 全厂辅助车间系统可按全能值班运行模式采用集中控制方式,可只设置一个集中控制点。辅助车间系统集中控制点可并入机组集中控制室,也可独立设置。当多台机组合设一个集中控制室且辅助车间集中控制点并入集中控制室时,应采取避免调试、检修时不同运行区域相互干扰的措施。

15.3.5 空冷机组的空冷系统宜在集中控制室进行控制。

15.3.6 脱硫系统应根据脱硫方式和电厂的运行管理模式进行选择,可在集中控制室控制,也可与位置相邻或性质相近的辅助车间合设控制室控制。

15.3.7 脱硝反应系统应在集中控制室进行控制。脱硝还原剂储存和供应系统可在集中控制室控制,也可与位置相邻或性质相近的辅助车间合设控制室控制。

15.3.8 湿冷机组的循环水泵房、空冷机组的辅机冷却水泵房等与机组运行相对密切的辅助车间系统,宜在集中控制室控制。

15.3.9 供应城市采暖和工业用汽的热电联产电厂,热网系统可按需要在机组控制室内控制或设置单独的热网控制室。

15.3.10 海水淡化系统宜在辅助车间集中控制点或水系统控制

点控制。

15.3.11 启动锅炉房可就地单独控制。

15.3.12 高压配电装置宜在集中控制室进行控制。

15.4 检测与仪表

15.4.1 火力发电厂的检测应包括下列内容：

- 1 工艺系统的运行参数。
- 2 电气系统的运行参数。
- 3 主机和辅机的运行状态和运行参数。
- 4 电气设备的运行状态和运行参数。
- 5 动力关断阀门的开关状态和调节阀门的开度。
- 6 仪表与控制用电源、气源、水源及其他必要条件的供给状态和运行参数。
- 7 必要的环境参数。

15.4.2 检测仪表的设置应符合下列规定：

- 1 在满足安全、经济运行要求的前提下，检测仪表的设置应与各主辅机配套供货的仪表统一协调，并应避免重复设置。
- 2 应设置检测仪表反映主设备及工艺系统在正常运行、启停、异常及事故工况下安全、经济运行的参数。
- 3 运行中需要进行监视和控制的参数应设置远传仪表。
- 4 供运行人员现场检查和就地操作所必需的参数应设置就地仪表。
- 5 用于经济核算的工艺参数应设置检测仪表。
- 6 在爆炸危险气体和/或有毒气体可能释放的区域，应根据危险场所的分类，设置爆炸危险气体报警仪和/或有毒气体检测报警仪。
- 7 保护系统的检测仪表应三重或双重化设置，重要模拟量控制回路的检测仪表宜双重或三重化设置。
- 8 测量油、水、蒸汽等的一次仪表不应引入控制室。

9 测量爆炸危险气体的一次仪表严禁引入控制室。

15.4.3 检测仪器的选择应符合下列规定：

1 仪表准确度等级应根据仪表的用途、形式和重要性，选择适当的准确度等级。

2 仪表应根据其装设区域的具体情况，选择适当的防护等级。

3 仪表应满足所在环境的防腐、防潮、防爆等要求。

4 测量腐蚀性介质或黏性介质时，应选用具有防腐性能的仪表、隔离仪表或采用适当的隔离措施。

5 不宜使用含有对人体有害物质的仪表。

15.4.4 检测装置的设置应符合下列规定：

1 煤粉锅炉宜设置监视炉膛火焰的工业电视；循环流化床锅炉不宜装设监视炉膛火焰的工业电视。

2 汽轮发电机组以及容量为 300MW 及以上机组的给水泵汽轮机宜设置振动监测和故障诊断系统。

3 煤粉锅炉宜设置炉管泄漏监测系统，循环流化床锅炉不宜装设炉管泄漏监测系统。

4 煤粉锅炉宜装设飞灰含碳量测量装置。

5 汽包锅炉应设置监视汽包水位的工业电视。

15.5 报 警

15.5.1 报警应包括下列内容：

1 工艺系统参数偏离正常运行范围。

2 保护动作及主要辅助设备故障。

3 监控系统故障。

4 电源、气源故障。

5 电气设备故障。

6 火灾探测区域异常。

7 有毒有害气体的泄漏。

15.5.2 报警可分为控制系统报警和常规光字牌报警。报警应具有自动闪光、音响和人工确认等功能。

15.5.3 报警宜由控制系统的报警功能完成,机组不宜配置常规光字牌报警装置,必要时,可按下列项目设置不超过 20 个光字牌报警窗口:

- 1 重要参数偏离正常值。
- 2 单元机组主要保护跳闸。
- 3 重要控制装置电源故障。

15.5.4 当设置常规光字牌报警时,其输入信号不宜取自控制系统的输出。

15.5.5 控制系统的报警应根据信号的重要性设置报警优先级。

15.5.6 控制系统报警的报警源可来自控制系统的所有模拟量输入、数字量输入、模拟量输出、数字量输出、脉冲量输入及中间变量和计算值。

15.5.7 控制系统功能范围内的全部报警项目应能在显示终端上显示和在打印机上打印,在机组启停过程中应抑制虚假报警信号。

15.5.8 火灾探测与报警设计应符合现行国家标准《火力发电厂与变电站设计防火规范》GB 50229 和《火灾自动报警系统设计规范》GB 50116 的有关规定。

15.6 机 组 保 护

15.6.1 机组保护系统的设计应符合下列规定:

- 1 保护系统的设计应采取防止误动和拒动的措施。
- 2 当机组保护系统采用分散控制系统或可编程控制器时,应符合下列规定:

- 1) 机炉跳闸保护系统的逻辑控制器应单独冗余设置。
- 2) 保护系统应有独立的 I/O 通道,并有电隔离措施。
- 3) 冗余的 I/O 信号应通过不同的 I/O 模块引入。
- 4) 触发机组跳闸保护信号的仪表应单独设置,当无法单独

设置需与其他系统合用时,其信号应首先进入保护系统。

5) 机组跳闸命令不应通过通信总线传送。

3 300MW 及以上容量机组跳闸保护回路在机组运行中,宜在不解除保护功能和不影响机组正常运行的情况下进行动作试验。

4 在控制台上必须设置总燃料跳闸、停止汽轮机和解列发电机的跳闸按钮,并应采用双重按钮或带盖的单按钮;跳闸按钮应直接接至停炉、停机的驱动回路。

5 机组保护动作原因应设事件顺序记录。单元机组还应有事故追忆功能。

6 保护系统输出的操作指令应优先于其他任何指令。

7 保护系统中不应设置供运行人员切、投保护的 control 盘、台按钮和操作员站软操作等任何操作手段。

15.6.2 火力发电厂锅炉和汽轮机的跳闸保护系统可采用电子逻辑系统或继电器硬逻辑系统,系统宜采用经认证的、SIL3 级的安全相关系统。安全相关系统应符合现行国家标准《电气/电子/可编程电子安全相关系统的功能安全》GB/T 20438 和《过程工业领域安全仪表系统的功能安全》GB/T 21109 的有关规定。

15.6.3 停止单元机组运行的保护应符合下列规定:

1 锅炉事故停炉,应停止单元机组的运行。

2 单元机组具有快速切负荷功能时,应符合下列规定:

1) 外部系统故障引起发电机解列,不应停止单元机组的运行。

2) 发电机主保护动作应停止汽轮发电机组的运行,不应停止锅炉的运行。

3) 汽轮机事故停机应停止汽轮发电机组的运行,不应停止锅炉的运行。

3 单元机组不具有快速切负荷功能,但汽轮机旁路系统具有快开功能且容量足够时,应符合下列规定:

1)外部系统故障引起发电机解列,应停止汽轮发电机组的运行,可不停止锅炉的运行。

2)发电机主保护动作应停止汽轮发电机组的运行,可不停止锅炉的运行。

3)汽轮机事故停机应停止汽轮发电机组的运行,可不停止锅炉的运行。

4 单元机组不具有快速切负荷功能,且不满足本条第3款的要求时,应符合下列规定:

1)外部系统故障引起发电机解列,应停止单元机组的运行。

2)发电机主保护动作,应停止单元机组的运行。

3)汽轮机事故停机,应停止单元机组的运行。

15.6.4 锅炉保护应符合下列规定:

1 锅炉给水系统应设有下列保护:

1)汽包锅炉的汽包水位保护。

2)直流锅炉的给水流量过低保护。

2 锅炉蒸汽系统应设有下列保护:

1)主蒸汽压力高保护。

2)再热蒸汽压力高保护。

3)再热蒸汽温度高喷水保护。

3 锅炉炉膛安全保护应包括下列功能:

1)锅炉吹扫。

2)油系统检漏试验。

3)灭火保护。

4)炉膛压力保护。

4 在运行中发生下列情况之一时,应能实现总燃料跳闸、紧急停炉保护:

1)手动停炉指令。

2)全炉膛火焰丧失。

3)炉膛压力过高/过低。

- 4) 汽包/分离器水位过高/过低。
- 5) 全部送风机跳闸。
- 6) 全部引风机跳闸。
- 7) 煤粉燃烧器投运时, 全部一次风机跳闸。
- 8) 燃料全部中断。
- 9) 总风量过低。
- 10) 锅炉炉膛安全监控系统失电。
- 11) 根据锅炉特点要求的其他停炉保护条件。

5 当炉膛瞬态压力有可能超过炉膛设计压力时, 应根据锅炉厂要求设置炉膛压力过高/过低解列送/引风机的保护。

15.6.5 汽轮机保护应符合下列规定:

1 在运行中发生下列情况之一时, 应发出汽轮机跳闸指令:

- 1) 汽轮机超速。
- 2) 凝汽器真空过低。
- 3) 润滑油压力过低。
- 4) 控制油压力过低。
- 5) 轴承振动大。
- 6) 轴向位移大。
- 7) 手动停机指令。
- 8) 锅炉总燃料跳闸。
- 9) 发电机事故跳闸。
- 10) 外部系统故障引起发电机解列。
- 11) 汽轮机数字电液控制系统失电。
- 12) 汽轮机制造厂提供的其他保护项目。

2 汽轮机其他保护应包括下列内容:

- 1) 抽汽防逆流保护。
- 2) 低压缸排汽防超温保护。
- 3) 汽机防进水保护。
- 4) 汽机真空低保护等。

15.6.6 发电机保护应符合下列规定：

1 在运行中发生下列情况之一时，应发出发电机跳闸指令：

- 1) 汽机事故停机。**
- 2) 发电机冷却系统故障。**
- 3) 单元机组未设置快速切负荷功能时，发电机解列。**
- 4) 发电机制造厂提供的其他停机条件。**

2 其他电量保护应符合本规范第 16.7 节的规定。

15.6.7 热力系统应设有下列保护：

- 1 除氧器水位和压力保护。**
- 2 高、低压加热器水位保护。**
- 3 汽轮机旁路系统的减温水压力低和出口温度高保护。**
- 4 空冷机组的背压保护、防冻保护(根据制造厂要求)等。**

15.6.8 给水泵、送风机、引风机等重要辅机的保护应满足火力发电厂热力系统和燃烧系统的运行要求，并应根据辅机制造厂的技术要求进行设计。

15.7 开关量控制

15.7.1 开关量控制宜包括锅炉、汽机、发电机变压器组、辅机，阀门、挡板，电气开关、断路器等单个设备操作，以及相关设备和系统的顺序控制及联锁。

15.7.2 顺序控制应按驱动级、子功能组级、功能组级三级水平设计。600MW 及以上容量的机组可根据实际需要设置带断点的机组级顺序控制功能。

15.7.3 顺序控制的设计应符合保护、联锁操作优先的原则。在顺序控制过程中出现保护、联锁指令时，应将控制进程中断，并使工艺系统按保护、联锁指令执行。

15.7.4 顺序控制在自动运行期间发生任何故障或运行人员中断时，应使正在进行的程序中断，并使工艺系统处于安全状态。

15.7.5 顺序控制的设计应采取防止误操作的有效措施。

15.7.6 顺序控制的功能应满足机组的启动、停止及正常运行工况的控制要求,并应能实现机组在事故和异常工况下的控制操作。顺序控制应具备下列功能:

1 实现主/辅机、阀门、挡板、电气发电机变压器组厂用电设备等的顺序控制、控制操作及试验操作。

2 辅机及其相关的冷却系统、润滑系统、密封系统等的联锁控制。

3 重要运行设备故障跳闸时,联锁启动备用设备。

4 实现状态报警、联动及单台转机的保护。

15.7.7 下列项目宜纳入机组控制系统的锅炉部分顺序控制:

1 空预器系统。

2 送风机系统。

3 引风机系统。

4 一次风机系统。

5 流化风机系统。

6 磨煤机系统。

7 给煤机系统。

8 锅炉排污、疏水、放气系统。

9 暖风器系统。

10 燃油系统。

11 给水泵系统。

15.7.8 下列项目宜纳入机组控制系统的汽机部分顺序控制:

1 汽机润滑油和控制油系统。

2 凝结水系统。

3 凝汽器抽真空系统。

4 汽机轴封系统。

5 低压加热器系统。

6 高压加热器系统。

7 汽机蒸汽管道疏水系统。

- 8 辅助蒸汽系统。
- 9 循环水系统或辅机冷却水系统。
- 10 开式循环冷却水系统。
- 11 闭式循环冷却水系统。

15.7.9 下列项目宜纳入机组控制系统的发电机氢、油、水部分顺序控制：

- 1 发电机氢冷系统。
- 2 发电机密封油系统。
- 3 发电机定子冷却水系统。

15.7.10 脱硝反应系统、海水脱硫或不设置烟气旁路的石灰石-石膏湿法脱硫系统、空冷系统、锅炉干式除渣系统等辅助工艺系统的开关量控制，宜纳入机组顺序控制系统控制。

15.7.11 锅炉定期排污系统、凝汽器胶球清洗系统等辅助工艺系统的开关量控制不宜单独设置控制系统，宜纳入机组顺序控制系统。

15.7.12 锅炉吹灰系统可根据实际运行管理模式的要求纳入机组顺序控制系统，也可单独设置控制系统。

15.7.13 煤粉锅炉辅机联锁应包括下列项目：

1 锅炉的引风机、空气预热器和送风机在启停及事故跳闸时的顺序联锁。

2 锅炉的引风机、空气预热器和送风机之间的跳闸顺序，及引风机、空气预热器和送风机与烟、风道中有关挡板的启闭联锁。

3 送风机全部停运时，燃烧系统和制粉系统停止运行的联锁。

4 制粉系统中给煤机、磨煤机、一次风机或排粉机的启停及事故跳闸时的顺序联锁。

5 排粉机送粉系统的排粉机与给粉机之间的联锁。

6 烟气再循环风机启停与出口风门和冷风门的联锁。

7 辅机与其润滑油系统、冷却和密封系统的联锁，以及润滑

油系统、冷却和密封系统中工作泵事故跳闸时备用泵的自启动联锁。

15.7.14 循环流化床锅炉辅机联锁应包括下列项目：

1 循环流化床的一次风机、二次风机、流化风机、空预器、除尘器以及引风机在启停及事故跳闸时的顺序联锁。

2 循环流化床的一次风机、二次风机、流化风机、空预器、除尘器以及引风机之间的跳闸顺序及与烟、风道中有关阀门、挡板的启闭联锁。

3 燃料系统投入与切除以及与风道燃烧器、床上燃烧器和床枪之间的启停顺序及联锁。

4 石灰石制备、输送系统中各设备启停顺序以及与阀门、挡板之间的联锁，煤燃料制备、输送系统中各设备启停顺序以及与阀门、挡板之间的联锁。

5 渣循环系统相关的设备（冷渣器、密封回料器）之间，以及相应的烟、风道中有关阀门、挡板之间的启停顺序及联锁。

15.7.15 汽轮机辅机应有下列联锁：

1 润滑油系统中的交流润滑油泵、直流润滑油泵、顶轴油泵和盘车装置与润滑油压之间的联锁。

2 给水泵、凝结水泵、真空泵、循环水泵/辅机冷却水泵、疏水泵以及其他各类水泵与其相应系统的压力之间的联锁。

3 运行泵事故跳闸时备用泵自启动的联锁。

4 各类泵与其进出口阀门间的联锁。

15.8 模拟量控制

15.8.1 机组应有较完善的模拟量控制系统。

15.8.2 模拟量控制系统的控制回路应按实用可靠的原则进行设计，并应适应机组在启动过程及不同负荷阶段中机组安全经济运行的需要，还应具有在机组事故及异常工况下与相关的联锁保护协同控制的措施。

15.8.3 在主辅设备可控性较好的情况下,部分模拟量控制回路宜采用全程控制。

15.8.4 单元机组应具备自动发电控制功能,当自动发电控制功能投入时,应能参与电网闭环自动发电控制。

15.8.5 单元机组模拟量控制系统应能满足滑压运行的要求,在锅炉不投油最低燃煤负荷到 100%最大连续负荷变动范围内,应保证被控参数满足机组有关验收标准的要求。

15.8.6 单元机组宜采用机、炉协调控制。

15.8.7 协调控制系统应能协调锅炉和汽轮机,满足机组快速响应负荷命令,平稳控制汽轮机及锅炉的要求,应具有下列供运行选择的控制方式:

- 1 机炉协调控制。
- 2 汽轮机跟随控制。
- 3 锅炉跟随控制。
- 4 手动控制。

15.8.8 模拟量控制系统中的各控制方式之间应设切换逻辑并具备双向无扰切换功能。

15.8.9 300MW 及以上汽轮机数字电液控制系统应至少具有转速控制、负荷控制、汽轮机热应力计算及汽轮机自动启停等功能。

15.8.10 锅炉应设置下列模拟量控制:

- 1 给水控制。
- 2 燃料控制。
- 3 送风控制。
- 4 炉膛压力控制。
- 5 主蒸汽温度控制。
- 6 再热蒸汽温度控制。
- 7 根据锅炉特点,锅炉厂要求的其他模拟量控制。

15.8.11 汽轮机应设置下列模拟量控制:

- 1 凝汽器水位控制。

- 2 加热器水位控制。
- 3 轴封压力控制。
- 4 高、低压旁路系统的压力和温度控制。
- 5 除氧器压力和水位控制。
- 6 根据汽轮机和热力系统特点设置的其他模拟量控制。

15.9 机组控制系统

15.9.1 单元机组应按由单元值班员统一集中控制的原则进行设计。机组控制系统宜采用分散控制系统。当技术经济论证合理时,也可采用基于现场总线的分散控制系统,可在现场仪表和设备层采用现场总线技术。分散控制系统的功能应包括数据采集与处理、模拟量控制、顺序控制和锅炉炉膛安全监控。

15.9.2 分散控制系统的选择应符合下列规定:

- 1 系统内所有模件应为标准化、模件化和插入式结构。
- 2 数据通信系统、处理器模件、操作员站、电源模件应冗余配置。
- 3 整个控制系统的可利用率应至少为 99.9%。
- 4 每个机柜内每种类型输入/输出测点应有 10%~15%的余量,每个机柜内应有 10%~15%输入/输出模件插槽余量。
- 5 控制器站的处理能力应有 40%余量,操作员站处理器能力应有 60%余量。
- 6 处理器内部存储器应有 50%余量,外部存储器应有 60%余量。
- 7 共享式以太网通信负荷率不应大于 20%,其他网络通信负荷率不应大于 40%。

15.9.3 汽轮机数字电液控制系统及给水泵汽轮机数字电液控制系统应由汽轮机厂负责,其系统应成熟、可靠。汽轮机数字电液控制系统及给水泵汽轮机数字电液控制系统宜与机组控制系统选型一致,选型不一致时应设置与机组控制系统交换信息的通信接口。

15.9.4 汽轮机数字电液控制系统应包括电子控制装置、液压系统、就地仪表和执行设备。

15.9.5 单元机组的发电机-变压器组和厂用电源系统的顺序控制宜纳入机组控制系统。

发电机励磁系统自动电压调整、自动准同步、继电保护、故障录波及厂用电源自动切换功能应由专用装置实现。

15.9.6 由单元机组值班员控制的公用系统较多时,宜设置公用控制网络。公用系统应能在多套控制系统中进行监视和控制,并应确保任何工况仅有一台机组的操作员站能发出有效操作指令。

15.9.7 单元机组顺序控制系统和模拟量控制系统不宜配置后备操作器。

15.9.8 在控制系统发生电源消失、通信中断、全部操作员站失去功能、重要控制站失去控制和保护功能等全局性或重大故障的情况下,应设置下列确保机组紧急安全停机的独立于控制系统的硬接线后备操作手段:

- 1 汽机跳闸。
- 2 总燃料跳闸。
- 3 发电机或发电机变压器组跳闸。
- 4 锅炉安全门开(机械式可不装)。
- 5 汽包事故放水门开。
- 6 汽轮机真空破坏门开。
- 7 直流润滑油泵启动。
- 8 交流润滑油泵启动。
- 9 发电机灭磁开关跳闸。
- 10 柴油发电机启动。

11 循环流化床锅炉应设置锅炉跳闸后备硬接线操作手段取代总燃料跳闸后备操作手段。若有紧急补给水系统,则还应设置独立于分散控制系统的紧急补给水系统投入后备操作手段。

15.9.9 控制系统应按分层的原则设计,辅机和阀门(挡板)的驱

动级的硬件和软件宜独立于上一级而工作,并应将确保辅机本身安全启停的允许条件和保护信号直接引入驱动级控制模件。

15.9.10 当锅炉采用等离子点火或微油点火时,等离子或微油点火系统的监控宜纳入锅炉炉膛安全监控系统。当等离子或微油点火控制系统与机组控制系统的选型不一致时,应设置与机组控制系统信息交换的硬接线和通信接口。

15.9.11 空冷系统的控制宜纳入机组控制系统。

15.9.12 海水脱硫系统的控制宜纳入机组控制系统。若石灰石-石膏湿法脱硫系统不设置烟气旁路时,其控制宜纳入机组控制系统。

15.9.13 脱硝反应系统的控制宜纳入机组控制系统。脱硝还原剂储存和供应系统的控制可纳入机组控制系统,也可采用独立控制系统或并入其他辅助车间控制系统。

15.9.14 锅炉干式除渣系统的控制宜纳入机组控制系统。

15.9.15 凝结水精处理系统的控制可根据电厂运行管理要求纳入机组控制系统。

15.10 辅助车间控制系统

15.10.1 辅助车间控制系统的设计应符合下列规定:

1 辅助车间控制系统的设计应根据工艺系统的特点及设备对运行操作的要求,采用适当的顺序控制和模拟量控制。

2 辅助车间控制系统宜按车间进行配置。

3 重要辅助车间控制系统的控制器宜冗余配置。

4 被控对象较少、布置比较分散的辅助车间宜采用远程I/O。

15.10.2 辅助车间控制系统的选择应符合下列规定:

1 辅助车间控制系统可采用可编程逻辑控制器系统,也可采用分散控制系统。当技术经济论证合理时,也可采用基于现场总线的可编程逻辑控制器系统或分散控制系统,可在现场仪表和设

备层采用现场总线技术。

2 各辅助车间控制系统宜采用同一系列的可编程逻辑控制器或分散控制系统。

3 辅助车间的操作员站宜采用相同系列的应用软件。

15.10.3 设置烟气旁路的石灰石-石膏湿法脱硫系统,其控制系统设计应符合下列规定:

1 当采用一炉一塔时,每台机组可设置一套脱硫控制系统,也可两台机组的操作员站、工程师站、上层通信网络合设一套,相应的脱硫控制系统控制器(站)、I/O 柜可按单元机组及公用系统分别设置。

2 当采用两炉一塔时,两台机组宜设置一套脱硫控制系统。

3 当石灰浆液制备或脱硫石膏浆液处理系统供全厂三台机组以上公用时,应结合工程情况进行经济技术论证,确定是否设置公用系统的脱硫控制系统。

15.10.4 除灰控制系统设计应符合下列规定:

1 每台机组除灰系统宜配置独立的控制器,两台机组除灰系统的公用系统,控制器宜冗余配置。

2 除灰系统不宜在单个设备附近设就地控制装置,但可根据控制要求设置就地控制按钮。

3 若除灰系统设置就地控制室,则宜在就地控制室内设置冗余操作员站,其中一台应具有工程师站的功能。

15.10.5 运煤控制系统设计应符合下列规定:

1 新建电厂的运煤系统,宜全厂设置一套运煤控制系统。

2 新建电厂的运煤控制系统设计应根据火力发电厂的规划容量,为后期工程的控制系统预留相应的控制设备位置和控制系統接口。

3 扩建电厂的运煤控制系统宜选用与厂内原有运煤控制系统硬件一致的控制设备,并宜与原有运煤系统合并集中监控。

4 若运煤系统设置就地控制室,则宜在就地控制室内设置冗

余操作员站,其中一台应具有工程师站的功能。

5 运煤系统中,各运煤设备之间应有自动联锁和信号。

6 带式输送机事故拉绳开关应直接接入控制回路。

15.10.6 锅炉补给水处理控制系统设计应符合下列规定:

1 新建电厂的锅炉补给水处理系统宜全厂设置一套锅炉补给水处理控制系统。

2 新建电厂的锅炉补给水处理控制系统设计应根据火力发电厂的规划容量,为后期工程的控制系统预留相应的控制设备位置 and 控制系统接口。

3 扩建电厂的锅炉补给水处理控制系统宜选用与厂内原有锅炉补给水处理控制系统硬件一致的控制设备,并宜与原有锅炉补给水处理系统合并集中监控。

4 若锅炉补给水处理系统设置就地控制室,则宜在就地控制室内设置冗余操作员站,其中一台应具有工程师站的功能。

15.10.7 火力发电厂宜设置辅助车间集中控制网络。

15.10.8 辅助车间集中控制网络设计应符合下列规定:

1 辅助车间集中控制网络的设置应与电厂的自动化水平和控制方式相适应。

2 规划容量为两台机组及以下的电厂宜全厂设置一个辅助车间集中控制网络。

3 规划容量超过两台机组及以上的电厂,每两台机组宜设置一个辅助车间集中控制网络;全厂公用的辅助车间控制系统宜纳入1、2号机组辅助车间集中控制网络。

4 辅助车间集中控制网络按分层设置的原则,可分别设置水系统控制网络、煤系统控制网络、灰系统控制网络等,然后分别接入上层辅助车间集中控制网络。

5 辅助车间集中控制网络的网络结构、通信速率、应用功能等设计方案,应充分满足辅助车间各系统对监控功能实时性的要求。

6 辅助车间操作员站和工程师站的设置可根据各辅助车间监控功能的要求进行设计。设有全厂辅助车间集中控制网络的电厂,宜在全厂辅助车间集中控制网络层设置 2 个~3 个操作员站、1 个工程师站,同时可在水系统控制网络层、灰系统控制网络层、煤系统控制网络层设置操作员站和工程师站。

7 辅助车间集中控制网络应能与信息系统进行通信。

15.11 控制电源

15.11.1 控制柜(盘)进线电源的电压等级不应超过 250V。进入控制装置柜(盘)的交流、直流电源除停电一段时间不影响安全外,应各有两路,并应互为备用。工作电源故障需及时切换至另一路电源时,宜在控制柜(盘)设自动切投装置,切换时间应满足用电设备安全运行的需要。

15.11.2 每组交流动力电源配电箱应有两路输入电源,并应分别引自厂用低压母线的不同段。在有事故保安电源的火力发电厂中,影响机组安全运行的设备,其电源配电箱的一路输入电源应引自厂用事故保安电源段。两路电源应互为备用,可设置自动切投装置。

15.11.3 分散控制系统、汽轮机数字电液控制系统、锅炉保护系统、汽轮机跳闸保护系统、火检装置等重要系统的供电电源应有两路,并应互为备用。一路应采用交流不间断电源,一路应采用交流不间断电源或厂用保安段电源。

15.11.4 辅助车间集中控制网络应有两路供电电源,宜分别引自不同机组的交流不间断电源,各辅助车间控制系统均应有两路供电电源,供电电源宜引自各辅助车间配电柜。

15.12 仪表导管、电缆及就地设备布置

15.12.1 取源部件应设置在能真实反映被测介质参数的工艺设备(管道)上。一次导压管及一次阀门的材质应按被测介质可能达

到的最高压力、温度选择,并应满足焊接工艺要求。二次导管、二次阀门、排污阀、试验阀及管道附件的材质应满足可能达到的最高压力和排污时的最高温度要求。

15.12.2 电缆的设计和选型除应符合现行国家标准《电力工程电缆设计规范》GB 50217 的有关规定外,还应符合下列规定:

1 用于仪表与控制系统的电缆和电线的线芯材质应为铜芯,测量、控制用的补偿电缆或补偿导线的线芯材质应与相连的热电偶丝相同或热电特性相匹配。

2 当制造厂对仪表和控制设备的连接电缆、导线的规范有特别要求时,应按设备制造厂的要求进行设计。

3 控制电缆宜敷设在电缆桥架内。桥架通道应避免遭受机械性外力、过热、腐蚀及易燃易爆物等的危害,并应根据防火要求实施阻隔。

15.12.3 现场布置的仪表和控制设备应根据需要采取必要的防护、防冻和防爆措施。

15.12.4 控制用电气设备外壳、不要求浮空的盘台、金属桥架、铠装电缆的铠装层、计算机信号电缆的屏蔽层等应设保护接地,保护接地应牢固可靠,保护接地的电阻值应符合国家现行有关电气保护接地的规定。

15.12.5 各计算机系统内不同性质的接地应分别有稳定可靠的总接地板(箱),总接地板(箱)宜统一与全厂接地网相连,不宜再单设计算机专用独立接地网。当设备厂家对逻辑接地和计算机系统接地的阻值及接地方式有特殊要求时,应按其要求设计。

16 电气设备及系统

16.1 发电机与主变压器

16.1.1 发电机及其励磁系统应符合现行国家标准《隐极同步发电机技术要求》GB/T 7064、《旋转电机 定额和性能》GB 755、《同步电机励磁系统 定义》GB/T 7409.1、《同步电机励磁系统 电力系统研究用模型》GB/T 7409.2 和《同步电机励磁系统 大中型同步发电机励磁系统技术要求》GB/T 7409.3 的有关规定。

16.1.2 容量为 300MW 级及以上发电机除应符合本规范第 16.1.1 条的规定,还应符合下列规定:

1 汽轮发电机组的轴系自然扭振频率应避开工频及 2 倍工频。

2 发电机各部件结构强度应能承受在额定负荷和 105% 额定电压下其端部任何形式的突然短路故障。汽轮发电机组应具有承受与其相连接的高压输电线路断路器单相重合闸的能力。

3 发电机组应具有一定的进相、调峰及短暂失步运行、短时失磁异步运行的能力,并应符合现行行业标准《电网运行准则》DL/T 1040 的有关规定。

4 励磁系统的特性与参数应满足电力系统各种运行方式的要求,并宜选用制造厂的成熟形式。

16.1.3 发电机主变压器的选型应符合现行国家标准《电力变压器 第 1 部分 总则》GB 1094.1、《电力变压器 第 2 部分:温升》GB 1094.2、《电力变压器 第 3 部分:绝缘水平、绝缘试验和外绝缘空气间隙》GB 1094.3、《电力变压器 第 4 部分:电力变压器和电抗器的雷电冲击和操作冲击试验导则》GB 1094.4、《电力变压器 第 5 部分:承受短路的能力》GB 1094.5、《电力变压器

第7部分:油浸式电力变压器负载导则》GB/T 1094.7 和《油浸式电力变压器技术参数和要求》GB/T 6451 等的有关规定。

16.1.4 与容量 600MW 级及以下机组单元连接的主变压器,若不受运输条件的限制,宜采用三相变压器;与容量为 1000MW 级机组单元连接的主变压器应综合运输和制造条件,可采用单相或三相变压器。当选用单相变压器组时,应根据电厂所处地区及所连接电力系统和设备的条件,确定是否需要装设备用相。

16.1.5 容量 125MW 级及以上的发电机与主变压器为单元连接时,主变压器的容量宜按发电机的最大连续容量扣除不能被高压厂用启动/备用变压器替代的高压厂用工作变压器计算负荷后进行选择。变压器在正常使用条件下连续输送额定容量时绕组的平均温升不应超过 65K。

16.1.6 火力发电厂以两种升高电压向用户供电或与电力系统连接时,应符合下列规定:

1 125MW 级机组的主变压器宜采用三绕组变压器,每个绕组的通过功率应达到该变压器额定容量的 15% 以上。

2 200MW 级及以上的机组不宜采用三绕组变压器,如高压和中压间需要联系时,宜在变电站进行联络。

3 连接两种升高电压的三绕组变压器不宜超过 2 台。

4 若两种升高电压均系中性点直接接地系统,且技术经济合理时,可选用自耦变压器,主要潮流方向应为低压和中压向高压送电。

16.1.7 发电机主变压器中性点绝缘水平应根据其中性点接地方式确定。

16.2 电气主接线

16.2.1 火力发电厂电气主接线设计应符合下列规定:

1 应根据电力系统性质、系统规划、容量、环境条件和电厂的安全可靠、运行灵活、经济合理及操作维修方便等要求,合理选择

方案。

2 应根据电厂在系统中所处的地位、规划容量、工程特点及所采用的设备条件,做到远、近期结合,应以近期为主,并应适当留有扩建的条件。

3 当电厂初期建设机组 2 台及以下,出线回路数少时,宜简化电气主接线,并应采取便于扩建改造、减少停电损失的过渡措施。

4 应与高压厂用备用或启动/备用电源引接方案统筹设计。

16.2.2 当配电装置不再扩建,能满足电厂运行要求,且电网对电厂主接线没有特殊要求时,宜简化接线形式,可采用发电机-变压器-线路组接线、桥形接线或角形接线。

16.2.3 若接入电力系统火力发电厂的机组容量相对较小,与电力系统不匹配,且技术经济合理时,可将两台发电机与一台双绕组变压器或分裂绕组变压器作扩大单元连接,也可将两组发电机双绕组变压器组共用一台高压侧断路器作联合单元连接。并应在发电机与主变压器之间装设发电机断路器或负荷开关。

16.2.4 125MW 级的发电机与三绕组变压器或自耦变压器为单元连接时,在发电机与变压器之间宜装设发电机断路器或负荷开关,厂用分支线应接在变压器与该断路器之间。

16.2.5 125MW 级~300MW 级的发电机与双绕组变压器为单元连接时,在发电机与变压器之间不宜装设发电机断路器或负荷开关。

16.2.6 600MW 级及以上机组,根据工程具体情况,经技术经济论证合理时,在发电机与变压器之间可装设发电机断路器或负荷开关,主变压器或高压厂用工作变压器宜采用有载调压方式,当根据机组接入系统的变电站电压波动范围经计算机组正常运行和启停高压厂用母线电压水平满足要求时,也可采用无励磁调压方式。

16.2.7 200MW 级及以上发电机的引出线及其分支线应采用全

连式分相封闭母线。

16.2.8 发电机中性点的接地方式可采用不接地、经消弧线圈或高电阻接地的方式。300MW 级及以上的发电机应采用中性点经高电阻或消弧线圈的接地方式。

16.2.9 发电机(升压)主变压器中性点接地方式应根据所处电网的中性点接地方式及系统继电保护的要求确定。在 110kV~750kV 有效接地系统中,110kV 及 220kV 系统中主变压器中性点可采用直接或经接地电抗器接地方式;330kV~750kV 系统中主变压器中性点可采用直接接地或经小电抗器接地方式。

16.2.10 35kV~220kV 配电装置的接线方式应按火力发电厂在电力系统中的地位、负荷的重要性、出线回路数、设备特点、配电装置形式,以及火力发电厂的运行可靠性和灵活性的要求、火力发电厂的单机容量和规划容量等条件确定,并应符合下列规定:

1 当配电装置在电力系统中居重要地位、负荷大、潮流变化大且出线回路数较多时,宜采用双母线或双母线分段的接线。

2 300MW 级~600MW 级机组的 220kV 配电装置,当采用双母线分段接线不能满足电力系统稳定和地区供电可靠性的要求时,可采用 3/2 断路器接线。

3 当 35kV~66kV 配电装置采用单母线分段接线且断路器无条件停电检修时,可设置不带专用旁路断路器的旁路母线;当采用双母线接线时,不宜设置旁路母线,有条件时可设置旁路隔离开关。

4 发电机变压器组的高压侧断路器不宜接入旁路母线。

5 初期工程可采用断路器数量较少的过渡接线方式,但配电装置的布置应便于过渡到远期接线。

16.2.11 330kV~500kV 配电装置的接线应满足系统稳定性和可靠性以及限制短路容量的要求,并应满足电厂运行的灵活性和建设的经济性要求,同时应符合下列规定:

1 当进出线回路数为 6 回及以上,配电装置在系统中具有重

要地位时,宜采用 3/2 断路器接线。

2 当电厂装机台数较多,但出线回路数较少时,可采用 4/3 断路器接线。

3 进出线回路数少于 6 回,且电网根据远景发展有特殊要求时,可采用双母线接线,远期可过渡到双母线分段接线。

4 初期进出线回路数为 4 回时,可采用四角形接线,进、出线应装设隔离开关。布置上宜按过渡到远期 3/2 断路器接线设计。

5 在 3/2 断路器接线中,电源线宜与负荷线配对成串,同名回路宜配置在不同串内。初期仅两串时,同名回路宜分别接入不同侧的母线,进出线应装设隔离开关。当 3/2 断路器接线达三串及以上时,同名回路可接于同一侧母线,进、出线可不装设隔离开关。

6 双母线分段接线中,电源线与负荷线宜均匀配置于各段母线上。

16.2.12 500kV~750kV 配电装置的接线,初期建设 2 台机组 1 回出线时宜采用简化接线,可采用发电机-变压器-高压断路器组、线路侧不设断路器的单母线接线。扩建或远期可根据工程具体条件、装机容量、建设规模采用 3/2 断路器接线或 4/3 断路器接线。

16.2.13 采用单母线或双母线接线的配电装置,当采用气体绝缘金属封闭开关设备时,不应设置旁路设施;当断路器为六氟化硫型时,不宜设旁路设施。

16.2.14 当采用双母线分段接线时,分段断路器的设置应满足电力系统稳定、限制系统短路容量和地区供电可靠性的要求,以及火力发电厂运行可靠性和灵活性的要求。当任一台断路器发生故障或拒动时,应按系统稳定、限制短路容量和地区供电可允许切除机组的台数和出线回路数确定采用双母线单分段或双分段接线。

16.2.15 330kV 及以上电压等级的进、出线和母线上装设的避雷器及进、出线电压互感器不应装设隔离开关,母线电压互感器不

宜装设隔离开关。220kV 及以下母线避雷器和电压互感器宜合用一组隔离开关。110kV~220kV 线路上的电压互感器与耦合电容器不应装设隔离开关。220kV 及以下线路避雷器以及接于发电机与变压器引出线的避雷器不宜装设隔离开关,变压器中性点避雷器不应装设隔离开关。

16.2.16 330kV 及以上电压等级的线路并联电抗器回路不宜装设断路器。330kV 及以上电压等级的母线并联电抗器回路应装设断路器和隔离开关。

16.3 交流厂用电系统

16.3.1 火力发电厂的厂用电电压等级选择除应符合现行国家标准《标准电压》GB/T 156 的有关规定外,还应符合下列要求:

1 火力发电厂可采用 3kV、6kV、10kV 作为高压厂用电的电压。125MW 级~300MW 级的机组宜采用 6kV 一级高压厂用电电压;600MW 级及以上的机组,可根据工程具体条件采用 6kV 一级、10kV 一级或 6kV、10kV 两级高压厂用电电压。

2 200MW 级及以上的机组,主厂房内的低压厂用电系统宜采用动力与照明分开供电的方式。动力网络的电压宜采用 380V、380/220V。

16.3.2 火力发电厂高压厂用电系统中性点接地,可采用下列方式:

1 火力发电厂高压厂用电系统中性点接地方式可采用不接地、经电阻接地方式。

2 当高压厂用电系统的接地电容电流在 10A 以下时,其中性点可采用不接地方式,也可采用经高阻接地方式。当采用经高阻接地方式时,应通过合理选择接地电阻值,控制单相接地故障总电流小于 10A,保护应动作于报警。

3 当高压厂用电系统的接地电容电流在 7A 以上时,其中性点可采用电阻接地方式。接地电阻的选择应使发生单相接地故障

时,电阻性电流不小于电容性电流,且单相接地故障总电流值令保护装置准确且灵敏地动作于跳闸。

16.3.3 主厂房内的低压厂用电系统中性点接地可采用下列方式:

1 动力系统的中性点可采用高阻接地、直接接地或不接地方式。

2 照明/检修系统的中性点应采用直接接地方式。

3 辅助厂房的低压厂用电系统中性点宜采用直接接地方式。

16.3.4 火力发电厂厂用电系统的电能质量应符合下列规定:

1 正常工作情况下,交流母线的电压波动范围宜在额定电压的 $\pm 5\%$ 之内。

2 正常工作情况下,交流母线的各次谐波电压含有率不宜大于 3% ,电压总谐波畸变率不宜大于 5% 。

16.3.5 高压厂用工作变压器、高压厂用备用变压器的阻抗和调压方式的选择应符合下列规定:

1 高压厂用工作变压器的阻抗应根据限制高压厂用母线短路电流和保证最大单台电动机启动与成组电动机自启动时的厂用母线电压水平等因素经优化选取。

2 采用单元制接线的发电机,当不装设发电机断路器或负荷开关时,厂用分支线上连接的高压厂用工作变压器不应采用有载调压。

3 当装设发电机断路器或负荷开关时,在满足机组启动和正常运行等不同工况下的高压厂用母线电压水平要求时,厂用分支线上连接的高压厂用工作变压器可不采用有载调压。

4 当电力系统对发电机有进相运行等要求导致发电机出口(高压厂用工作变压器电源引接点)的电压波动范围超出 $\pm 10\%$ 时,高压厂用工作变压器可采用有载调压方式。

5 高压厂用备用变压器的阻抗和调压方式的选择应经计算和技术经济比较后确定。

16.3.6 当发电机与主变压器为单元连接时,高压厂用工作电源应由主变压器低压侧引接。

16.3.7 高压、低压厂用工作变压器的容量选择应符合下列规定:

1 高压厂用工作变压器的容量应按高压电动机计算负荷与低压厂用电的计算负荷之和选择。

2 公用负荷宜由不同机组的高压厂用工作变压器分担。

3 采用专用备用(明备用)方式的低压厂用变压器的容量宜留有 10% 的裕度。

4 对于接有变频和整流负荷的变压器,其容量选择应将变频和整流负荷引起的谐波导致变压器过热的因素计算在内,并按可能出现的最大运行方式计算。

16.3.8 当高压厂用工作变压器高压侧的厂用分支线采用分相封闭母线时,该分支线不宜装设断路器和隔离开关,但应有可拆连接点。

16.3.9 备用电源的设置及其切换方式应符合下列规定:

1 停电将直接影响到人身或重要设备安全的负荷,必须设置自动投入的备用电源。

2 停电将可能使发电量大量下降的负荷宜设置备用电源。

3 当备用电源采用明备用的方式时,应装设备用电源自动投入装置。

4 当备用电源采用暗备用的方式时,备用电源应手动投入。

16.3.10 高压厂用备用或启动/备用电源可采用下列引接方式:

1 可由高压母线中电源可靠的最低一级电压母线或由联络变压器的第三(低压)绕组引接,并应保证在全厂停“机”的情况下,能从外部电力系统取得足够的电源,包括三绕组变压器的中压侧从高压侧取得电源。

2 当装设发电机断路器且机组台数为 2 台及以上、出线回路为 2 回及以上时,还可由 1 台机组的高压厂用工作变压器低压侧厂用工作母线引接另 1 台机组的高压事故停机电源。

3 当技术经济合理时,可由外部电网引接专用线路供电。

4 当全厂有 2 个及以上高压厂用备用或启动/备用电源时,宜引自 2 个相对独立的电源。

16.3.11 火力发电厂高压、低压厂用备用电源或启动/备用电源的容量应符合下列规定:

1 未装设发电机断路器或负荷开关时,应符合下列规定:

1) 当设置专用的高压启动/备用变压器时,其容量宜与最大一台(组)高压厂用工作变压器的容量相同。

2) 当启动/备用变压器带有公用负荷时,其容量还应满足作为最大一台(组)高压厂用工作变压器备用的要求。

2 容量为 600MW 级~1000MW 级的机组,当装设发电机断路器或负荷开关时,应符合下列规定:

1) 如设置高压厂用备用变压器,则高压厂用备用变压器应兼有停机功能,其容量宜按最大单台高压厂用变压器容量的 100% 设置。

2) 如不设置高压厂用备用变压器,则应设置高压停机电源,同时可根据需要,再设置 1 台不接线的高压厂用工作变压器作为检修备用。高压停机电源容量应满足机组事故停机的需求,机组事故停机的容量应按工程具体情况核定。

3 专用备用的低压厂用备用变压器的容量应与最大一台低压厂用工作变压器的容量相同。

16.3.12 高压厂用工作变压器的台数配置应符合下列规定:

1 125MW 级机组的高压厂用工作电源宜采用 1 台双卷变压器。

2 200MW 级~300MW 级机组的高压厂用工作电源宜采用 1 台分裂变压器。

3 600MW 级机组的高压厂用工作电源可采用 1 台分裂变压器或 1 台分裂变压器加 1 台双卷变压器。

4 1000MW 级机组的高压厂用工作电源可采用 2 台分裂变压器或 1 台分裂变压器加 1 台双卷变压器。

16.3.13 高压厂用备用或启动/备用变压器的台数配置应符合下列规定：

1 当未装设发电机断路器或负荷开关时，应符合下列规定：

1) 125MW 级的机组，全厂应设置 1 台高压厂用启动/备用变压器。

2) 200MW 级~300MW 级的机组，每 2 台机组可设 1 台高压厂用启动/备用变压器。

3) 600MW 级及以上的机组，每 2 台机组可设 1 台或 2 台高压厂用启动/备用变压器。

2 600MW 级及以上的机组，当装设发电机断路器或负荷开关时，应符合下列规定：

1) 当从厂内高压配电装置母线引接机组的高压厂用备用电源，并可使用同容量高压厂用备用电源的 4 台及以下机组，可设 1 台高压厂用备用变压器；可使用同容量高压厂用备用电源的 5 台及以上机组，除设 1 台高压厂用备用变压器外，可再设置 1 台不接线的高压厂用工作变压器。

2) 当从另一台机组的高压厂用工作变压器低压侧厂用工作母线引接本机组的高压停机电源，机组之间对应的高压厂用母线设置联络，互为事故停机电源时，则可不设专用的高压厂用备用变压器。

16.3.14 每 2 台机组设置 2 台高压厂用启动/备用变压器时，变压器高压侧宜分别装设隔离开关并共用断路器。

16.3.15 低压厂用备用电源的设置应符合下列规定：

1 当低压厂用备用电源采用专用备用变压器时，125MW 级的机组，低压厂用工作变压器的数量在 8 台及以上，可增设第二台低压厂用备用变压器；200MW 级的机组，每 2 台机组宜设 1 台低压厂用备用变压器；300MW 级及以上的机组宜按机组设置低压

厂用备用变压器。

2 当低压厂用变压器成对设置时,互为备用的负荷应分别由 2 台变压器供电,2 台互为备用的变压器之间不应装设备用电源自动投入装置。远离主厂房的负荷宜采用邻近 2 台变压器互为备用的方式。

16.3.16 高压、低压厂用母线的接线应符合下列规定:

1 高压厂用母线应采用单母线接线。每台锅炉每一级高压厂用电压不应少于 2 段母线。

2 低压厂用母线也应采用单母线接线。锅炉容量为 410t/h~1000t/h 时,每台锅炉应至少设 2 段母线供电,双套辅机的电动机应分接于 2 段母线上,2 段母线可由 1 台变压器供电;锅炉容量为 1000t/h 级及以上时,每台锅炉应设置 2 段及以上母线,每段母线可由 1 台或 2 台变压器供电。

16.3.17 200MW 级及以上的机组应设置交流保安电源。

16.3.18 200MW 级~300MW 级的机组宜按机组设置交流保安电源。600MW 级~1000MW 级的机组应按机组设置交流保安电源。交流保安电源应采用快速起动的柴油发电机组。

16.3.19 交流保安电源的电压和中性点接地方式,宜与主厂房低压厂用电系统一致。

16.3.20 火力发电厂应设置固定的交流低压检修供电网络,并应在各检修现场装设检修电源箱,应供电焊机、电动工具和试验设备等使用。

16.3.21 主厂房厂用配电装置的布置应结合主厂房的布置及负荷的分布确定,应节省电缆用量,并应避免潮湿、高温和多灰尘的场所。

16.3.22 置于室内的低压厂用变压器宜采用干式变压器。

16.3.23 高压厂用开断设备应采用无油化设备。对容量较小、启停频繁的厂用电回路宜采用高压熔断器串真空接触器的组合设备。

16.4 直流系统及交流不间断电源

16.4.1 火力发电厂内应装设向直流控制负荷和动力负荷供电的蓄电池组。与电力系统连接的火力发电厂选择蓄电池组容量时,厂用交流电源事故停电时间应按 1h 计算;不与电力系统连接的孤立火力发电厂,厂用交流电源事故停电时间应按 2h 计算。

16.4.2 蓄电池组应以全浮充电方式运行,控制专用的蓄电池组不应设置端电池,其他蓄电池组不宜设置端电池,蓄电池配置应符合下列规定:

1 200MW 级及以下机组的火力发电厂,当控制系统按单元机组设置,且升高电压为 220kV 及以上时,每台机组宜装设 2 组对动力负荷和控制负荷合并供电的蓄电池。

2 300MW 级机组的火力发电厂,每台机组宜装设 3 组蓄电池,其中 2 组应对控制负荷供电,1 组应对动力负荷供电;也可装设 2 组对动力负荷和控制负荷合并供电的蓄电池。

3 600MW 级及以上机组的火力发电厂,每台机组应装设 3 组蓄电池,其中 2 组应对控制负荷供电,1 组应对动力负荷供电。

4 火力发电厂高压配电装置包含 220kV 及以上电气设备时,应独立装设不少于 2 组对控制负荷和动力负荷供电的蓄电池。当高压配电装置设置有多网络继电器室时,也可按继电器室分散装设蓄电池组。

5 对于远离主厂房的辅助车间,当需要向直流动力或控制负荷供电时,可分区设置动力和控制合用的成套直流电源装置。

16.4.3 火力发电厂直流系统的标称电压应符合下列规定:

1 专供控制负荷的直流系统宜采用 110V。

2 专供动力负荷的直流系统宜采用 220V。

3 控制负荷和动力负荷合并供电的直流系统宜采用 220V。

16.4.4 火力发电厂直流母线电压应符合下列规定:

1 正常运行时,直流母线电压应为直流系统标称电压的

105%。

2 专供控制负荷的直流系统,直流母线电压允许变化范围应为直流系统标称电压的 85%~110%。

3 专供动力负荷的直流系统,直流母线电压允许变化范围应为直流系统标称电压的 87.5%~112.5%。

4 控制负荷和动力负荷合并供电的直流系统,直流母线电压允许变化范围应为直流系统标称电压的 87.5%~110%。

16.4.5 蓄电池组充电装置的配置应符合下列规定:

1 每组蓄电池应装设 1 台充电装置。

2 对于 2 组相同电压的蓄电池组,当采用晶闸管充电装置时,宜再设置 1 台充电装置作为公用备用;当采用配置有备用模块的高频开关充电装置时,可不装设备用充电装置。

3 当全厂一种电压等级的蓄电池只有 1 组时,宜再装设 1 台备用充电装置。

16.4.6 火力发电厂的直流系统宜采用单母线或单母线分段接线方式。2 组蓄电池宜采用 2 段单母线接线,每组蓄电池和相应的充电装置应接在同一母线上,公用备用的充电装置应能切换到相应的两段母线上。蓄电池和充电装置均应经隔离和保护电器接入直流母线。

16.4.7 除有特殊要求外,火力发电厂的直流系统应采用不接地方式,直流主母线应装设绝缘监察装置。

16.4.8 采用计算机控制系统进行控制的火力发电厂,应装设交流不间断电源,交流不间断电源装置宜采用在线式。

16.4.9 单元机组交流不间断电源的设置应满足机组计算机控制系统的要求。单机容量为 600MW 级及以上机组,每台机组宜配置 2 台交流不间断电源装置;容量为 300MW 级及以下机组,当计算机控制系统仅需要 1 路不间断电源时,每台机组可配置 1 台交流不间断电源装置。

16.4.10 对于网络继电器室和远离主厂房的辅助车间,当需要向

交流不间断负荷供电时,可分区设置独立的交流不间断电源装置,也可与就地直流系统合并设置交直流电源成套装置。

16.4.11 交流不间断电源装置旁路开关的切换时间不应大于5ms;交流厂用电消失时,交流不间断电源满负荷供电时间不应小于0.5h。

16.4.12 单元机组的交流不间断电源装置宜由一路交流主电源、一路交流旁路电源和一路直流电源供电。交流主电源和交流旁路电源应由不同厂用母线段引接。对于设置有交流保安电源的机组,交流主电源宜由保安电源引接。直流电源可由机组的直流动力电源引接或独立设置蓄电池组供电。

16.4.13 交流不间断电源主母线应采用单母线或单母线分段接线方式。当有冗余供电或互为备用的不间断负载时,交流不间断电源主母线宜采用单母线分段,双重化的交流不间断电源装置和负载应分别接到不同的母线段上。

16.5 高压配电装置

16.5.1 火力发电厂高压配电装置的设计应符合下列规定:

1 应执行国家的建设方针和技术经济政策,符合环境保护的要求,做到安全可靠、技术先进、运行维护方便、经济合理。

2 应根据电力系统性质、规划容量、环境条件和运行维护等要求,合理地选用设备和确定布置方案。应坚持节约用地的原则,合理选用效率高、能耗小的电气设备和材料。

3 应根据工程特点、规模和发展规划,做到远、近期结合,以近期为主,并应适当留有扩建的条件。

16.5.2 高压配电装置的设计应符合国家现行标准《3~110kV高压配电装置设计规范》GB 50060和《高压配电装置设计技术规程》DL/T 5352的有关规定。

16.5.3 配电装置的形式选择应根据设备选型和进、出线方式,以及工程实际情况,并结合火力发电厂总平面布置,通过技术经济比

较确定。在技术经济合理时,应采用占地少的配电装置形式。

16.5.4 330kV 及以上电压等级的配电装置宜采用屋外中型配电装置。110kV 和 220kV 电压等级的配电装置宜采用屋外中型配电装置或屋外半高型配电装置。

16.5.5 IV 级污秽地区、严寒地区、土石方开挖工程量大的山区, 110kV 和 220kV 配电装置可采用屋内配电装置,当技术经济合理时,也可采用气体绝缘金属封闭开关设备。

16.5.6 对于电厂厂址地形特殊、布置场地受到限制,当技术经济合理时,220kV 及以上电压等级的配电装置可采用气体绝缘金属封闭开关设备。

16.5.7 IV 级污秽地区、严寒地区、海拔高度大于 2000m 地区的 330kV 及以上电压等级的配电装置,当技术经济合理时,可采用气体绝缘金属封闭开关设备。

16.5.8 220kV~750kV 电压等级,当接线采用软母线或管型母线配双柱式、三柱式、双柱伸缩式或单柱式隔离开关时,屋外敞开式配电装置应采用中型布置,断路器布置形式应符合下列规定:

1 3/2 断路器接线,断路器可采用平环式、三列式、双列式或单列式布置。

2 4/3 断路器接线,断路器可采用双列式布置。

3 双母线接线,断路器可采用单列式或双列式布置。

16.5.9 直接空冷机组布置在空冷平台下的电气设备外绝缘爬电比距宜按 IV 级污秽等级选择。

16.6 电气监测及控制

16.6.1 火力发电厂电气设备宜采用计算机进行监控。

16.6.2 单元机组的主要电气设备应在单元控制室或集中控制室监控。125MW 级的机组监控系统宜按机组设置,200MW 级及以上的机组监控系统应按机组设置。

16.6.3 高压配电装置的电气设备宜采用计算机监控系统在火力

发电厂的集中控制室或第一单元控制室监控,当调度部门对高压配电装置的电气设备运行有特别要求时,也可另设网络控制室进行监控。

16.6.4 非单元制火力发电厂,可全厂设置1套电气监控系统对电气设备进行监控,监控范围宜包括各机组及高压配电装置的电气设备和元件。

16.6.5 高压配电装置及单元机组的计算机监控系统应采用开放式、分布式结构,其站控层设备及网络宜采用冗余配置。

16.6.6 火力发电厂计算机监控系统应采取抵御黑客、病毒、恶意代码等对系统的破坏、攻击以及非法操作的安全防护措施。

16.6.7 下列设备或元件应在单元机组监控系统进行监测和控制:

- 1 发电机变压器组或发电机变压器线路组。
- 2 发电机励磁系统。
- 3 高压厂用电源。
- 4 高压厂用电源线。
- 5 主厂房内低压厂用工作变压器及低压母线分段断路器。
- 6 主厂房内专用备用变压器及备用电源。

16.6.8 下列设备或元件宜在单元机组监控系统进行监测和控制:

- 1 主厂房照明变压器及低压母线分段断路器。
- 2 低压厂用公用变压器及低压母线分段断路器。
- 3 主厂房动力中心至电动机控制中心的电源馈线。

16.6.9 下列设备或元件应在单元机组监控系统进行监测:

- 1 直流系统。
- 2 交流不间断电源。
- 3 柴油发电机组。

16.6.10 高压配电装置的下列设备或元件应在网络监控系统进行监测和控制:

- 1 母线联络及分段断路器。
- 2 110kV 及以上线路及旁路断路器。
- 3 联络变压器。
- 4 并联电抗器。

16.6.11 高压隔离开关宜采用远方控制,110kV 及以下供检修用的隔离开关和接地开关可采用就地控制。

16.6.12 发电机变压器组及启动/备用变压器除应在单元机组监控系统进行监测和控制外,其高压侧断路器还应在网络监控系统进行监测。

16.6.13 当高压配电装置的接线采用 3/2 断路器接线时,与发电机变压器组有关的 2 台断路器应在单元机组监控系统进行监测和控制,网络监控系统应能对与发电机变压器组有关的 2 台断路器进行监测。当发电机变压器组进线装设隔离开关,在隔离开关断开时,或当已装设发电机断路器,在发电机断路器断开时,与发电机变压器组有关的 2 台断路器应能在网络监控系统进行控制。

16.6.14 发电机变压器组、启动/备用变压器、母线联络及母线分段回路断路器应采用三相联动操动机构。

16.6.15 隔离开关、接地开关和母线接地器与相应的断路器之间应装设防止误操作的闭锁装置,闭锁装置可由机械的、电磁的或电气回路的闭锁构成。

16.6.16 单元制火力发电厂每台机组应装设 1 套自动准同步装置,也可再装设 1 套带有闭锁的手动准同步装置;火力发电厂高压配电装置部分应装设捕捉同步装置或带闭锁的手动准同步装置。

16.6.17 200MW 级及以上机组的高压厂用电源切换宜采用带同步检定的厂用电源快速切换方式。

16.6.18 交流保安电源宜设置独立的控制系统。

16.6.19 当采用计算机进行控制时,应在控制室设置下列独立的保证机组紧急停机的后备操作设备:

- 1 发电机或发电机变压器组紧急跳闸。

2 发电机灭磁开关跳闸。

3 柴油发电机启动。

16.6.20 火力发电厂单元机组的励磁系统自动电压调节、自动准同步、继电保护、故障录波,以及厂用电源快速切换等功能宜由专用装置实现。

16.6.21 继电保护和安全自动装置发出的跳、合闸指令应直接接入断路器的跳合闸回路,与继电保护、安全自动装置、厂用电源切换相关的断路器的跳合闸回路应监视其回路的完好性。

16.6.22 信号灯或计算机显示器上模拟图的颜色应符合下列规定,并可用闪烁表示提醒或注意:

1 红色:开关合闸、设备运行、带电、危险状态。

2 绿色:开关分闸、设备停止、不带电、安全状态。

3 黄色:故障、异常状态。

4 白色或黑色:其他状态,当对红、绿或黄不适用时使用。

16.6.23 电压为 250V 以上的回路不宜引入控制屏和保护屏。

16.6.24 火力发电厂电气设备的测量和计量设计应符合现行国家标准《电力装置的电测量仪表装置设计规范》GB/T 50063 的有关规定。

16.6.25 火力发电厂控制室宜采用计算机监控系统对电气参数进行测量,就地可采用常规仪表或综合测控保护装置对电气参数进行测量。

16.6.26 当采用计算机进行监控时,电气参数的测量宜采用交流采样或经变送器的直流采样方式,就地测量可采用一次仪表测量或直接仪表测量方式。

16.6.27 互感器、变送器、交流采样装置和计量仪表等应满足运行监视及经济核算对测量精度的要求。

16.7 元件继电保护

16.7.1 火力发电厂发电机、变压器以及高、低压厂用电源等电气

设备和元件的继电保护设计应符合现行国家标准《继电保护和自动装置技术规程》GB/T 14285 的有关规定。

16.7.2 火力发电厂的发电机、主变压器以及高压厂用变压器应设置与控制系统独立的保护装置,控制系统故障时不应影响保护装置的正常工作。高、低压厂用电系统可采用保护与测控功能合一的综合保护测控装置,但装置中的保护功能宜相对独立。

16.7.3 双重化配置的保护装置宜分别安装在不同的保护屏上,当其中一套保护因异常需退出运行或检修时,不应影响另一套保护的正常运行。

16.7.4 双重化配置的每套保护装置的交流电压、交流电流宜分别取自不同的电压互感器和电流互感器或相互独立的绕组,其保护范围应交叉重叠,避免死区。

16.7.5 双重化配置的电量保护装置的直流电源应相互独立。当机组配置有 2 组蓄电池时,2 套电量保护应由 2 组蓄电池组分别供电;当只有 1 组蓄电池时,2 套电量保护宜由 2 段直流母线分别供电。

16.7.6 非电量保护应设置独立的电源,当机组配置有 2 组蓄电池时,非电量保护电源宜设置电源切换回路分别从 2 组蓄电池引接。

16.8 照明系统

16.8.1 火力发电厂照明系统的设计应符合现行行业标准《火力发电厂和变电站照明设计技术规定》DL/T 5390 的有关规定。

16.8.2 火力发电厂照明系统设计应符合安全、环保、维护检修方便、经济、美观的原则,并积极采用先进技术和节能设备。火力发电厂的照明应提倡绿色照明和节能环保,并应符合国家的节能政策。

16.8.3 火力发电厂的照明种类可分为正常照明、应急照明、警卫照明和障碍照明。应急照明应包括备用照明、安全照明和疏散

照明。

16.8.4 火力发电厂的照明应有正常照明和应急照明分开的供电网络,供电方式应符合下列规定:

1 正常照明供电方式应符合下列规定:

- 1)当低压厂用电的中性点为直接接地系统,且机组容量为125MW级时,主厂房的正常照明宜由动力和照明网络共用的低压厂用变压器供电。
- 2)当低压厂用电的中性点为非直接接地系统或机组容量为200MW级及以上时,主厂房的正常照明应由高压或低压厂用电系统引接的集中照明变压器(二次侧应为380/220V中性点直接接地)供电。从低压厂用电系统引接的照明变压器也可采用分散设置的方式。

2 应急照明供电方式应符合下列规定:

- 1)125MW级机组的火力发电厂,应急照明应由蓄电池组供电。
- 2)200MW级及以上机组的火力发电厂,其单元控制室、集中控制室和柴油发电机房的应急照明,除直流长明灯外,还应包括由交流事故保安电源供电的照明和交直流切换供电的照明。
- 3)无人值守的高压配电装置继电器室的应急照明,对200MW级及以上机组,应由交流事故保安电源供电;对125MW级机组可采用直流照明或应急灯。
- 4)主厂房、集控楼各层的疏散通道、主要出入口、楼梯间以及远离主厂房的重要工作场所的应急照明可采用应急灯。

16.8.5 选择光源时,应在满足显色性、启动时间等要求条件下,根据光源、灯具及镇流器等的效率、寿命和价格,经综合技术经济比较后确定。

16.8.6 照明灯具应按工作场所的环境条件和使用要求进行选

择,在满足眩光限制和配光要求条件下,应选用发光效率高、寿命长和维修方便的照明灯具。室内、外照明灯具的安装位置应便于维修。对于室内、外配电装置的照明灯具还应满足在设备带电的情况下能安全地进行维修的要求。

16.8.7 对烟囱、冷却塔和其他高耸建筑物或构筑物上装设障碍照明的要求,除应符合现行国家标准《烟囱设计规范》GB 50051 的有关规定外,还应和当地航空管理部门协商确定。

16.8.8 对取、排水口及码头障碍照明的要求应和航运管理部门协商确定。

16.9 电缆选择与敷设

16.9.1 火力发电厂电缆选择与敷设的设计应符合现行国家标准《电力工程电缆设计规范》GB 50217 的有关规定。

16.9.2 低压变频器回路电缆选择可按现行国家标准《变频器供电笼型感应电动机设计和性能导则》GB/T 21209 的有关规定执行。

16.9.3 主厂房及辅助厂房的电缆敷设应采取有效阻燃的防火封堵措施,对主厂房内易受外部着火影响区段,如汽轮机头部或锅炉房正对防爆门与排渣孔的邻近部位等的电缆应采取防止着火的措施。

16.9.4 容量为 300MW 级及以上机组的主厂房、输煤、燃油及其他易燃易爆场所应选用 C 类阻燃电缆。

16.9.5 同一电缆通道中,全厂公用的重要负荷回路的电缆应采取耐火分隔或分别敷设在两个互相独立的电缆通道中。当未相互隔离时,其中一个回路应实施耐火防护或选用具有耐火性的电缆。

16.9.6 主厂房到升压站继电器楼或电气主控制楼的电缆应按一定的规模进行耐火分隔或敷设在独立的电缆通道中,其规模应符合下列规定:

1 单机容量 125MW 级的机组应为 2 台机组。

2 单机容量 200MW 级及以上的机组应为 1 台机组。

16.9.7 控制电缆宜敷设在电缆桥架内。桥架通道应避免遭受机械性外力、过热、腐蚀及易燃易爆物等的危害,并应根据防火要求实施阻隔。

16.10 接地系统

16.10.1 火力发电厂交流接地系统的设计应符合国家现行标准《交流电气装置的接地设计规范》GB/T 50065 和《电力工程地下金属构筑物防腐技术导则》DL/T 5394 的有关规定。

16.10.2 火力发电厂内不同用途和不同电压的电气装置、设施可使用一个主接地网。各种类型的接地网最终应与主接地网连接。

16.10.3 火力发电厂接地的类别划分应符合下列规定:

1 火力发电厂的交流接地系统可按用途分为工作(系统)接地、保护接地、雷电保护接地和防静电接地。

2 火力发电厂电子设备接地可分为工作接地(逻辑接地)和设备保护接地。

16.10.4 不同接地类别的接地电阻应符合下列规定:

1 交流接地系统工作接地的接地电阻应保证在电气系统的工作电流或接地故障电流流经接地电极时,接地电极的电位升高不超过规定值。

2 交流接地系统保护接地的接地电阻应由保证故障电流能使相应的保护装置动作或使外壳电位在安全值以下确定。

3 雷电保护接地的接地电阻应根据过电压保护的需要确定。

4 防静电接地的接地电阻应在 30Ω 以下。

5 电子设备的接地电阻值宜按设备厂家的要求设计。

6 主接地网的接地电阻应符合本条第 1 款~第 5 款各接地子系统的接地电阻最小值的要求。

16.10.5 接地体的材料及截面选择应符合下列规定:

1 新建电厂的主接地网,接地体材料宜选用热浸镀锌的钢材,当工程确有需要时,也可采用铜接地体。

2 扩建工程的主接地网材料宜与老厂保持一致。

3 设备的单根接地线导体截面应按流经该接地线的短路电流短时发热的热稳定要求选择。

4 主接地网接地导体的截面不宜小于设备单根接地线最大截面的 70%。

16.10.6 接地体的防腐应符合下列规定:

1 接地系统应按电厂主体工程寿命进行防腐设计。

2 当火力发电厂的平均土壤电阻率低于 $50\Omega \cdot m$,且主接地网采用钢材时,应对接地网及接地体采取特殊防腐措施。防腐蚀措施宜符合现行行业标准《电力工程地下金属构筑物防腐技术导则》DL/T 5394 的有关规定。

16.10.7 火力发电厂应敷设满足接地电阻、跨步电势和接触电势要求的主接地网,主接地网应以水平接地导体为主组成。

16.10.8 均匀土壤中人工接地极工频接地电阻的计算应符合国家现行有关交流电气装置的接地设计规范的规定。

16.10.9 人体允许的接触电势和跨步电势的确定应符合国家现行有关交流电气装置的接地设计规范的规定。

16.10.10 均匀土壤中接地网接触电位差和跨步电位差的计算,应符合国家现行有关交流电气装置的接地设计规范的规定。

16.10.11 火力发电厂内的接地设计还应符合下列规定:

1 重要设备及其构架等应以足够截面的接地引下线直接与主接地网不同地点连接,接地引下线的根数不应少于 2 根,且每根接地引下线截面均应符合发生接地故障时流经接地线的短路电流短时热稳定的要求。

2 全连式离相封闭母线外壳可采用一点接地或多点接地方式;对于分段绝缘离相封闭母线,每段母线外壳应只在一点接地。

3 当采用建筑物内结构钢筋作为接地导体时,应保证其具有足够的截面和良好的电气连接。

16.11 系统继电保护和安全自动装置

16.11.1 系统继电保护和安全自动装置的设计应符合现行国家标准《继电保护和安全自动装置技术规程》GB/T 14285 的有关规定。

16.11.2 火力发电厂与电网连接处均应装设实现保护动作跳闸的断路器。330kV 及以上设备三相故障清除时间不应大于 90ms, 110kV~220kV 设备三相故障清除时间不应大于 120ms。

16.11.3 火力发电厂内机组及线路应分别配置专用的故障录波器。

16.11.4 火力发电厂送出电压等级为 500kV 及以上,且线路较长、路径地形复杂,宜配置专用故障测距装置。

16.11.5 火力发电厂应配置 1 套保护及故障信息管理系统子站,功能应包括采集系统继电保护、发变组保护的信息,并应上传至调度端。

16.11.6 火力发电厂应按系统要求装设切机执行装置、高周切机装置等安全自动装置。

16.11.7 火力发电厂应配置功角测量装置。上传的信息应包括机端三相电压、三相电流,发电机内电势相量、发电机转速脉冲量,励磁系统和调速系统相关参数。

16.11.8 对存在次同步振荡和谐振问题的火力发电厂,应装设相应的监测和保护装置。

16.12 调度自动化系统子站

16.12.1 火力发电厂应配置满足电网调度需要的调度自动化设施。

16.12.2 火力发电厂应将调度需要的远动信息直接送往相关调

度中心,并应接受其调度控制命令。调度自动化信息传输至各调度中心应采用调度数据通信网络和专线通道互为主、备用的方式。通信规约应符合现行行业标准《远动设备及系统 第 5-101 部分:传输规约 基本远动任务配套标准》DL/T 634. 5101、《远动设备及系统 第 5-104 部分:传输规约 采用标准传输协议子集的 IEC 60870-5-101 网络访问》DL/T 634. 5104 的有关规定和电网调度的要求;火力发电厂远方终端装置或计算机监控系统应正确传送电厂信息到电网调度机构能量管理系统主站系统,并应正确接收和执行能量管理系统主站系统下发的自动发电控制及自动电压控制指令。

16.12.3 参与自动发电控制的机组的运行参数应通过远动通道传输到相关电网调度机构的能量管理系统。运行参数应包括自动发电控制机组调整上/下限值、调节速率、响应时间,以及火电机组分散控制系统的“机组允许自动发电控制运行”和“机组自动发电控制投入/退出”的状态信号。

16.12.4 自动电压控制相关信息应通过远动通道传输到相关调度机构的能量管理系统主站系统。相关信息应包括母线电压、发电机出口电压、发电机定子电流、自动电压控制装置投入/退出、分散控制系统远方/当地控制、励磁系统状态信号。

16.12.5 火力发电厂应配置电能量计量厂站系统,应包括电能量采集装置和电能表。

16.12.6 火力发电厂应按国家现行有关电力二次系统安全防护总体方案的要求配置电力二次系统安全防护设施。

16.12.7 火力发电厂应配置电力调度数据网接入设备。

16.12.8 调度自动化设备应设置安全可靠的供电电源。

16.13 系 统 通 信

16.13.1 火力发电厂至调度中心应配置两个相互独立的通道组织及相应的通信设备。火力发电厂端通信设备配置选型应与电网

系统端(对端)保持一致。

16.13.2 火力发电厂端的通信设备可根据系统要求配置光传输设备、电力线载波设备等。

16.13.3 当采用电力线载波通信方式时,对于 330kV 及以下系统,宜采用相地耦合方式。对于 500kV 及以上系统,宜采用相相耦合方式。

16.13.4 火力发电厂应配置通信专用直流电源系统,应按双重化原则配置电源设备。其单组蓄电池组容量放电时间不应小于 2h。蓄电池组容量应兼顾系统未来发展的需求。

16.13.5 火力发电厂应配置系统调度程控交换机,并应满足接入属地电网的要求,其用户线容量宜为 48 线~96 线。系统调度程控交换机宜和生产调度程控交换机合并设置,其容量应相叠加。

16.13.6 火力发电厂的通信机房面积应满足系统中、远期通信设备的布置要求,并应留有适当扩建余地。

16.13.7 电力线载波设备、光通信设备及其他有关的通信设备可合并布置在同一机房内。

16.13.8 火力发电厂的通信用蓄电池组不宜与通信设备共用同一机房。

16.13.9 火力发电厂可配置综合数据网接入设备接入电网公司的综合数据网。

16.14 厂内通信

16.14.1 火力发电厂的厂内通信设计应包括生产管理通信、生产调度通信、通信电缆(光缆)网络,以及通信机房、通信电源、接地等其他辅助设施。

16.14.2 火力发电厂厂内通信应设置生产管理程控交换机,并可兼作生产调度通信的备用。火力发电厂生产管理程控交换机的容量(不包括居住区)应按火力发电厂的管理体制、人员编制、自动化水平、规划装机台数和容量选择。当火力发电厂有扩建的可能时,

交换机应能按电厂终期规模的要求进行扩容。

16.14.3 生产管理程控交换机的类型应与所在地邮电及电力系统通信部门相协调。

16.14.4 火力发电厂应设置生产调度程控交换机。生产调度程控交换机应具备与系统调度程控交换机、生产管理程控交换机的中继接口、中继信令。火力发电厂的运煤系统可根据系统的规模大小设置扩音/呼叫系统。

16.14.5 300MW 级及以上机组的火力发电厂可设置检修通信设施。厂内通信可配置无线对讲机。

16.14.6 水源地、灰场等厂区外的场所可设置厂内电话、无线对讲机或公用网电话。

16.14.7 火力发电厂厂内通信设备所需交流电源应由可靠的、来自不同厂用电母线段的双回路交流电源供电。

16.14.8 火力发电厂厂内通信设备所需直流电源宜由通信专用直流电源系统提供。单组蓄电池的放电时间不应小于 1h。

16.14.9 火力发电厂厂内通信设备所需直流电源可共用系统通信设备的直流电源。

16.15 其他电气设施

16.15.1 火力发电厂电气装置的过电压保护设计除应符合现行国家标准《高压输变电设备的绝缘配合》GB 311.1 和《绝缘配合 第 2 部分:高压输变电设备的绝缘配合使用导则》GB/T 311.2 的有关规定外,还应符合下列规定:

1 主要生产建(构)筑物和辅助厂房建(构)筑物的过电压保护应符合现行行业标准《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》DL/T 620 的有关规定。

2 生产办公楼、食堂、宿舍楼等附属建(构)筑物的防雷设计应符合现行国家标准《建筑物防雷设计规范》GB 50057 的有关规定。

16.15.2 在有爆炸和火灾危险场所的电气装置设计应符合现行国家标准《爆炸和火灾危险环境电力装置设计规范》GB 50058 和《火力发电厂与变电站设计防火规范》GB 50229 的有关规定。

17 水工设施及系统

17.1 基本规定

17.1.1 火力发电厂水工设计应根据完整、正确的基础资料进行。不同设计阶段应掌握相应深度的水文、气象、地质、测量等资料。

17.1.2 火力发电厂水工设计应符合现行国家标准《地面水环境质量标准》GB 3838、《生活饮用水卫生标准》GB 5749、《取水定额》GB/T 18916 和《污水综合排放标准》GB 8978 的有关规定。

17.1.3 火力发电厂水工设计应对各类供水、用水、排水进行全面规划、综合平衡,应通过水务管理和工程措施节约水资源,并应防止排水污染环境。

17.2 水源和水务管理

17.2.1 北方缺水地区新建、扩建电厂生产用水严禁取用地下水,应严格控制使用地表水,应积极利用城市再生水和其他废水,坑口电厂应首先使用矿区排水。当有不同的水源可供选用时,应根据水量、水质和水价等因素经技术经济比较确定。

17.2.2 火力发电厂供水水源的设计保证率应为 97%。

17.2.3 当采用地表水作为水源时,在枯水情况下,应保证火力发电厂满负荷运行所需的水量。水量计算应符合下列规定:

1 当从天然河道取水时,应按频率为 97% 的瞬时流量扣除河道水域生态用水量 and 取水口上游必保的工农业规划用水量计算。

2 当河道受水库调节时,应按水库保证率为 97% 的下泄流量加上区间来水量扣除生态用水量和取水口上游必保的工农业规划用水量计算。

3 从水库取水时,应按保证率为 97%的枯水年计算。

17.2.4 当采用地下水作为电厂补给水源时,应根据该地区目前及必保的规划工农业用水量,按枯水年或连续枯水年进行水量平衡计算后确定取水量,取水量不应大于允许开采量。

17.2.5 当采用再生水作为电厂补给水源时,应有备用水源。

17.2.6 当采用矿区排水作为电厂补给水源时,应根据矿区开采规划和排水方式,分析确定可供电厂使用的矿区稳定的最小排水量。

17.2.7 火力发电厂的设计耗水指标应为夏季纯凝工况、频率为 10%的日平均气象条件、机组满负荷运行时单位装机容量的耗水量。耗水量应包括厂内各项生产、生活和未预见用水量,不应包括厂外输水管道损失水量、供热机组外网损失、原水预处理系统和再生水深度处理系统的自用水量。火力发电厂的设计耗水指标宜根据当地的水资源条件和采用的相关工艺方案来确定,并应符合表 17.2.7 的规定。

表 17.2.7 火力发电厂设计耗水指标表 $[\text{m}^3/(\text{s} \cdot \text{GW})]$

序号	机组冷却方式	<300MW	≥300MW	参考的相关工艺方案
1	淡水循环供水系统	≤0.80	≤0.70	湿法脱硫、干式除灰、湿式除渣
2	淡水直流供水系统	≤0.12	≤0.10	湿法脱硫、干式除灰、湿式除渣
3	海水直流供水系统 海水循环供水系统	≤0.12	≤0.10	湿法脱硫、干式除灰、湿式除渣
4	空冷机组	≤0.15	≤0.12	湿法脱硫、干式除灰、干式除渣、电动给水泵或汽动给水泵排汽空冷、辅机冷却水湿冷
		≤0.12	≤0.10	湿法脱硫、干式除灰、干式除渣、电动给水泵或汽动给水泵排汽空冷、辅机冷却水空冷
		—	≤0.06	干法脱硫、干式除灰、干式除渣、电动给水泵或汽动给水泵排汽空冷、辅机冷却水空冷

注:各类电厂申请取水指标时,应增加厂外管道损失水量和水处理系统的自用水量,但取水指标不应超过现行国家标准《取水定额 第一部分:火力发电》GB/T 18916.1 规定的装机取水量定额指标。

17.2.8 火力发电厂应装设必要的水质监测和水量计量装置。

17.3 供水系统

17.3.1 火力发电厂供水系统的选择应根据水源条件和规划容量,通过技术经济比较确定。在水源条件允许的情况下,宜采用直流供水系统。当水源条件受限制时,可采用循环供水系统、混合供水系统或空冷系统。

17.3.2 直流供水系统机组的汽轮机背压、凝汽器面积、冷却水量、水泵和进排水管沟的经济配置,应根据多年月平均的水温、水位和温排水影响,并结合汽轮机特性和系统布置进行优化计算确定。

17.3.3 循环供水系统机组的汽轮机背压、凝汽器面积、冷却水量、水泵、进排水管沟配置、冷却塔的选型及经济配置,应根据多年月平均的气象条件,并结合汽轮机特性和系统布置进行优化计算确定。

17.3.4 直流或循环供水系统优化计算宜采用汽轮机在额定进汽量下的排汽参数。

17.3.5 当采用直流供水系统时,冷却水的最高计算温度应按多年水温最高时期频率为 10% 的日平均水温确定,多年水温最高时期可采用夏季 3 个月,应将温排水对取水水温的影响计算在内。

17.3.6 当采用循环供水系统时,确定冷却水的最高计算温度应符合下列规定:

1 宜采用按湿球温度频率统计方法计算的频率为 10% 的日平均气象条件。

2 气象资料应采用近期连续不少于 5 年、每年最热时期的日平均值,每年最热时期可采用夏季 3 个月。

17.3.7 单机容量为 300MW 及以上的火力发电厂宜采用单元制或扩大单元制供水系统。每台汽轮机可配置 2 台或 3 台循环水泵,宜根据工程情况优化确定,其总出力应为机组的最大计算用水

量。当设备条件许可,并经技术经济比较合理时,水泵可采用静叶可调或采用变速电动机驱动。采用单元制或扩大单元制供水系统时,每台机组宜采用 1 条进、排水管沟。

17.3.8 采用母管制供水系统时,安装在集中水泵房中的循环水泵,当达到规划容量时不应少于 4 台,且可不设备用,可根据工程情况分期安装。水泵的总出力应满足冷却水的最大计算用水量。达到规划容量时的进、排水管沟不宜少于 2 条,可根据工程具体情况分期建设。当其中一条停用时,其余母管应能通过 75% 的最大计算用水量。

17.3.9 附属设备冷却水宜取自循环水的进水,当水温过高,汛期泥沙和漂浮物较多或以海水为冷却水时,应采取相应措施或使用其他水源。

17.3.10 直流供水系统的排水,在不影响火力发电厂经济运行的条件下,可供其他用户使用。

17.3.11 当采用直流供水系统时,取、排水口的位置和形式应根据水源特点、温排水对取水温度和环境的影响、泥沙冲淤和工程施工等因素,通过物模试验或数模计算研究确定。

17.4 取水建(构)筑物

17.4.1 地表水取水建(构)筑物包括取水泵房应按保证率为 97% 的低水位设计,并应以保证率为 99% 的低水位校核。

17.4.2 地表水取水建(构)筑物应分隔成若干单间,应根据水源水质和取水量装设格栅或带机械清理的格栅装置、平板滤网、清污机或旋转滤网,并应采取冲洗或排除脏物的措施。当水中带有冰凌或大量泥沙而影响取水时,应采取相应的工程措施。工程条件复杂时,宜通过水工模型试验确定。

17.4.3 采用自流引水管取水,当达到规划容量时,引水管不应少于 2 条。采用直流供水系统且单机 600MW 级及以上机组,每台机组宜配 1 条自流引水管;当取水水域含沙量较小、取水口设有可

靠的防沙和检修措施时,每 2 台机组也可配 1 条自流引水管。

17.4.4 进水流道的布置形式应结合取水的水文条件、取水量、取水方式、整流措施、检修维护措施、设备布置等因素,通过技术经济比较后确定。

17.4.5 地表水岸边水泵房士 0.00m 层标高(入口地坪设计标高)应按频率 1%的洪水位(或潮位)加频率为 2%的浪高再加超高 0.5m 确定,并应符合下列规定:

1 水泵房士 0.00m 层标高低于频率 0.1%洪水位(或潮位)时,必须采取防洪措施。

2 当频率 1%与频率 0.1%洪水位(或潮位)相差很大时,应根据厂址标高对水泵房士 0.00m 层标高进行分析论证后确定。

3 频率 2%的浪高应为重现期 50 年波列累积频率 1%的波浪作用在泵房前墙的波峰面高度。

17.4.6 当采用海水作冷却水时,水泵的主要部件及直接接触海水且检修时不易更换的部件,应根据不同情况选用不同的耐海水腐蚀材料及防腐措施;旋转滤网、清污机、冲洗泵、排污泵和阀门等与海水直接接触的部件,亦应选用耐海水腐蚀材料及防腐措施;还应采取防止海生物在取、排水建(构)筑物和设备上滋生附着的措施。

17.4.7 集中取水的补给水泵台数不宜少于 3 台,其中 1 台应为备用。

17.4.8 当采用管井取地下水作为火力发电厂的补给水源时,应设置备用井。备用井的数量不宜小于 15%。

17.4.9 水泵房及进水间应装设起重设备,当条件合适,设备采用露天布置时,也可不设置固定式起重设备。

17.5 管道和沟渠

17.5.1 补给水总管的条数应根据火力发电厂的规划容量和水源情况确定,并应符合下列规定:

1 补给水管宜采用两条总管,可根据工程具体情况分期建设;当每条补给水总管能保证供给补给水量的 60%时,补给水总管之间可不设联络管。

2 当有适当容量的蓄水池或备用水源,并有可靠性论证时,可采用 1 条总管。

17.5.2 渠道宜按规划容量一次建成。设计渠道时,应采取消除由于原有地面排水系统的改变对附近农田和建筑物的不良影响的措施。

17.5.3 压力管道的材料应根据管道的工艺要求、工作压力、水质、管道沿线的地质、地形条件、运输施工条件和材料供应等因素通过技术经济比较确定,并应符合下列规定:

1 输送再生水和海水的管道宜采用非金属管材,若采用钢管应进行专门的防护。

2 大口径循环水压力管道直线段较长时,宜采用预应力钢筋混凝土管或预应力钢筒混凝土管,靠近主厂房的管段可采用钢管。

3 自流管、沟宜采用钢筋混凝土结构。

17.5.4 输水管道系统的设计应根据管道布置、地形条件及泵站的重要程度等情况,有选择性地水锤计算,并应采取必要的防护措施。

17.6 湿式冷却塔

17.6.1 常规湿冷机组宜采用逆流式自然通风冷却塔;高温高湿地区及在特殊情况下,可采用机械通风冷却塔;经技术经济比较合理时,也可采用横流式自然通风冷却塔。

17.6.2 冷却塔的布置应根据空气动力干扰、通风、检修和管沟布置等因素确定。在山区和丘陵地带布置冷却塔时,应避免受到湿热空气回流的影响。

17.6.3 单机 300MW 级及以上汽轮发电机组,每台机组宜配 1 座自然通风冷却塔。

17.6.4 冷却塔淋水填料应根据填料热力特性、通风阻力、耐久性、价格、材料供应、施工、检修方便和循环水水质等条件进行选择。

17.6.5 自然通风冷却塔进风口处的支柱及塔内空气通流部位的构件应采用气流阻力较小的断面形式。自然通风冷却塔应装设高效除水器。

17.6.6 对寒冷地区建设的冷却塔应采取防冻措施。

17.6.7 排烟冷却塔的设计应符合下列规定：

1 冷却塔的热力性能计算和优化计算应将烟气及塔内烟道的影响计算在内。

2 烟道应具有良好的耐温、耐腐蚀性能，宜采用玻璃钢材质。

3 排烟冷却塔的防腐设计方案应通过技术经济比较后确定。

17.6.8 海水冷却塔的设计应对填料的热力特性进行修正，应选择适应海水水质的塔芯材料，并应对塔筒采取相应的防腐措施。

17.6.9 湿式冷却塔的噪声应满足环境保护要求。

17.7 水面冷却

17.7.1 当电厂利用水库、湖泊、河道或海湾等水体的自然水面冷却循环水时，应根据水量、水质和水温的变化对工业、农业、渔业、水利、航运和环境等的影响进行论证。

17.7.2 当利用水库或湖泊冷却循环水时，应根据水体的水文气象条件、水利计算、运行方式和水工建筑物功能特性等因素，按火力发电厂的供水要求，论证作为冷却池的可靠性，并应符合下列规定：

1 冷却池的冷却能力，取、排水口布置和取水温度可利用数学模型计算、物理模型试验、条件相似工程的类比、经验公式和计算图表等方法分析研究，并应通过技术经济比较确定取、排水工程方案。

2 扩建工程的冷却池宜采用原型观测资料。

17.7.3 当利用河道冷却循环水时,应根据工程条件,利用物理模型试验或数学模型计算,确定河段水面的冷却能力、取水温度和河段的水温分布,并应通过技术经济比较确定取、排水工程方案。

17.7.4 当利用海湾冷却循环水时,应对海域内海流、泥沙、温跃层、海生物和海水盐度等因素的影响进行论证;应利用数学模型计算、物理模型试验确定温排水的扩散和对取水温度的影响,应采取有利于吸取冷水和温排水扩散的措施,并应通过技术经济比较确定取、排水工程方案。

17.8 空冷系统

17.8.1 当采用空冷机组时,应根据当地气象条件、冷却设施占地、防噪音要求、防冻性能等因素通过技术经济比较后确定空冷系统形式,并应符合下列规定:

- 1** 直接空冷系统的空冷凝汽器宜采用机械通风冷却方式。
- 2** 间接空冷系统宜采用钢筋混凝土结构的自然通风冷却塔。
- 3** 受场地限制布置空冷塔有困难时,经技术经济比较后也可采用机械通风间接空冷系统。

17.8.2 空冷系统设计参数的确定应符合下列规定:

- 1** 空冷系统设计气温应根据典型年干球温度统计,宜按 5°C 以上年加权平均法(5°C 以下按 5°C 计算)计算设计气温并向上取整。

- 2** 直接空冷系统机组的额定背压应为设计气温与经优化计算确定的初始温差之和对应的饱和蒸汽压力,间接空冷系统机组的额定背压计算还应包括凝汽器的端差。

- 3** 空冷系统进行优化计算时,宜采用汽轮机在额定进汽量时的排汽参数,典型年小时气温间隔宜采用 2°C 。

- 4** 空冷系统横向风的设计风速应根据电厂所在地的气象资料确定,对于直接空冷电厂,不宜小于最大月平均风速换算到蒸汽分配管上部 1m 标高处的风速;对于间接空冷电厂,不宜小于 10m

标高处最大月平均风速。

17.8.3 直接空冷系统应根据当地气象条件,结合不同末级叶片的汽轮机特性等因素进行优化计算,确定最佳的汽轮机背压、空冷凝汽器面积、迎风面风速、冷却单元排(列)数、空冷平台高度、轴流风机选型及电动机配置等。

17.8.4 直接空冷系统的布置应符合下列规定:

1 直接空冷凝汽器宜布置在汽机房 A 列外空冷平台上,单机容量 600MW 级及以下机组宜沿汽机房纵向布置。空冷凝汽器主进风侧的布置方位宜面向夏季主导风向,并应分析高温大风气象条件出现频率对空冷系统的影响。空冷凝汽器连续建设的台数应根据风环境条件等因素论证确定。

2 当风环境比较复杂或电厂周边地形地貌特殊时,应利用数值模拟计算或物理模型试验对空冷凝汽器的布置方案进行分析论证。

3 空冷平台高度应根据空冷凝汽器的总体布置和空冷系统进风断面的要求确定,同时应满足空冷平台下布置的变压器出线高度及其防护距离的要求。

4 空冷凝汽器下方的轴流风机、电机和减速机应设置检修起吊装置和维护平台。

17.8.5 直接空冷凝汽器可采用单排管或多排管。空冷凝汽器管束类型的选择应根据气象条件、换热能力、防冻要求和综合造价等因素经技术经济比较后确定。

17.8.6 直接空冷系统轴流风机宜采用变频调速控制方式,风机群的噪声应满足环境保护要求。

17.8.7 间接空冷系统应根据当地气象条件,结合不同末级叶片的汽轮机特性等因素进行优化计算,确定最佳的汽轮机背压,凝汽器的形式和面积,空冷散热器面积,冷却水量,循环水泵参数,进、排水管径及空冷塔的选型。

17.8.8 混合式凝汽器间接空冷系统的循环水泵宜布置在汽机房

或汽机房披屋内;表面式凝汽器间接空冷系统循环水泵房宜独立设置,可布置在冷却塔区或与汽机房毗邻布置。

17.8.9 表面式凝汽器间接空冷系统可采用钢管钢片或铝管铝片等散热器。混合式凝汽器间接空冷系统应根据机组的水化学工况选择散热器的材质。

17.8.10 空冷塔的结构与尺寸应结合工艺布置,经过优选确定。空冷散热器可采用在塔进风口垂直布置或塔内水平布置,宜根据空冷塔的体型、外界风对散热效果的影响等因素经论证后确定。空冷塔宜设置空冷散热器的检修起吊设施。

17.8.11 空冷凝汽器和空冷散热器应设置清除其外表面积尘的水冲洗设施。

17.8.12 当空冷机组采用汽动给水泵时,给水泵汽轮机排汽的冷却方式宜采用间接空冷系统。

17.8.13 空冷机组宜设置单独的辅机冷却水系统,可采用湿式冷却塔循环冷却;在严重缺水地区,经论证后辅机冷却水系统也可采用空冷系统。

17.9 给 水 排 水

17.9.1 净水站位置选择应根据原水水质、输送距离、排泥场设置条件和运行管理等因素经技术经济比较后确定。

17.9.2 净水站水处理工艺流程的选择应符合本规范第 13.1.2 条的规定。

17.9.3 当火力发电厂和生活区靠近城市或其他工业企业时,生活给水和排水的管网系统宜与城市或其他工业企业的给水和排水系统统筹设计。

17.9.4 当火力发电厂采用自备的生活饮用水系统时,水源选择、水源卫生防护及水质应符合现行国家标准《生活饮用水卫生标准》GB 5749 的有关规定。生活饮用水应消毒,消毒设计应符合现行国家标准《室外给水设计规范》GB 50013 的有关规定。

17.9.5 厂区内的生活污水、生产废水和雨水的排水系统宜采用完全分流制。

17.9.6 火电厂各种废、污水应按清污分流的原则分类收集输送,并应根据其污染的程度、复用和排放的要求进行处理,处理后复用的杂用水水质应符合现行国家标准《城市污水再生利用 城市杂用水水质》GB/T 18920 的有关规定。

17.9.7 位于城市的电厂生活污水宜排入城市排水系统,其水质应符合污水排入城市下水道水质标准;远离城市的电厂生活污水应自行处理后回用。

17.9.8 含有腐蚀性物质、油质或其他有害物质的废水,温度高于40℃的污、废水,应经处理合格后再排入生产废水管、沟内。

17.9.9 火力发电厂宜设煤场雨水沉淀池,含煤废水应设独立的收集系统并进行处理,处理后宜回用于输煤冲洗系统。

18 辅助及附属设施

18.0.1 新建和扩建火力发电厂的检修应依靠专业检修公司或地区协作的集中检修方式,不宜设中心修配场。火力发电厂应设有锅炉、汽轮机、电气、热工、燃料运输等设备的检修间,其所配置的设备和检修间的面积宜符合现行行业标准《火力发电厂试验、修配设备及建筑面积配置导则》DL/T 5004 的有关规定。

18.0.2 火力发电厂的金属试验室、化学试验室、电气试验室、热工试验室、环境保护监测站和劳动保护监测站的仪器设备和建筑面积配置,宜符合现行行业标准《火力发电厂试验、修配设备及建筑面积配置导则》DL/T 5004 的有关规定。使用率低和费用较高的设备、仪器宜按地区协作的原则统筹安排。试验室和监测站可适当合并布置。

18.0.3 全厂压缩空气系统设置与设备布置应符合下列规定:

1 火力发电厂应设置仪表与控制用空气系统和检修用压缩空气系统。仪表与控制用气、检修用气和厂内除灰气力输送用压缩空气系统宜统一规划设计、集中布置,空压机宜统一配置,供气系统应分开设置。系统设计应符合下列规定:

- 1) 压缩空气系统宜 2 台机组设 1 个供气单元。经技术经济比较合理时,也可多台机组设 1 个供气单元。
- 2) 全厂压缩空气系统的设计应保证仪表与控制用气的可靠性。
- 3) 仪表与控制用气、检修用气和除灰气力输送用气宜分设后处理设备,检修用气可不设后处理设备。后处理设备的容量应与运行空气压缩机的容量相匹配。仪表与控制用压缩空气系统应设有除尘、除油过滤器和空气干燥器,

供气质量应符合现行国家标准《工业自动化仪表气源压力范围和质量》GB 4830 的有关规定;除灰气力输送用压缩空气宜设有空气干燥器。

4)仪表及控制用气、检修用气和除灰气力输送用压缩空气系统应分别设置贮气罐。

2 压缩空气系统设备选择应符合下列规定:

1)压缩空气系统宜采用同形式、同容量的空气压缩机,空压机形式宜采用螺杆式。

2)每个供气单元的仪表与控制用空压机的运行台数宜为每台机组 1 台,单台容量应能满足每台机组仪表与控制用气动设备的最大连续用气量,每个供气单元宜设置 1 台检修备用和 1 台运行备用的空压机,同时应兼作检修用空压机;当仪表和控制用空压机与除灰气力输送用空压机合并设置时,其中 1 台除灰气力输送用备用空压机可作为公共备用。

3)当全部空气压缩机停用时,仪表与控制用压缩空气系统的贮气罐的总容量应能维持不小于 5min 的耗气量;在气动保护设备和远离空气压缩机的用气点处,宜设置专用稳压贮气罐;仪表与控制用压缩空气的供气管道宜采用不锈钢管。

3 压缩空气系统设备宜集中布置在主厂房区域适当位置,并采取防止噪声和振动的措施。

18.0.4 火力发电厂保温油漆设计宜符合现行行业标准《火力发电厂保温油漆设计规程》DL/T 5072 的有关规定。

18.0.5 汽轮机润滑油及变压器绝缘油处理系统及其设备选择应符合下列规定:

1 单机容量为 200MW 级以下机组,2 台机组宜共用 1 套汽轮机润滑油净化装置和 1 台汽轮机润滑油贮油箱。单机容量为 200MW 级及以上机组,每台机组宜设 1 套汽轮机润滑油净化装

置和 1 台汽轮机润滑油贮油箱,也可 2 台机组共用 1 台汽轮机润滑油贮油箱。

2 汽轮机润滑油净化装置的出力宜按每小时处理油量为系统内总油量的 20% 选择,贮油箱的容积不应小于最大 1 台机组润滑油系统油量的 110%。

3 全厂宜配备变压器绝缘油净化装置 1 套。

4 当采用委托方式,由专业绝缘油净化公司承担油净化任务时,也可不设变压器绝缘油净化装置。

18.0.6 氢气系统应根据氢冷发电机氢冷系统的容积,运行漏氢量,对氢气压力、纯度及湿度的要求确定。当有可靠、经济的外供氢气源时,不宜设置制氢系统。

18.0.7 氢气系统设计应符合下列规定:

1 当需设置制氢设备时,制氢设备的总容量宜按全部氢冷发电机的正常消耗量以及能在 7d 时间积累起相当于最大一台氢冷发电机的 1 次启动充氢量之和确定。

2 储氢设备的氢气储存总有效容积应满足全部氢冷发电机 7d~10d 的正常消耗量和最大一台氢冷发电机 1 次启动充氢量之和。

18.0.8 其他辅助及附属设施设置应符合下列规定:

1 不宜设置乙炔发生站和制氧站。

2 不宜设固定的化学清洗设施。

3 主要热力设备停用时必要的防腐保养措施应符合现行行业标准《火力发电厂停(备)用热力设备防锈蚀导则》DL/T 956 的有关规定。

19 建筑与结构

19.1 基本规定

19.1.1 火力发电厂建筑结构设计应符合安全、适用、经济、美观的原则。

19.1.2 火力发电厂建筑设计应符合下列规定：

1 应根据使用性质、生产流程、功能要求、自然条件、建筑材料和建筑技术等因素，结合工艺设计，做好建筑物的平面布置和空间组合。

2 应贯彻节约、集约用地原则，厂区辅助生产、附属建筑宜采用多层建筑和联合建筑。

3 应积极采用和推广建筑领域的新技术、新材料，并应满足建筑节能等的要求。

4 应将建(构)筑物与工艺设备视为统一的整体，设计建筑造型和内部处理。应注重建筑群体的形象、内外色彩的处理以及与周围环境的协调。

19.1.3 除临时性结构外，火力发电厂的建(构)筑物的结构设计使用年限应为 50 年。

19.1.4 火力发电厂建(构)筑物的安全等级应按表 19.1.4 的规定执行。

表 19.1.4 火力发电厂建(构)筑物的安全等级

安全等级	建(构)筑物类型
一级	高度不小于 200m 且单机容量不小于 200MW 级机组的烟囱、主厂房悬吊煤斗、汽机房屋盖主要承重结构
二级	除一、三级以外的其他生产建筑、辅助及附属建筑物
三级	围墙、自行车棚

19.1.5 火力发电厂结构设计除应满足承载力、稳定、疲劳、变形、抗裂、抗震及防振等计算和验算要求外,还应满足耐久性、防爆、防火及防腐蚀等使用要求,同时尚应满足施工及安装的要求。

19.2 抗震设计

19.2.1 建筑物的抗震设计应符合国家现行标准《建筑抗震设计规范》GB 50011、《构筑物抗震设计规范》GB 50191、《电力设施抗震设计规范》GB 50260、《室外给水排水和燃气热力工程抗震设计规范》GB 50032、《水工建筑物抗震设计规范》DL/T 5073 和《水运工程抗震设计规范》JTJ 225 的有关规定。

19.2.2 火力发电厂建(构)筑物抗震设防烈度的确定应符合现行国家标准《建筑抗震设计规范》GB 50011 的有关规定;对已进行地震安全性评价的火力发电厂,应按批准的地震安全性评价报告中的有关内容确定。

19.2.3 抗震设防烈度为 6 度及以上地区的火力发电厂建(构)筑物应进行抗震设计,抗震设防类别的划分应符合下列规定:

1 划为重点设防类(乙类)的建(构)筑物除应符合现行国家标准《建筑工程抗震设防分类标准》GB 50223 的有关规定外,封闭式圆形煤场、贮煤筒仓、空冷凝汽器支撑结构、供氢站、燃油泵房、消防车库、循环水泵房、补给水泵房、冷却塔、综合水泵房、消防水泵房也应划为重点设防类(乙类)。

2 除本条第 1、3 款以外的其他生产建筑、辅助及附属建筑物应划分为标准设防类(丙类)。

3 围墙、自行车棚等次要建筑物应划分为适度设防类(丁类)。

19.3 建筑设计

19.3.1 火力发电厂建筑应按使用性质分为生产建筑、生产辅助和附属建筑。

19.3.2 火力发电厂各建筑物的防火设计应符合现行国家标准《火力发电厂与变电站设计防火规范》GB 50229、《建筑设计防火规范》GB 50016 和《建筑内部装修设计防火规范》GB 50222 的有关规定。

19.3.3 火力发电厂建筑防水应采用性能优良的防水材料,排水宜采用有组织排水。各建筑屋面防水等级应结合建筑的性质、重要程度、使用功能等确定。防排水应符合下列规定:

1 电气建筑屋面宜采用现浇钢筋混凝土屋面或有可靠防水构造的屋面。

2 运煤栈桥等经常有水冲洗要求的楼地面应设有组织排水,电气与控制设备房间的顶板应采取防水措施。

3 室内沟道、隧道、地下室和地坑等应有防排水设计,严禁将电缆沟和电缆隧道作为地面冲洗水和其他水的排水通道。

19.3.4 火力发电厂建筑设计应重视噪声控制,在布置上应使主要工作和生活场所避开强噪声源,也可对噪声源采取吸声和隔声等措施。

19.3.5 建筑物室内应首先利用天然采光。采光口的设置应充分和有效地利用天然光源,应对人工照明的配合作全面的协调,并应符合下列规定:

1 采光方式应以侧窗为主,不足时可采用侧窗采光和顶部采光相结合的方式。侧窗设计除应满足建筑节能和便于清洁的要求外,还应兼顾其安全性。

2 各类控制室宜采用天然采光和人工照明相结合的方式,设计时应避免控制屏表面和操作台显示器屏幕面产生眩光及视线方向上形成的眩光。

19.3.6 火力发电厂建筑宜采用自然通风。墙及楼层上的通风口布置应避免气流短路和倒流,并应减少气流死角。

19.3.7 建筑热工与节能设计应采取建筑节能措施。

19.3.8 火力发电厂建筑的门窗应符合安全使用、建筑节能的要

求,并应符合下列规定:

1 厂房运输用门宜采用电动卷帘门、提升门、推拉门、折叠门等,在大门附近或大门上宜设置人行门。

2 在严寒和寒冷地区应选用保温与密闭性能好的门窗,经常有人员通行的外门宜设门斗。

3 电气设备房间应采用非燃烧材料的门窗,并应采取防止小动物进入的措施。

4 供氢站电解间等有爆炸危险房间的门窗应采用不发火花材料。

5 有侵蚀性物质的房间及位于海滨火力发电厂建筑的门窗应采用耐腐蚀门窗。

19.3.9 建筑砌体材料不应使用国家和地方政府禁用的黏土制品。

19.3.10 火力发电厂建筑室内外装修应根据使用和外观需要,结合全厂环境进行设计,应符合下列规定:

1 楼地面面层材料除应符合工艺要求外,宜选用耐磨、易清洗的材料,有爆炸危险的房间地面面层应采用不发火花材料;外墙面层材料应选用耐候性好且耐污染的材料;内墙面层材料及顶棚(吊顶)材料应选用符合使用及防火要求的材料。

2 蓄电池室、调酸室等有侵蚀性物质的房间,其内表面(包括室内外排放沟道的内表面)应采取防腐蚀措施。

3 有可燃性气体的房间,其内部构件布置应便于气体的排出。

19.3.11 主厂房主要出入口、楼梯和通道布置应符合下列规定:

1 汽机房和锅炉房底层两端均应有出入口。

2 固定端应有通至各层和屋面的楼梯。当火力发电厂达到规划容量后,扩建端宜有通至各层和屋面的楼梯。

3 当厂房纵向疏散长度超过 100m 时,应增设中间出入口和楼梯。

4 主厂房内主要通道宜通畅,宽度不应小于1.5m,净高不应低于2.0m。

5 空冷平台四周应设环行检修通道,并应根据运行、维护和消防等要求设置垂直通道。

19.3.12 主厂房建筑布置及构造应根据工艺需要,并应符合下列规定:

1 汽机房屋面应满足临时设备检修时人员活动的要求,采用压型钢板等轻质材料作为屋面时,应设屋面设备检修人员专用步道。

2 主厂房内平台、楼梯、栏杆的规格及色彩宜统一或分区统一,并宜与设备、表盘、管道及建筑内表面的色彩协调与统一。

3 在主厂房人员集中的适当位置应设卫生间及清洗设施。

4 主厂房外围护结构宜选用轻型围护结构,面层材料应耐候性好、易自洁。

19.3.13 集中控制楼根据工艺需要可设置集中控制室等工艺用房和运行人员用房;集中控制室应结合吊顶设计确定合适的净高,并应满足工艺布置对净空高度的要求,吊顶以上的空间应满足结构、空调、电气、消防等各专业的需要。

19.3.14 火力发电厂的辅助建筑应根据工艺及设备的要求,结合全厂总平面确定平面布置、层高,并应根据全厂建筑风格确定立面及色彩。

19.3.15 运煤栈桥可根据气候条件采用封闭、半封闭或露天方式,当为封闭式时宜采用轻型围护结构;大跨度干燥棚和室内贮煤场的屋面面层宜采用压型钢板,并应采取可靠的固定措施。

19.3.16 运行人员集中的场所应设置休息室、更衣室等生活设施,并应设置饮水设施、卫生间和清洁用的水池等。燃料分场宜设置专用浴室。

19.4 地基与基础

19.4.1 地基与基础的设计应根据工程地质和岩土工程条件,结

合火力发电厂各类建(构)筑物的使用要求,充分吸取地区的建筑经验,综合结构类型、材料供应等因素,采用安全、经济、合理的地基处理方案和基础形式。

19.4.2 根据地基复杂程度、建筑物规模和功能特征以及由于地基问题可能造成建筑物破坏或影响正常使用的程度,地基基础设计可分为三个设计等级,设计时应根据具体情况,按表 19.4.2 选用。

表 19.4.2 地基基础设计等级

设计等级	建筑物名称
甲级	主厂房(包括汽轮发电机基础、锅炉构架基础)、主(集)控制楼、网络控制楼、通信楼、220kV 及以上的屋内配电装置楼、高度大于或等于 100m 的烟囱、淋水面积大于或等于 10000m ² 的自然通风冷却塔、岸边水泵房(软弱地基)、空冷凝汽器支撑结构、封闭式圆形煤场、贮煤筒仓、跨度大于 30m 的干煤棚及其他厂房建筑、场地及地质条件复杂的建筑物、高边坡等
乙级	除甲、丙级以外的其他生产建筑、辅助及附属建筑物
丙级	机炉检修间、材料库、机车库、汽车库、材料棚库、推煤机库、警卫传达室、灰场管理站、围墙、自行车棚及临时建筑

19.4.3 地基除做承载力计算外,尚应对地基变形和稳定做必要的验算,并应符合现行国家标准《建筑地基基础设计规范》GB 50007 的有关规定。当地基的承载力、变形或稳定不能满足设计要求时,应采用人工地基。采用人工地基的甲、乙级建(构)筑物的地基处理应以原体试验为依据,对扩建电厂有成熟经验的建设场地,也可依据既有经验通过对比分析确定。

19.4.4 主厂房地基设计宜采用同类型的地基。也可根据不同的工程地质条件或厂房不同的结构单元,采用不同的地基形式和不同的桩基持力层。

19.4.5 贮煤场、大面积负载区内及其邻近的建筑物,应根据地质条件分析计算堆载的影响。当地基不能满足设计要求时,应进行处理。

19.4.6 火力发电厂的建(构)筑物的总沉降量和差异沉降,应满足结构设计和功能的要求。

19.4.7 火力发电厂的建(构)筑物上应设置沉降观测点,并应符合现行国家标准《建筑地基基础设计规范》GB 50007 的有关规定。

19.5 主厂房结构

19.5.1 主厂房结构可采用钢筋混凝土框架结构、钢筋混凝土框架-抗震墙(钢支撑)结构、钢结构,并应根据抗震设防烈度、场地土类别、电厂的重要性以及厂房布置等综合条件确定。

19.5.2 主厂房的汽机房屋面承重结构应采用钢结构,并应选用有檩或无檩的屋盖体系,不应采用无端屋架或屋面梁的山墙承重方案。

19.5.3 主厂房纵向温度伸缩缝的设置应符合下列规定:

1 温度伸缩缝最大间距应符合下列规定:

1)对现浇钢筋混凝土结构,不宜超过 75m。

2)对装配式钢筋混凝土结构,不宜超过 100m。

3)对钢结构,不宜超过 150m。

4)当采取有效措施或经过温度应力计算能满足设计要求时,可适当增大温度伸缩缝的间距。

2 温度伸缩缝宜结合工艺布置设置,宜采用双柱双屋架,伸缩缝处梁板及围护结构宜采用悬挑结构。

19.5.4 汽轮发电机基础应根据制造厂的要求设计,并应符合现行国家标准《动力机器基础设计规范》GB 50040 的有关规定。对于新型机组的首台基础,宜做模型试验进行验证。经论证汽轮发电机可采用弹簧隔振基础。

19.6 烟 囱

19.6.1 烟囱选型应结合烟气排放条件、电厂的重要程度及城市规划的要求,经综合比较确定。烟囱结构设计应符合现行国家标

准《烟囱设计规范》GB 50051 的有关规定。

19.6.2 烟囱结构可采用单筒式、套筒式或多管式,其选型可根据烟气腐蚀性的强弱及环保等要求确定,并应符合下列规定:

- 1 当排放强腐蚀性烟气时,应采用套筒式、多管式烟囱。
- 2 当排放中等腐蚀性烟气时,宜采用套筒式、多管式烟囱。
- 3 当排放弱腐蚀性烟气时,可采用防腐型单筒式烟囱。

19.6.3 采用套筒式或多管式烟囱时,外筒壁与排烟内筒间应满足人员巡查、维护检修的要求。

19.6.4 烟囱的防腐材料应具有良好的耐酸、耐温、抗渗和密封等性能。

19.7 运煤建(构)筑物

19.7.1 运煤栈桥可采用钢筋混凝土结构或钢结构,高位布置栈桥宜采用钢结构。

19.7.2 运煤栈桥伸缩缝的设置应符合下列规定:

1 当运煤栈桥采用钢筋混凝土支柱、桥身为钢桁架,且纵向为铰接排架结构时,其伸缩缝最大间距应符合下列规定:

- 1) 封闭栈桥不宜超过 130m。
- 2) 半封闭和露天栈桥不宜超过 100m。

2 当运煤栈桥支柱、桥身均采用钢结构时,其伸缩缝最大间距应符合下列规定:

- 1) 封闭栈桥不宜超过 150m。
- 2) 半封闭和露天栈桥不宜超过 120m。

3 当栈桥长度超过本条第 1 款和第 2 款的规定时,应对栈桥结构的温度效应进行计算。

19.7.3 碎煤机室宜采用现浇钢筋混凝土框架结构。碎煤机的布置可采用独立的岛式布置或支承于楼板梁上的布置方式。当布置在楼板梁上时,宜采用弹簧隔振装置。

19.7.4 干煤棚跨度不大于 45m 时,宜采用钢筋混凝土排架、钢

屋架结构;跨度大于 45m 时,应采用网架结构或门式刚架结构。

19.7.5 封闭式圆形煤场可按挡煤墙结构形式分为分离式和整体式两种,应根据工艺要求,经技术经济比较确定。当采用整体式挡煤墙结构时,应进行温度效应计算。当储存褐煤或易自燃的高挥发分煤种时,内壁应采取防火保护措施。封闭式圆形煤场设计应分析计算堆煤荷载对基础的不利影响。

19.7.6 运煤地下建(构)筑物的防水应采取可靠防渗措施。

19.8 水工建(构)筑物

19.8.1 水工建(构)筑物的设计应符合国家现行标准《混凝土结构设计规范》GB 50010、《水工混凝土结构设计规范》DL/T 5057 等建筑结构工程规范及《给水排水工程构筑物结构设计规范》GB 50069 等的有关规定,对与水接触部位应提出建筑材料、混凝土的抗渗、抗冻和构造等专门要求;取排水设施中的取排水枢纽建筑、渠道、输水隧洞、防洪堤及码头、防波堤等还应符合国家现行标准《水电枢纽工程等级划分及设计安全标准》DL 5180、《水工隧洞设计规范》DL/T 5195 和《堤防工程设计规范》GB 50286 等的有关规定。

19.8.2 水工建(构)筑物应按规划容量统一规划和布置,条件合适时,宜分期建设。对于取、排水构筑物和水泵房,应根据施工难易程度、分期布置条件及建设进度,经综合技术经济比较确定其建设规模。

19.8.3 水工建(构)筑物的设计应根据介质对水工建(构)筑物的腐蚀性,采取有效的防腐措施,并应符合国家现行标准《工业建筑防腐蚀设计规范》GB 50046 和《海港工程混凝土结构防腐蚀技术规范》JTJ 275 的有关规定。

19.8.4 排水设施与河床连接处应设排水口,排水口形式可根据地形地质条件、消能及抗冲刷和散热要求等因素确定;当根据已有资料难以判断时,应通过模型试验论证。

19.8.5 塔体开孔的排烟冷却塔应采取可靠的洞口加固措施。

19.8.6 排烟、海水冷却塔的防腐设计方案及防腐产品的选择应通过技术经济比较确定,或进行试验论证。

19.9 空冷凝汽器支撑结构

19.9.1 空冷凝汽器支撑结构平面布置应采用规则、对称的布置形式。

19.9.2 空冷凝汽器支撑结构可采用钢桁架和钢筋混凝土管柱组成的混合结构或钢结构。

19.9.3 挡风墙结构宜采用钢骨架外挂单层压型钢板轻型结构。

19.9.4 楼梯和电梯支架宜为钢结构或钢筋混凝土结构,并宜采用依附式布置。

19.9.5 主要承重钢结构构件应采取可靠的防腐措施。

20 采暖、通风和空气调节

20.1 基本规定

20.1.1 厂内建筑物设置集中采暖或局部采暖设施的原则应符合国家现行有关工业企业设计卫生标准的规定。采暖地区可分为集中采暖地区和采暖过渡地区,其划分应符合下列规定:

1 历年平均气温不高于 5°C 的日数、不少于 90d 的地区应为集中采暖地区。

2 历年平均气温不高于 5°C 的日数、不少于 60d,且少于 90d 的地区,应为采暖过渡地区。

20.1.2 集中采暖地区的生产厂房和辅助、附属生产建筑物应设计集中采暖;采暖过渡地区可根据生产工艺要求,对可能发生冻结而影响生产的厂房和辅助、附属生产建筑设计采暖。厂前区辅助、附属建筑采暖设计同时应符合当地建设标准。

20.1.3 采暖、通风和空气调节室内、外设计参数的确定应符合下列规定:

1 室外计算参数的统计年份应符合现行国家标准《采暖通风与空气调节设计规范》GB 50019 的有关规定。

2 集中采暖地区应根据车间性质、室内生产性热源强度和运行情况确定室内采暖设计温度,并应符合现行国家标准《采暖通风与空气调节设计规范》GB 50019 的有关规定。

3 夏季通风室内设计温度应根据工艺要求确定,当工艺无要求时,应按室内散热强度和工作地点温度确定。

4 空气调节室内设计温湿度基数应根据工艺要求确定,舒适性空调室内计算参数应符合现行国家标准《采暖通风与空气调节设计规范》GB 50019 的有关规定。

5 采暖、通风和空气调节室外计算参数应符合现行国家标准《采暖通风与空气调节设计规范》GB 50019 的有关规定。

6 冬季机械送风加热器的选择应采用采暖室外计算温度；局部排风或除尘系统需设置热补偿送风系统时，应采用冬季通风室外计算温度。

20.1.4 采暖、通风和空气调节系统冷、热媒及其参数的确定，应符合下列规定：

1 利用工艺系统或周边企业的余热或天然冷、热源时，应根据当地气象条件、余热品质、供应可靠性等因素，经技术经济比较确定采暖、通风和空气调节系统冷、热媒参数。

2 集中采暖地区采暖热媒宜采用高温热水，供、回水设计温度分别不宜低于 110℃ 和 70℃；采暖过渡地区供、回水设计温度可分别采用 95℃ 和 70℃。

3 通风、空气调节系统夏季以冷水为冷媒时，供、回水温度宜分别采用 7℃ 和 12℃，空气处理设备共用冷热盘管时，热水供水温度不应高于 60℃，通风系统热媒宜与厂区采暖热媒一致。

20.1.5 加热采暖热媒的热源应符合下列规定：

1 用于加热采暖热媒的蒸汽宜采用汽轮机较低级抽汽，且不宜低于 0.4MPa(表压)。经汽-水热交换器产生的凝结水宜对厂区采暖回水进行预加热。

2 位于严寒、寒冷地区的火力发电厂，当采用单台汽轮机抽汽作为采暖系统热源时，应设有备用热源。

3 严寒地区的主厂房、输煤系统如采用蒸汽作为热媒时，应从围护结构保温、节能、安全、卫生等方面进行技术经济论证。采暖蒸汽温度不应超过 160℃，凝结水应回收利用。

20.1.6 蓄电池室、制氢站等具有爆炸危险性建筑物的采暖，应符合现行国家标准《火力发电厂与变电站设计防火规范》GB 50229 的有关规定。

20.1.7 对各类控制室、电子设备间、化(实)验室等工艺房间，以

及周边环境较为恶劣,采用采暖或通风方式达不到人体舒适度要求,或工艺对室内温度、湿度、洁净度有要求的房间,应设置集中空气调节系统或空气调节装置。

20.1.8 办公室、会议室等房间,室内空气质量应符合现行国家标准《室内空气质量标准》GB 18883 的有关规定。

20.1.9 电厂各类建筑及车间的通风设计应符合下列规定:

1 对余热和余湿量均较大的建筑和车间,其通风量应按排除余热和余湿所需空气量较大值确定;集中采暖地区高大厂房的夏季全面通风不应采用百叶窗进风。

2 对以排除余热为主的房间,当设有事故通风时,其排风设备的风量应按排除余热和事故通风所需空气量较大值确定。

3 对可能散发有毒、有害气体或爆炸性物质的车间,应根据满足室内最高允许浓度所需换气次数确定通风量,室内空气严禁再循环。

4 当周围环境空气较为恶劣或工艺设备有防尘要求时,宜采用正压通风,进风应过滤。

20.1.10 事故通风量应按换气次数不小于 12 次/h 计算,事故通风可兼作正常通风使用。下列车间或房间应设置事故通风:

1 各类电气设备间、蓄电池室、励磁调节室、GIS 屋内配电装置室。

2 制(供)氢站、燃油泵房。

20.2 主 厂 房

20.2.1 主厂房采暖应按维持室内温度 5℃ 计算围护结构热负荷,计算时不应计算设备、管道散热量。

20.2.2 主厂房采暖应以散热器为主、暖风机为辅。暖风机宜按大容量选型,并宜在检修场地附近布置。

20.2.3 严寒、寒冷地区主厂房主要检修通行和开启频繁的大门,宜设置热空气幕。

20.2.4 锅炉房、汽机房夏季应设置全面通风系统,通风方式应符合下列规定:

1 湿冷机组汽机房宜采用自然通风。当自然通风达不到卫生标准要求时,应采用机械通风或自然与机械联合通风。

2 直接空冷机组汽机房宜采用自然进风、机械排风,在严寒地区经论证后也可采用自然通风。

3 全封闭式汽机房应采用机械送风、自然或机械排风。

4 当发电机采用氢冷却时,汽机房屋顶最高处应根据通风方式采取排氢措施。

5 当锅炉送风机不由室内吸风时,紧身封闭锅炉房应采用自然通风。

20.2.5 当工艺无特殊要求时,车间内经常有人工作地点的夏季空气温度不应超过表 20.2.5 所列的温度规定值。当采用自然通风,车间内工作地点夏季空气温度超出表 20.2.5 的规定时,应设置局部机械通风,当机械通风仍达不到要求时,应采取局部降温措施。

表 20.2.5 车间内工作地点的夏季空气温度规定

夏季通风室外计算温度	≤22	23	24	25	26	27	28	29~32	≥33
允许温差(℃)	10	9	8	7	6	5	4	3	2
工作地点(℃)	≤32	32						32~35	35

注:1 工作地点指工人为观察和管理生产过程而经常或定时停留的地点,如生产操作在车间内许多不同地点进行,则整个车间均算为工作地点;

2 如受条件限制,在采取局部降温措施后仍不能达到本表要求时,允许温差可加大 1℃~2℃。

20.2.6 汽机房运转层、中间层楼面应设置足够面积的通风格栅。运行人员经常或定期巡检的高、低压加热器,减温减压器,凝汽器等局部散热强度较高区域,当温度大于或等于 37℃ 时,宜设置强制扰动通风。

20.2.7 集中控制室、电子设备间等房间应设置全年性空气调节

系统,并应符合下列规定:

1 集中控制室按舒适性空气调节设计,室内参数应符合下列规定:

1)夏季:温度 $22^{\circ}\text{C}\sim 28^{\circ}\text{C}$,相对湿度 $40\%\sim 65\%$;

2)冬季:温度 $18^{\circ}\text{C}\sim 24^{\circ}\text{C}$,相对湿度 $30\%\sim 60\%$ 。

2 电子设备间室内计算参数应根据工艺要求确定,工艺无明确要求时,可按下列室内参数计算:

1)夏季:温度 $26^{\circ}\text{C}\pm 1^{\circ}\text{C}$,相对湿度 $50\%\pm 10\%$;

2)冬季:温度 $20^{\circ}\text{C}\pm 1^{\circ}\text{C}$,相对湿度 $50\%\pm 10\%$ 。

3 集中控制室、电子设备间集中空气调节系统宜分别设置。空气处理设备宜安装在室内,并应留有必要的检修通道和维护空间。

20.2.8 设置集中空调系统的建筑和房间夏季冷负荷计算应符合现行国家标准《采暖通风与空气调节设计规范》GB 50019 的有关规定。

20.2.9 集中空调系统的空气冷却方式应根据当地气象条件经计算分析确定,并应符合下列规定:

1 炎热干燥地区宜采用直接蒸发冷却进行空气预处理。当经直接蒸发冷却处理后的空气未达到设计要求的空气状态时,应辅以人工冷源冷却至要求的空气状态。

2 当直接蒸发冷却不能满足要求时,应采用人工冷源冷却。

20.2.10 采用循环水蒸发冷却的水温应根据全厂供水条件确定,水质应符合生活用水标准。

20.2.11 空气处理设备中的冷却装置选择应符合现行国家标准《采暖通风与空气调节设计规范》GB 50019 的有关规定。

20.2.12 集中空调系统的冬季加热装置和送风温度应根据空调房间室内余热量与围护结构热损失、新风耗热量计算确定。当采用定风量系统时,应合理确定送风温度。

20.2.13 严寒、寒冷地区集中空调系统应采取防止新风混风后空

调机组内产生凝霜的新风预热处理措施。

20.2.14 集中空调系统应设置初、中效过滤器。

20.2.15 位于有害气体、刺激性气体污染较为严重地区的电厂，集中空调的新风系统应采取消除有害气体、刺激性气体的措施。

20.2.16 集中空调系统的消声、隔振设计应根据集中控制室、电子设备间等空调房间的工艺要求确定。空调系统自身产生的噪声，当通过风管系统自然衰减不能达到允许噪声标准时，应设置消声设备或消声附件。

20.2.17 集中控制室、电子设备间集中空调系统的空气处理设备配置不应少于2台，其中1台应为备用。空气处理设备应具有满足过渡季节大量使用新风运行的功能。

20.2.18 集中制冷、加热系统和集中控制室、电子设备间集中空气调节系统，应采用集中控制方式。

20.2.19 锅炉房运转层、锅炉本体及顶部等区域宜设置真空清扫系统清扫积尘，并兼管煤仓间不宜水冲洗部位的积尘清扫。系统设计原则应符合下列规定：

1 应选择高真空吸入式设备和配置输送管网。

2 应根据锅炉的除灰、渣系统方式，清扫管道系统布置等因素，确定设置车载式或固定式真空清扫装置。

20.3 电气建筑与电气设备

20.3.1 网络控制室、继电器室、不停电电源室、通信机房等夏季应设置空气调节装置，励磁调节装置室应根据散热设备特点设置降温通风设施。

20.3.2 蓄电池室夏季通风系统设计应符合下列规定：

1 防酸隔爆式蓄电池室、调酸室应采用机械通风，室内应保持负压。防酸隔爆式蓄电池室换气次数不应少于6次/h，严禁室内空气再循环。调酸室的通风换气次数不宜少于5次/h。

2 阀控式密封铅酸蓄电池室应设置直流式降温通风系统，室

内温度应为 $25^{\circ}\text{C}\sim 30^{\circ}\text{C}$ ，室内换气次数不得小于 3次/h ，严禁室内空气再循环，并应维持负压。

20.3.3 主厂房、集控楼、电除尘、除灰电气设备间设有散热量较大的干式变压器和电气设备时，室内环境设计温度不宜高于 35°C 。当符合下列条件之一时，通风系统宜采取降温措施：

1 夏季通风室外计算温度(t)不低于 33°C 。

2 夏季通风室外计算温度(t)不低于 30°C ，低于 33°C ，最热月月平均相对湿度(ϕ)不低于 70% 。

20.3.4 电气设备间设有变频器时应设置降温通风系统。其送风量应按变频工况经热平衡计算确定，房间排风量应根据变频器本体所需排风量经风平衡计算确定，送风量应大于变频器本体所需排风量和房间排风系统排风量之和。

20.3.5 降温通风系统夏季计算热负荷应根据室内电气设备散热量确定，不应计算围护结构热负荷。

20.3.6 降温通风系统的空气处理方式，炎热干燥地区应符合本规范第 20.2.9 条第 1 款的规定，其他地区应根据当地气象条件确定。

20.3.7 主厂房区域设有集中制冷站时，其容量宜满足该区域内集中空调系统和降温通风系统的需要。

20.3.8 降温通风系统送风温差不应大于 15°C ，并应保证送风温度高于室内空气露点温度 $1^{\circ}\text{C}\sim 2^{\circ}\text{C}$ 。

20.3.9 通风、空调系统由厂房内取风时，夏季进风温度应根据室内温度梯度附加。

20.3.10 较大风量的机械通风系统应具有调整运行台数或调节系统风量的措施。

20.4 运煤建筑

20.4.1 冬季通风室外计算温度不高于 -10°C 的地区，翻车机室、火车卸煤沟地上部分宜设置大门热风幕。冬季通风室外计算温度

在 $0^{\circ}\text{C} \sim -10^{\circ}\text{C}$ 之间的地区,经技术经济比较合理时,可设置大门热风幕。

20.4.2 采暖过渡地区,碎煤机室、转运站内可设置采暖。

20.4.3 运煤系统煤尘飞扬严重处应设置除尘装置。除尘系统排放标准应符合现行国家标准《大气污染物综合排放标准》GB 16297 和《环境空气质量标准》GB 3095 的有关规定。除尘设备应统筹煤质、水资源条件以及地面清扫方式等因素进行选择。

20.4.4 地下卸煤沟宜对移动尘源采取具有自动跟踪捕集扬尘的防尘措施。

20.4.5 严寒、寒冷地区运煤系统的地下运煤隧道、地下转运站、地下卸煤沟等设有通风除尘设施时,应根据热平衡计算冬季通风耗热量,其热补偿原则应符合下列规定:

1 通风、除尘系统运行期间,室内温度不应低于 5°C 。

2 应按室内温度 5°C 校核采暖系统热补偿能力,不足部分可通过设置热风系统补偿。

20.4.6 运煤系统的除尘系统、喷水、喷雾抑尘系统应与运煤设备联动运行。除尘设备的运行信号应送至运煤控制室。

20.4.7 缺水和沿海缺乏淡水地区,运煤建筑未设水冲洗系统时,地面清扫可采用干式清扫方式。

20.5 化学建筑

20.5.1 化学水处理车间夏季宜采用自然通风。冬季采暖应按室内温度 5°C 计算,不应计算设备散热量。

20.5.2 酸库及酸计量间应采用机械通风,严禁室内空气再循环。碱库及碱计量间宜采用自然通风。对集中采暖地区和过渡地区,酸、碱库宜分别设置。对非采暖地区当酸、碱共库时,应按酸库要求设计通风。

20.5.3 其他化学建筑应根据所排除气体的性质确定通风方式和通风量。

20.5.4 具有腐蚀性物质房间的采暖通风设备、管道及其附件应采取防腐措施。

20.6 其他辅助建筑及附属建筑

20.6.1 制(供)氢站采暖、通风系统设计应符合现行国家标准《氢气站设计规范》GB 50177 的有关规定。

20.6.2 集中采暖地区,岸边水泵房、污水泵房、燃油泵房、灰渣泵房、空压机房等设备间应按室内温度 5℃ 设值班采暖。

20.6.3 空压机房夏季宜采用自然通风,通风量宜按排除余热计算。冬季空压机由室内吸风时,应根据室内设备散热量、围护结构热损失等因素按吸风量进行热平衡计算热补偿量。热风补偿计算宜采用冬季通风室外计算温度。

20.6.4 各类泵房和柴油发电机房通风应符合下列规定:

1 循环水泵房、岸边水泵房、灰渣泵房等夏季宜采用自然通风;半地下或地下泵房应设置机械通风,其通风量应按消除余热及有害气体计算确定。

2 一般污水泵房以及含有硫化物的生产废水间(池)应设置机械通风。

3 燃油泵房应设置机械通风系统,并应符合现行国家标准《火力发电厂与变电站设计防火规范》GB 50229 的有关规定。

4 柴油发电机房应设置机械排风,进风口有效面积应根据排风量与柴油机燃烧所需风量计算确定。对严寒、寒冷以及风沙较大地区,进风口应采取冬季保温和防沙尘措施。

20.6.5 集中采暖地区和过渡地区,补给水水泵房、岸边水泵房和贮灰场管理站建筑物应设置采暖设施。

20.7 厂区制冷站、加热站及管网

20.7.1 厂区建筑热水采暖热媒参数宜保持一致,厂区采暖加热站应独立设置。

20.7.2 厂区采暖加热站的设备容量和台数应按本规范第 12.8 节的规定确定,并应根据电厂规划容量确定预留条件。

20.7.3 厂区制冷站宜与厂区采暖加热站合并设置。当独立设置集中制冷站时,应靠近冷负荷中心。厂前区制冷站宜独立设置。

20.7.4 人工冷源的选择应符合下列规定:

1 热电联产项目或蒸汽汽源有可靠保证时,宜采用溴化锂吸收制冷。

2 蒸汽汽源不能保证时,应采用电动蒸汽压缩制冷。

20.7.5 制冷机组的装机容量应符合现行国家标准《采暖通风与空气调节设计规范》GB 50019 的有关规定,选型应符合下列规定:

1 选用溴化锂吸收式冷水机组时,宜按设计冷负荷的 $2 \times 60\%$ 选型。

2 选用电动蒸汽压缩式冷水机组时,宜按设计冷负荷 $2 \times 75\%$ 或 $3 \times 50\%$ 选型。

3 采用其他形式冷水机组或整体式空调机组时,应根据设计冷负荷合理设置备用容量。

20.7.6 通风、空气调节制冷系统的冷却方式应根据当地气象条件、水资源条件和机组容量确定。

20.7.7 制冷系统冷却水的水质应满足相关设备对水质的要求,并应符合现行国家标准《工业循环冷却水处理设计规范》GB 50050 的有关规定。

20.7.8 冷、热水管网的主干线应通过负荷集中的区域,管网设计形式应根据厂区布置合理确定。

20.7.9 厂区采暖热网及厂区冷水管网的敷设应根据工程的具体情况,通过技术经济比较,确定采用架空、地沟或直埋方式。

20.7.10 厂区采暖热网热补偿宜以自然补偿为主,自然补偿不能满足要求时,应设置补偿器。

21 环境保护和水土保持

21.1 基本规定

21.1.1 火力发电厂的环境保护设计应贯彻国家产业政策和发展循环经济及节能减排的要求,应采用清洁生产工艺,对产生的各项污染物及生态环境影响应采取防治措施。

21.1.2 火力发电厂的环境保护设计方案应以批准的建设项目环境影响报告书或者环境影响报告表为依据。

21.1.3 火力发电厂的水土保持设计方案应以批准的水土保持方案为依据。

21.1.4 各项污染物的处理应选用资源利用率高、污染物排放量少的设备和工艺,对处理过程中产生的二次污染应采取相应的治理措施。

21.1.5 火力发电厂的环境保护标志应符合现行国家标准《环境保护图形标志 排放口(源)》GB 15562.1 的有关规定。

21.2 大气污染防治

21.2.1 火力发电厂的烟气排放应符合现行国家标准《火电厂大气污染物排放标准》GB 13223、地方的有关排放标准及污染物排放总量控制的有关规定。煤场、灰场等产生的粉尘浓度应符合现行国家标准《大气污染物综合排放标准》GB 16297 的有关规定。

21.2.2 新建火力发电厂宜同步建设烟气脱硫设施。二氧化硫的排放浓度应符合现行国家标准《火电厂大气污染物排放标准》GB 13223 的有关规定,排放总量应符合总量控制的要求。

21.2.3 燃煤锅炉应装设高效除尘器,烟尘排放浓度应符合现行国家标准《火电厂大气污染物排放标准》GB 13223 的有关规定。

21.2.4 氮氧化物的排放浓度应符合现行国家标准《火电厂大气污染物排放标准》GB 13223 的有关规定。

21.2.5 烟囱高度和形式应根据气象参数、污染物落地浓度、附近机场净空要求等因素确定。火力发电厂的烟囱高度宜高于厂区内邻近最高建筑物高度的 2 倍,当低于 2 倍时,在预测污染物落地浓度时应包括建筑物尾流影响,必要时,可通过相应的风洞试验确定建筑物尾流影响。

21.2.6 排烟冷却塔的高度、出口内径、机组与排烟冷却塔配置关系应根据气象参数、污染物落地浓度等因素确定。

21.2.7 火力发电厂的储煤场应采取防治扬尘污染措施。位于湿润、低风速地区的火力发电厂煤场可采用喷洒等措施;位于大风干燥地区或环境要求敏感地区的火力发电厂煤场,可采用防风抑尘网或封闭式煤场等措施防治煤场扬尘污染。

21.2.8 灰渣和脱硫石膏应分区堆放。对于干灰场,应采用干灰加湿和在灰场分区分块碾压堆放的原则;对于湿灰场,应采取使灰面保持湿润的措施;对于灰场还应采取绿化等措施;灰场和脱硫石膏堆场堆满后应覆土碾压。

21.3 废水和温排水治理

21.3.1 设计中应优化水量平衡,应采用资源利用率高、污染物排放量少的清洁生产工艺,并应减少废水的排放量和控制废水中污染物的浓度。

21.3.2 各生产作业场所排出的各种废水和污水,应按清、污分流和一水多用的原则分类收集、处理和回用。

21.3.3 排水的水质应符合现行国家标准《污水综合排放标准》GB 8978 等的有关规定。不符合排放标准的废污水不得排入自然水体或任意处置。

21.3.4 火力发电厂厂区废水应经处理达标后集中对外排放。

21.3.5 火力发电厂宜选用干贮灰、渣方案。如采用水力贮灰方

式,灰场灰水宜回收复用。渣水应循环复用。

21.3.6 脱硫废水应经单独处理达到回用标准后回收利用。对于有水力除灰系统的火力发电厂宜用于冲灰,对于采用干除灰系统的火力发电厂可用于干灰调湿、灰场喷洒,不应对外排放。

21.3.7 采用地表水源和海水的直流或混流供水系统的火力发电厂,应采取防止温排水对受纳水域影响区内的主要水生物造成有害影响的措施。对于具有温排水利用条件的火力发电厂,设计中应为综合利用温排水创造条件。

21.4 灰渣和石膏治理及综合利用

21.4.1 除灰渣系统和石膏脱水系统设计应为综合利用创造条件。

21.4.2 灰渣和脱硫石膏严禁排入江、河、湖、海等水域。

21.4.3 灰场和石膏堆放场应根据贮存方式和当地水文地质条件,合理确定防渗措施,应符合现行国家标准《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》GB 18599 的有关规定。

21.4.4 灰场与居民集中区的距离应符合现行国家标准《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》GB 18599 的有关规定。

21.4.5 灰渣和石膏输送路径应避免穿越居民集中区,并应对输送车辆采取封闭措施。

21.4.6 火力发电厂的灰渣和石膏综合利用的数量和途径应根据灰渣和石膏综合利用市场调研结果等因素合理确定。

21.5 噪声防治

21.5.1 火力发电厂的噪声对周围环境的影响应符合现行国家标准《工业企业厂界环境噪声排放标准》GB 12348 和《声环境质量标准》GB 3096 的有关规定,施工期噪声应符合现行国家标准《建筑施工场界噪声限值》GB 12523 的有关规定。

21.5.2 火力发电厂的噪声应首先从声源上进行控制,应要求设

备供应商提供符合国家噪声标准要求的设备。对于声源上无法控制的生产噪声应采取噪声控制措施。

21.5.3 火力发电厂的噪声控制宜采取优化总平面布置设计、合理绿化等措施。

21.5.4 火力发电厂的噪声控制宜采取优化厂房围护结构设计、采用隔声效果好的围护材料和门窗等措施。

21.5.5 对于直接空冷火力发电厂宜选用低噪音风机,挡风墙内应加装隔音板等措施。

21.5.6 当湿式冷却塔噪声影响范围内有敏感目标时,冷却塔应采取通风消声器、隔声屏障等噪声治理措施。

21.5.7 对于噪声敏感建筑物处噪声达标的非敏感地区的火力发电厂,在符合当地规划要求以及采取噪声控制措施基础上,可在厂界外设置噪声卫生防护距离。

21.6 环境保护监测

21.6.1 火力发电厂应设置环境监测站,并应符合现行行业标准《火电厂环境监测技术规范》DL/T 414 的有关规定。

21.6.2 火力发电厂应安装烟气连续监测系统。监测项目和方法等应符合现行行业标准《固定污染源烟气排放连续监测技术规范》HJ/T 75 的有关规定。

21.6.3 火力发电厂烟气连续监测系统排放监测点宜设置在烟囱或每台炉脱硫后净烟气的烟道上。

21.6.4 火力发电厂(含湿灰场)废水外排口应装设水量水质监测装置,并应设置专门标志。当火力发电厂废水与循环水排入同一受纳水体时,在征得地方环境保护管理部门同意后,可合并对外排放,但应在合并前装设水量水质监测装置。

21.7 水土保持

21.7.1 火力发电厂水土保持设计应符合现行国家标准《开发建

设项目水土保持技术规范》GB 50433 的有关规定。火力发电厂水土流失防治应符合现行国家标准《开发建设项目水土流失防治标准》GB 50434 的有关规定。

21.7.2 火力发电厂应编制水土保持监测设计与实施计划,并应符合现行行业标准《水土保持监测技术规程》SL 277 的有关规定。

22 消防、劳动安全与职业卫生

22.1 基本规定

22.1.1 火力发电厂设计应符合现行国家标准《火力发电厂与变电站设计防火规范》GB 50229 的有关规定。

22.1.2 火力发电厂设计应认真贯彻“安全第一、预防为主、防治结合”的方针,新建、改建、扩建工程的劳动安全和职业卫生设施应与主体工程同时设计、同时施工、同时投入生产和使用。

22.1.3 在具有危险因素和职业病危害的场所应设置醒目的安全标志、安全色、警示标识。其设置应分别符合现行国家标准《安全标志及其使用导则》GB 2894、《安全色》GB 2893 和《工作场所职业病危害警示标识》GB 2158 的有关规定。

22.1.4 火力发电厂应设置劳动安全基层监测站和安全卫生教育用室,并应配备必要的仪器设备。

22.2 劳动安全

22.2.1 劳动安全设计应以安全预评价报告为依据,并应符合现行行业标准《火力发电厂劳动安全和工业卫生设计规程》DL 5053 的有关规定。

22.2.2 火力发电厂设计中应根据劳动安全的法律、法规、国家标准的有关规定对危险因素进行分析、对危险区域进行划分,并应采取相应的防护措施。

22.2.3 火力发电厂的生产车间、作业场所、辅助建筑、附属建筑、生活建筑和易燃易爆的危险场所以及地下建筑物应设计防火分区、防火隔断、防火间距、安全疏散和消防通道。其设计应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016 和《火力发电厂与变电

站设计防火规范》GB 50229 的有关规定。

22.2.4 火力发电厂的安全疏散设施应有充足的照明和明显的疏散指示标志。

22.2.5 对有爆炸危险的电气设施、工艺系统及设备、厂房等应按不同类型的爆炸源和危险因素采取相应的防爆防护措施。防爆设计应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016 和《爆炸和火灾危险环境电力装置设计规范》GB 50058 的有关规定。

22.2.6 电气设备的布置应满足带电设备的安全防护距离要求，并应采取隔离防护和防止误操作的措施；应采取防止雷击和安全接地等措施。其设计应符合国家现行标准《3~110kV 高压配电装置设计规范》GB 50060、《建筑物防雷设计规范》GB 50057 和《高压配电装置设计技术规程》DL/T 5352 的有关规定。

22.2.7 预防机械伤害和坠落应采取设置防护罩、安全距离、防护栏杆、防护盖板、警告报警设施等措施。预防机械伤害和坠落设计应符合现行国家标准《生产设备安全卫生设计总则》GB 5083 和《机械安全 防护装置 固定式和活动式防护装置设计与制造一般要求》GB/T 8196 等的有关规定。

22.2.8 预防厂内车辆伤害事故应采取限速、限制通行、设置警示牌等措施。

22.3 职业卫生

22.3.1 职业卫生设计应以职业病危害预评价报告为依据，并应符合现行行业标准《火力发电厂劳动安全和工业卫生设计规程》DL 5053 的有关规定。

22.3.2 火力发电厂设计中应根据国家职业病防治的法律、法规，国家标准对危害因素进行分析，并应采取相应的防护措施。

22.3.3 火力发电厂的卸煤系统、贮煤系统、运煤系统、锅炉系统、除灰系统、脱硫石灰石粉制备系统等处应设置防止粉尘飞扬的设施，应根据煤(灰)尘中游离二氧化硅含量进行防排尘设计，工作场

所空气中含尘浓度应符合国家现行有关工业企业设计卫生和工作场所有害因素职业接触限值的规定。

22.3.4 火力发电厂设计中,对于加氯系统、六氟化硫高压开关室及六氟化硫高压开关检修室、脱硝系统液氨贮存区、催化剂工作区、汽轮机调速系统和旁路系统(控制油采用抗燃油时)等贮存和产生有害气体或腐蚀性介质的场所,以及使用含有对人体有害物质的仪器和仪表设备,应设置相应的防毒及防化学伤害的安全防护设施。

22.3.5 锅炉房、汽机房和运煤系统等噪声的控制应首先从声源上进行控制,对较大的噪声源应采取隔声、消声、吸声等控制措施。防治噪声设计应符合现行国家标准《工业企业噪声控制设计规范》GBJ 87 等的有关规定。

22.3.6 预防振动应首先从振动源上进行控制,并应采取隔振、减振等措施。预防振动设计应符合现行国家标准《动力机器基础设计规范》GB 50040 等的有关规定。

22.3.7 火力发电厂防低温、防高温、防潮的设计应按国家现行有关规定采取措施。火力发电厂的地下卸煤沟、运煤隧道及地下转运站等应设置防潮设施。

22.3.8 对于有放射性源的生产工艺或场所应采取防电离辐射措施。其防护设计应符合现行国家标准《放射卫生防护基本标准》GB 4792 的有关规定。

22.3.9 产生工频电磁场的电气设备应采取必要的防护措施。

附录 A 机组设计标准煤耗率的计算方法

A.1 纯凝汽式机组

A.1.1 纯凝汽式机组的设计发电标准煤耗率应按下列公式计算：

$$b_{\text{in}} = \frac{0.123}{\eta_{\text{in}}} \times 10^5 \quad (\text{A.1.1-1})$$

$$\eta_{\text{in}} = \eta_{\text{qn}} \eta_{\text{gl}} \eta_{\text{gd}} \times 10^{-4} \quad (\text{A.1.1-2})$$

$$\eta_{\text{qn}} = \frac{3600}{q_{\text{jrn}}} \times 100 \quad (\text{A.1.1-3})$$

式中： b_{in} ——纯凝汽机组的设计发电标准煤耗率[g/(kW·h)]；

η_{in} ——纯凝汽机组的设计发电热效率(%)；

η_{gl} ——锅炉效率，取用锅炉设备技术协议中明确的锅炉效率保证值(按低位热值效率)(%)；

η_{gd} ——管道效率，取 99%；

η_{qn} ——纯凝汽机组的汽轮发电机组热效率(%)；

q_{jrn} ——纯凝汽机组的汽轮发电机组设计热耗率，取用汽轮机设备技术协议中明确的热耗率验收工况所对应的热耗率保证值[kJ/(kW·h)]。

A.1.2 纯凝汽式机组的设计供电标准煤耗率应按下列公式计算：

$$b_{\text{gn}} = \frac{b_{\text{in}}}{1 - \frac{e}{100}} \quad (\text{A.1.2})$$

式中： b_{gn} ——纯凝汽机组的设计供电标准煤耗率[g/(kW·h)]；

e ——纯凝汽机组的厂用电率(%)。

A.2 供热式机组

A.2.1 供热式机组在纯凝汽工况运行时的设计发电和供电标准

煤耗率应按本规范第 A.1 节对应的公式计算。

A.2.2 供热式机组在额定供热工况运行时的设计发电标准煤耗率应按下列公式计算：

$$b_{tr} = \frac{0.123}{\eta_{tr}} \times 10^5 \quad (\text{A.2.2-1})$$

$$\eta_{tr} = \eta_{qr} \eta_{gr} \eta_{gd} \times 10^{-4} \quad (\text{A.2.2-2})$$

$$\eta_{qr} = \frac{3600}{q_{jrr}} \times 100 \quad (\text{A.2.2-3})$$

式中： b_{tr} ——额定供热工况运行时的设计发电标准煤耗率[g/(kW·h)]；

η_{tr} ——供热机组的设计发电热效率(%)；

η_{qr} ——额定供热工况运行时的汽轮发电机组热效率(%)；

q_{jrr} ——额定供热工况运行时的汽轮发电机组设计热耗率，取用汽轮机设备技术协议中明确的额定供热工况所对应的热耗率保证值[kJ/(kW·h)]。

A.2.3 供热式机组在额定供热工况运行时的设计供电标准煤耗率按下式计算：

$$b_{gr} = \frac{b_{tr}}{1 - \frac{e_d}{100}} \quad (\text{A.2.3})$$

式中： b_{gr} ——额定供热工况运行时的设计供电标准煤耗率[g/(kW·h)]；

e_d ——额定供热工况运行时的火力发电厂用电率(%)。

A.2.4 供热式机组的设计供热标准煤耗率按下式计算：

$$b_r = \frac{34.16}{\eta_{gr} \eta_{gd} \eta_{hs}} \times 10^6 \quad (\text{A.2.4})$$

式中： b_r ——设计供热标准煤耗率(kg/GJ)；

η_{hs} ——热网首站的换热效率(%)。

本规范用词说明

1 为便于在执行本规范条文时区别对待,对要求严格程度不同的用词说明如下:

1)表示很严格,非这样做不可的:

正面词采用“必须”,反面词采用“严禁”;

2)表示严格,在正常情况下均应这样做的:

正面词采用“应”,反面词采用“不应”或“不得”;

3)表示允许稍有选择,在条件许可时首先应这样做的:

正面词采用“宜”,反面词采用“不宜”;

4)表示有选择,在一定条件下可以这样做的,采用“可”。

2 条文中指明应按其他有关标准执行的写法为“应符合……的规定”或“应按……执行”。

引用标准名录

- 《建筑地基基础设计规范》GB 50007
- 《混凝土结构设计规范》GB 50010
- 《建筑抗震设计规范》GB 50011
- 《室外给水设计规范》GB 50013
- 《建筑设计防火规范》GB 50016
- 《采暖通风与空气调节设计规范》GB 50019
- 《室外给水排水和燃气热力工程抗震设计规范》GB 50032
- 《动力机器基础设计规范》GB 50040
- 《工业建筑防腐蚀设计规范》GB 50046
- 《工业循环冷却水处理设计规范》GB 50050
- 《烟囱设计规范》GB 50051
- 《建筑物防雷设计规范》GB 50057
- 《爆炸和火灾危险环境电力装置设计规范》GB 50058
- 《3~110kV 高压配电装置设计规范》GB 50060
- 《电力装置的电测量仪表装置设计规范》GB/T 50063
- 《交流电气装置的接地设计规范》GB/T 50065
- 《给水排水工程构筑物结构设计规范》GB 50069
- 《石油库设计规范》GB 50074
- 《工业循环水冷却设计规范》GB/T 50102
- 《火灾自动报警系统设计规范》GB 50116
- 《石油化工企业设计防火规范》GB 50160
- 《电子信息系统机房设计规范》GB 50174
- 《氢气站设计规范》GB 50177
- 《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183

《构筑物抗震设计规范》GB 50191
 《河港工程设计规范》GB 50192
 《民用闭路监视电视系统工程技术规范》GB 50198
 《电力工程电缆设计规范》GB 50217
 《建筑内部装修设计防火规范》GB 50222
 《建筑工程抗震设防分类标准》GB 50223
 《火力发电厂与变电站设计防火规范》GB 50229
 《电力设施抗震设计规范》GB 50260
 《堤防工程设计规范》GB 50286
 《出入口控制系统工程设计规范》GB 50396
 《开发建设项目水土保持技术规范》GB 50433
 《开发建设项目水土流失防治标准》GB 50434
 《厂矿道路设计规范》GBJ 22
 《工业企业噪声控制设计规范》GBJ 87
 《标准电压》GB/T 156
 《高压输变电设备的绝缘配合》GB 311.1
 《高压输变电设备的绝缘配合使用导则》GB/T 311.2
 《发电用汽轮机参数系列》GB/T 754
 《旋转电机 定额和性能》GB 755
 《电力变压器 第1部分 总则》GB 1094.1
 《电力变压器 第2部分 温升》GB 1094.2
 《电力变压器 第3部分:绝缘水平、绝缘试验和外绝缘空气间隙》GB 1094.3
 《电力变压器 第4部分:电力变压器和电抗器的雷电冲击和操作冲击试验导则》GB 1094.4
 《电力变压器 第5部分:承受短路的能力》GB 1094.5
 《电力变压器 第7部分:油浸式电力变压器负载导则》GB/T 1094.7
 《工作场所职业病危害警示标识》GB 2158

《安全色》GB 2893
 《安全标志及其使用导则》GB 2894
 《环境空气质量标准》GB 3095
 《声环境质量标准》GB 3096
 《地面水环境质量标准》GB 3838
 《放射卫生防护基本标准》GB 4792
 《工业自动化仪表气源压力范围和质量》GB 4830
 《生产设备安全卫生设计总则》GB 5083
 《固定式发电用汽轮机规范》GB/T 5578
 《生活饮用水卫生标准》GB 5749
 《核电厂环境辐射防护规定》GB 6249
 《三相油浸式电力变压器技术参数和要求》GB/T 6451
 《隐极同步发电机技术要求》GB/T 7064
 《同步电机励磁系统 定义》GB/T 7409.1
 《同步电机励磁系统 电力系统研究用模型》GB/T 7409.2
 《同步电机励磁系统 大中型同步发电机励磁系统技术要求》
 GB/T 7409.3
 《机械安全 防护装置 固定式和活动式防护装置设计与制造
 一般要求》GB/T 8196
 《污水综合排放标准》GB 8978
 《火力发电机组及蒸汽动力设备水汽质量》GB/T 12145
 《工业企业厂界环境噪声排放标准》GB 12348
 《建筑施工场界噪声标准》GB 12523
 《火电厂大气污染物排放标准》GB 13223
 《继电保护和安全自动装置技术规程》GB/T 14285
 《会议系统电及音频的性能要求》GB/T 15381
 《环境保护图形标志 排放口(源)》GB 15562.1
 《大气污染物综合排放标准》GB 16297
 《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》GB 18599

《室内空气质量标准》GB 18883
 《取水定额》GB/T 18916
 《城市污水再生利用 城市杂用水水质》GB/T 18920
 《电气/电子/可编程电子安全相关系统的功能安全》GB/T 20438
 《过程工业领域安全仪表系统的功能安全》GB/T 21109
 《变频器供电笼型感应电动机设计和性能导则》GB/T 21209
 《火力发电厂试验、修配设备及建筑面积配置导则》DL/T 5004
 《火力发电厂总图运输设计技术规程》DL/T 5032
 《火力发电厂灰渣筑坝设计规范》DL/T 5045
 《火力发电厂劳动安全和工业卫生设计规程》DL 5053
 《水工混凝土结构设计规范》DL/T 5057
 《火力发电厂化学设计技术规程》DL/T 5068
 《火力发电厂保温油漆设计规程》DL/T 5072
 《水工建筑物抗震设计规范》DL/T 5073
 《火力发电厂制粉系统设计计算技术规定》DL/T 5145
 《火力发电厂厂用电设计技术规定》DL/T 5153
 《水电枢纽工程等级划分及设计安全标准》DL 5180
 《水工隧洞设计规范》DL/T 5195
 《火力发电厂煤和制粉系统防爆设计技术规程》DL/T 5203
 《火力发电厂燃烧系统设计计算技术规程》DL/T 5240
 《高压配电装置设计技术规程》DL/T 5352
 《火力发电厂和变电站照明设计技术规定》DL/T 5390
 《电力工程地下金属构筑物防腐技术导则》DL/T 5394
 《火电厂环境监测技术规范》DL/T 414
 《大容量煤粉燃烧锅炉炉膛选型导则》DL/T 831
 《电力工业锅炉压力容器监察规程》DL 612
 《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》DL/T 620
 《远动设备及系统 第 5-101 部分:传输规约 基本远动任务配

套标准》DL/T 634.5101

《远动设备及系统 第5-104部分:传输规约 采用标准传输协议子集的 IEC 60870-5-101 网络访问》DL/T 634.5104

《电力工业锅炉压力容器检验规程》DL 647

《火力发电厂凝汽器管选材导则》DL/T 712

《火力发电厂汽轮机防进水和冷蒸汽导则》DL/T 834

《火力发电厂停(备)用热力设备防锈蚀导则》DL/T 956

《电站锅炉安全阀应用导则》DL/T 959

《电网运行准则》DL/T 1040

《核设施环境保护管理导则 放射性固体废物浅地层处置环境影响报告书的格式与内容》HJ/T 5.2

《辐射环境保护管理导则 核技术应用项目环境影响报告书(表)的内容和格式》HJ/T 10.1

《固定污染源烟气排放连续监测技术规范》HJ/T 75

《海港总平面设计规范》JTJ 211

《水运工程抗震设计规范》JTJ 225

《海港工程混凝土结构防腐蚀技术规范》JTJ 275

《水土保持监测技术规程》SL 277

中华人民共和国国家标准

中型火力发电厂设计规范

GB 50660 - 2011

条文说明

制 定 说 明

本规范是在现行行业标准《火力发电厂设计技术规程》DL 5000—2000 的基础上,总结了近几年来火电厂的设计实践经验和研究成果,结合我国电力体制改革和投资体制改革后的新情况,对火电厂在功能和性能方面提出基本要求的国家标准。

本规范编制遵循的主要原则如下:

1. 统一名词定义和有关的计算方法、测量方法;
2. 对火电厂的整体性能和各系统功能提出必须达到的基本要求;
3. 积极贯彻国家节约能源、节约资源和环境保护的方针,提出先进的技术指标;
4. 积极采用成熟的先进技术,对于多种工艺系统方案,指明各种系统的适用条件,供设计单位结合具体工程情况进行选择;
5. 注重与国内相关标准的协调,本规范中涉及的一些内容,在国家现行标准中已有明确规定的内容,仅指明应符合相关标准的有关规定,并写出标准的名称和编号,不抄写其内容;
6. 注意了解、吸收相关的国际标准的内容。

本规范涉及面广,需要分析和研究的问题多,编制组对其中一些关键技术问题进行了调查和专题研究,共形成 65 个调研和专题研究报告,具体内容如下:

1. 放射性物质贮存场地安全防护范围调研报告;
2. 重点文物保护单位、风景名胜区、自然保护区、湿地保护区、水源地保护区的范围调研报告;
3. 凝汽式电厂与大中城市规划及环境保护的关系调研报告;
4. 火车卸煤设施专题报告;

5. 煤场和干煤贮存设施专题报告;
6. 运煤系统的设计出力专题报告;
7. 石灰石二级筛碎设备专题报告;
8. 机组额定功率定义研究报告;
9. 超临界、超超临界机组再热蒸汽系统压降和温降选择的优化专题报告;
10. 采用无油或少油点火技术对燃油系统设计容量选择的影响专题报告;
11. 回转空气预热器防腐防堵技术使用条件分析专题报告;
12. 布袋除尘器在我国大中型电站锅炉上使用现状和现阶段推广使用条件分析专题报告;
13. 除灰系统空压机系统与全厂压缩空气系统统一设计专题研究报告;
14. 炉底渣处理系统中的气力输渣系统专题研究报告;
15. 大型机组炉底渣处理系统中的风冷式钢带机输渣系统专题调研报告;
16. 国内已运行的部分湿法、半干法烟气脱硫工艺装置脱硫经济指标及可靠性专题研究报告;
17. 300MW、600MW、1000MW 脱硫增压风机型式、容量、台数选择专题研究报告;
18. 湿法烟气脱硫工艺 GGH 型式分析专题研究报告;
19. 国内已运行的部分烟气脱硝装置经济指标分析及可靠性运行可靠性专题研究报告;
20. 600MW 以上超临界及超超临界机组旁路系统选择专题研究报告;
21. 给水系统配置专题研究报告;
22. 600MW 及以上机组真空泵设置专题研究报告;
23. 大中型火力发电机组各项水汽损失专题报告;
24. 大中型火力发电机组凝结水精处理系统调查专题报告;

25. 火力发电厂再生水再利用调查专题报告；
26. 海滨电厂海水淡化专题研究报告；
27. 多机一控方式的设计研究报告；
28. 辅助车间系统监控点设置和控制网络的设计研究报告；
29. CFB 锅炉仪表与控制系统研究报告；
30. 厂级监控信息系统(SIS)的规模与功能调研报告；
31. 功能安全系统的应用研究报告；
32. 全厂转动机械监测与故障诊断系统的设置调研报告；
33. 飞灰含碳量测量装置的设置调研报告；
34. 入炉煤粉在线分析系统的设置调研报告；
35. 火电厂计算机集成生产系统的研究报告；
36. 风粉在线监测系统的设置调研报告；
37. 大屏幕与等离子电视的设置调研报告；
38. 机组级自启停系统的设置调研报告；
39. 机组负荷控制与 AGC、RTU 的接口调研报告；
40. 汽机电液控制系统(DEH)与电力系统的接口调研报告；
41. 机组控制系统物理分散布置调研报告；
42. 等离子点火与少油点火控制系统的设置调研报告；
43. 超超临界机组高温高压测量仪表的设计选型报告；
44. 厂用变有载调压选择对发电机进相运行影响研究报告；
45. 大容量机组发电机出口装设断路器时高压备用电源设置方案及主变压器、高压厂用变压器和高压备用变压器的调压方式研究报告；
46. 火力发电厂 600MW 级及以上发电机主变压器额定容量选择研究报告；
47. 火力发电厂电气监控管理系统研究报告；
48. 交流不间断电源的选择和配置研究报告；
49. 发电机组进相运行时高压厂用母线电压水平调研报告；
50. 再生水回用到发电厂的可靠性及备用水源的设置研究报告；

51. 水库作为电厂水源时的设计校核标准调研报告；
52. 火力发电厂供水保证率专题研究报告；
53. 大型空冷系统调研报告；
54. 火力发电厂耗水指标调研报告；
55. 冷却塔和空冷系统噪音控制调研报告；
56. 干式贮灰场设计运行调研报告；
57. 600MW 汽机基础模型试验调查报告；
58. 圆形煤场设计情况调研报告；
59. 电厂建筑材料选用与使用效果的调查报告；
60. 严寒地区火电厂采暖热媒的选择调研报告；
61. 地下卸煤沟通风除尘方式调研报告；
62. 电厂电制冷与吸收式制冷适用条件的综合分析报告；
63. 热电厂灰渣和石膏综合利用情况调研报告；
64. 火电厂主厂房和冷却塔噪声治理措施调研报告；
65. 灰场防扬尘的防护距离专题报告。

随着我国经济的快速发展和改革开放的不断深入,我国的电力工业已发生了巨大的变化。电力体制改革实现了厂网分开和电源投资主体的多元化,投资电源的积极性得到了释放;电力相关新技术的研发和应用步伐明显加快,新技术成果的应用得到了投资方、项目法人和设计单位的高度重视。特别是为了贯彻落实科学发展观、建设资源节约型和环境友好型社会的要求,火电机组在节能、节水、环保等方面有了很大的技术进步。为使本规范适应新的电力管理体制和新技术的发展要求,与现行电力行业标准《火力发电厂设计技术规程》DL 5000—2000 相比,本规范在内容上主要有以下变化:

1. 本规范在对当前火电工程的最新技术进行了全面总结的基础上,使内容上适应当前火电技术以及未来的技术发展趋势,适应大容量、高参数机组的设计要求。

2. 本规范在对火电工程相关节约能源、节约资源和环境保护

技术方面进行了专题研究的基础上,新增了相关的章节和条文,引导火电工程设计要注重节约能源和资源。

3. 在厂网分开、电源投资主体多元化的形势下,本规范新增电力系统对火力发电厂要求的内容,强化了在火电厂的设计中,为保证电力系统安全稳定运行必须考虑的因素,有利于协调电网和电厂的关系,为电力系统的安全稳定运行创造条件。

4. 本规范条款中,对于多样性的技术方案强调要结合具体工程的情况确定,有利于发挥工程设计人员的创新思维,使工程设计更加符合业主要求和工程的具体情况,同时,有利于火电工程的设计创新。

由于多种原因,本规范中尚存在一些有待以后解决的问题,具体内容如下:

1. 在本规范“电力系统对火力发电厂的要求”一章中,对火电厂在电网中的不同地位和作用等提出了要求,但由于目前国内电网中尚未明确过哪些项目为调峰机组或黑启动机组,因此,针对特殊地位和作用的机组在机组类型选择、主机设备选择、控制系统配置等方面的相关设计要求没有明确,有待以后结合工程实践经验,对该部分内容进行深入研究。

2. 本规范编制过程中,对火电机组的额定功率定义进行了研究,提出了按 IEC 标准采用年平均水温对应的背压确定机组额定功率的建议。但由于国内部分专家认为这不符合我国近二十多年的电网调度习惯,并与现行国家标准《固定式发电用汽轮机规范》GB/T 5578—2007 的规定产生矛盾。因此,本规范仅对空冷机组的额定功率定义按照 IEC 标准进行了规定,湿冷机组额定功率定义仍然维持按照现行国家标准《固定式发电用汽轮机规范》GB/T 5578—2007 的规定。建议相关单位在国家标准《固定式发电用汽轮机规范》GB/T 5578—2007 修订时,对火电机组的额定功率定义问题进行深入地研究。

3. 在本规范“信息系统”一章中,对目前在火电厂中已有工程

实践的一些主要信息系统提出了设计要求,但对目前社会广泛关注的“数字化电厂”有关内容,由于缺少工程实践经验、行业内尚未达成共识,本规范中未明确设计要求,有待以后结合工程实践经验对该部分内容进行深入研究。

为了便于广大设计、施工、运行等单位的有关人员在使用本规范时能正确理解和执行条文规定,编制组按照章、节、条顺序编写了本规范的条文说明,但是,条文说明不具备与规范正文同等的法律效力,仅供使用者作为理解和把握规范规定的参考。

目 次

4	总体规划	(225)
4.1	基本规定	(225)
4.2	厂区外部规划	(225)
4.3	厂区规划及总平面布置	(228)
5	机组选型	(231)
5.1	机组参数	(231)
5.2	主机选型	(231)
5.3	主机容量匹配	(232)
5.4	机组设计性能指标计算	(233)
6	主厂房区域布置	(234)
6.1	基本规定	(234)
6.2	汽机房及除氧间布置	(234)
6.3	煤仓间布置	(236)
6.4	锅炉布置	(237)
6.5	集中控制室和电子设备间	(238)
6.6	烟气脱硫设施布置	(239)
6.8	维护检修	(239)
6.9	综合设施要求	(240)
7	运煤系统	(241)
7.1	基本规定	(241)
7.2	卸煤设施	(241)
7.3	贮煤设施	(244)
7.4	带式输送机	(245)
7.5	筛、碎设备	(246)

7.6	混煤设施	(246)
7.7	循环流化床锅炉运煤系统	(246)
7.8	循环流化床锅炉石灰石及其制粉系统	(247)
7.9	运煤辅助设施	(248)
8	锅炉设备及系统	(249)
8.1	锅炉设备	(249)
8.2	煤粉制备	(250)
8.3	烟风系统	(254)
8.4	烟气除尘及排放系统	(257)
8.6	点火及助燃燃料系统	(259)
8.7	锅炉辅助系统	(261)
8.8	启动锅炉	(262)
8.9	循环流化床锅炉系统	(263)
9	除灰渣系统	(266)
9.1	基本规定	(266)
9.2	除渣系统	(266)
9.3	除灰系统	(270)
9.4	厂外输送系统	(270)
9.6	贮灰场	(271)
10	烟气脱硫系统	(273)
10.1	基本规定	(273)
10.3	二氧化硫吸收系统	(275)
10.4	烟气系统	(276)
11	烟气脱硝系统	(279)
11.1	基本规定	(279)
11.3	烟气脱硝反应系统	(280)
11.4	氨/空气混合及喷射系统	(281)
12	汽轮机设备及系统	(282)
12.1	汽轮机设备	(282)

12.2	主蒸汽、再热蒸汽和旁路系统	(283)
12.3	给水系统	(283)
12.4	除氧器及给水箱	(286)
12.5	凝结水系统	(286)
12.7	辅机冷却水系统	(287)
12.9	凝汽器及其辅助设施	(287)
13	水处理系统	(290)
13.1	水质及水的预处理	(290)
13.2	水的预脱盐	(291)
13.3	锅炉补给水处理	(292)
13.4	汽轮机组的凝结水精处理	(292)
13.5	冷却水处理	(294)
13.6	热力系统的化学加药和水汽取样	(295)
13.7	热网补给水及生产回水处理	(295)
13.8	废水处理	(295)
14	信息系统	(296)
14.2	全厂信息系统的总体规划	(296)
14.3	厂级监控信息系统	(296)
14.8	门禁管理系统	(299)
15	仪表与控制	(300)
15.1	基本规定	(300)
15.2	自动化水平	(300)
15.3	控制方式及控制室	(300)
15.4	检测与仪表	(301)
15.5	报警	(301)
15.6	机组保护	(302)
16	电气设备及系统	(304)
16.1	发电机与主变压器	(304)
16.2	电气主接线	(307)

16.3	交流厂用电系统	(309)
16.4	直流系统及交流不间断电源	(314)
16.5	高压配电装置	(317)
16.6	电气监测及控制	(317)
16.7	元件继电保护	(321)
16.8	照明系统	(321)
16.9	电缆选择与敷设	(322)
16.10	接地系统	(322)
16.12	调度自动化系统子站	(322)
17	水工设施及系统	(323)
17.1	基本规定	(323)
17.2	水源和水务管理	(323)
17.3	供水系统	(323)
17.4	取水建(构)筑物	(324)
17.5	管道和沟渠	(325)
17.6	湿式冷却塔	(325)
17.8	空冷系统	(325)
18	辅助及附属设施	(327)
19	建筑与结构	(328)
19.1	基本规定	(328)
19.2	抗震设计	(328)
19.3	建筑设计	(328)
19.4	地基与基础	(329)
19.5	主厂房结构	(330)
19.6	烟囱	(330)
19.7	运煤建(构)筑物	(330)
19.8	水工建(构)筑物	(331)
19.9	空冷凝汽器支撑结构	(331)
20	采暖、通风和空气调节	(332)

20.1	基本规定	(332)
20.2	主厂房	(334)
20.3	电气建筑与电气设备	(337)
20.4	运煤建筑	(339)
20.5	化学建筑	(340)
20.6	其他辅助建筑及附属建筑	(340)
20.7	厂区制冷站、加热站及管网	(340)
21	环境保护和水土保持	(342)
21.2	大气污染防治	(342)
21.3	废水和温排水治理	(342)
21.4	灰渣和石膏治理及综合利用	(342)
21.5	噪声防治	(343)
21.6	环境保护监测	(344)
22	消防、劳动安全与职业卫生	(345)
22.1	基本规定	(345)

4 总体规划

4.1 基本规定

4.1.2 本条系根据国家“十分珍惜和合理利用每一寸土地,切实保护耕地”的基本国策,强调火力发电厂总体规划应贯彻节约集约用地的原则,并通过设计优化,采用先进节地技术,以及采取相应的节约集约用地措施,达到节约土地资源的目的。

4.1.3 本条系根据火力发电厂多年的建设经验,归纳提出了火力发电厂总体规划应考虑的各项原则要求。

4.1.6 本条是根据《国务院批转发展改革委、电监会关于加强电力系统抗灾能力建设若干意见的通知》(国发〔2008〕20号)第一条第五款“电力设施选址要尽量避开自然灾害易发区……确实无法避开的要采取相应防范措施”和国土资源部《建设项目用地预审管理办法》(国土资源部令第7号)第六条第四款“单独选址的建设项目,拟占用的地质灾害防治规划确定的地质灾害易发区内土地的,还应当提供地质灾害危险性评估报告”的规定制定的。

4.1.8 本条是根据现行国家标准《火力发电厂与变电站设计防火规范》GB 50229—2006第3.0.1条制定的。第2款,液氨的爆炸极限15.7%~27.4%,闪点45℃~61℃,在生产过程中的火灾危险性等级属乙类二级。

4.2 厂区外部规划

4.2.1 火力发电厂的厂外部分规划,主要是指厂区外一些设施的合理布置。厂区外部规划是在选定厂址并落实厂内各个主要工艺系统的基础上进行的,因此,应在已定的厂址条件和工艺系统的基础上,根据火力发电厂的规划容量全面研究、统筹规划,以达到优

化设计的目标。

4.2.2

1 本款是根据现行国家标准《核电厂环境辐射防护规定》GB 6249—86“在核电厂周围设置限制区,限制区的半径(以反应堆为中心)一般不得小于 5km,在限制区内不得兴建、扩建大的企事业单位”的规定制定的。

4 本款是根据《核设施环境保护管理导则 放射性固体废物浅层处置环境影响报告书的格式与内容》HJ/T 5.2—93“核电站低中放废物处置场的评价半径范围为 10km”的规定制定的。

5 本款是根据《辐射环境保护管理导则 核技术应用项目环境影响报告书(表)的内容和格式》HJ/T 10.1—1995“对于同位素应用项目,甲级项目的评价半径范围为 3km,乙级项目的评价半径范围为 1km,对于密封源应用和射线装置,其评价半径范围为 0.5km”的规定制定的。

4.2.3

2 考虑到电厂规模越来越大、取水构筑物的重要程度以及水库溃坝或失事后造成火力发电厂长时间停机的严重后果,当仅以水库作为水源时,水库应按电厂取水构筑物考虑,水库的防洪标准应不低于 100 年一遇设计、1000 年一遇校核。

4.2.4 厂外各种管线包括输煤皮带等的规划布置,既要满足城乡规划和土地利用总体规划的要求,也要尽可能节约集约用地,方便施工和维护。有条件时,沿现有公路布置可以利用现有公路,便于施工,也有利于维护检修。直埋管线除检查井区域为永久性征地外,其他地段用地在施工期间按临时租地办理手续,施工完成后应退耕。

4.2.5 本条系将厂外交通运输部分有关内容进行汇总。

1 本款是根据铁道部《关于进一步做好铁路专用线接轨有关工作的意见》(铁运函〔2007〕714 号)中“严格控制在繁忙干线和时速 200 公里及以上客货混跑干线上新建铁路专用线。确需新建

的,原则上采用铁路专用线与正线立交疏解的接轨方案,尽量避免或减少铁路专用线作业对正线行车安全和运输能力的影响”的规定制定的。

2 本款是根据铁道部《关于进一步做好铁路专用线接轨有关工作的意见》(铁运函〔2007〕714号)中“新建铁路专用线原则上不设路企交接场(站),减少中间作业环节,加速车辆周转,提高运输效率”的规定制定的。

3 按照铁道部“关于推进路企直通运输的指导意见”(铁运〔2008〕12号)的要求,一般火力发电厂厂内铁路配线的设置均可满足整列直达、路企直通到发作业的要求,因此,除在铁路接轨站存在折角运输外,在接轨站增加股道属于重复建设,既不符合节约集约用地的要求,又增加了工程投资,故提出本款规定。

6 紧邻大型煤矿坑口的火力发电厂,其燃煤主要依托1个或2个煤矿,是一对一的关系,当距离等条件合适时,采用皮带运输是最合理的。火力发电厂依托若干个煤矿,矿点较为分散,可选择铁路、公路、皮带或多种运输相结合的方式。因此,运输方式的选择应进行比较论证,有多种运输方式相结合时,还应提出合理运量的比例。

7 火力发电厂运煤专用道路的设计标准是根据《厂矿道路设计规范》GBJ 22,并结合2000年以来国内25个电厂实际运行经验的调查情况为依据确定的。表4.2.5中交通量已折算为标准车型,载重大于14t的运煤汽车折算系数为3.0,交通量系指折算后的重车和空车之和。

4.2.7 为了节约集约用地和减少建设费用,应充分利用既有防洪(涝)设施,同时宜根据自然条件和安全要求,适当选择泄洪沟(渠)、防洪堤或结合厂区围墙基础修筑挡水设施。

根据《中华人民共和国河道管理条例》,各江河流域管理机构及省、自治区、直辖市的河道主管机关根据堤防的重要程度、堤基土质条件等,对其管辖范围内的各流域堤防安全保护区的范围在

相应的河道管理条例中均有明确规定,应严格执行。

4.3 厂区规划及总平面布置

4.3.1 本条根据火力发电厂工艺流程的特点规定了厂区规划的原则。对厂前建筑设施宜采用集中布置的要求是基于近年来为进一步节约集约用地,控制工程造价,在取消独立的厂前区后,厂区附属建筑已大量减少并与一些生产附属建筑协调布置的经验提出的。厂前建筑主要是指生产行政综合楼、检修宿舍、值班宿舍、职工食堂及浴室等。

4.3.2

1 采用直流供水时,为缩短循环水进、排水管沟,减少基建投资和节约能耗,主厂房宜布置在靠近水源地。

直接空冷系统的空冷凝汽器,一般布置在汽机房 A 列柱外侧场地上。空冷凝汽器一般顺汽机房纵向排列,其冷却效果受夏季高温、大风的风向和主厂房挡风的气流变化影响很大,因此,设计时应充分考虑主厂房的朝向。

4 本款明确了应综合考虑煤尘及液氨挥发气体对厂区及周边居民的可能影响。

6 火力发电厂所需氢气、燃油特别是液氨为易挥发的易燃易爆有害物质,故应单独分区布置。

4.3.4

2 空冷散热器要定期冲洗,视污染情况不同而定,一般一年内会有 1 次~2 次,每次冲洗时会有脏水从风机口落下,理论上讲,对变压器绝缘存在不利影响,但可以在空冷散热器冲洗后及时对变压器或导线进行冲洗。经调研,国内已投运的直接空冷机组火力发电厂其绝大部分变压器等电气设施布置在空冷平台下,且多年运行情况良好。若变压器等布置到空冷平台外,电气设备间联接母线增长较多,且用地大、投资高。故从节约集约用地及降低工程造价考虑,推荐在空冷平台下布置变压器等电气设施。

4.3.5 排烟冷却塔在国外应用较多,尤其在德国,不论在北部沿海还是在内陆,都有不少 600MW 和 1000MW 等级机组的火力发电厂采用排烟冷却塔。目前国内采用排烟冷却塔的火力发电厂也有不断增多的趋势。结合国外考察和国内相关项目的研究经验,排烟冷却塔宜靠近引风机及烟气脱硫装置布置,有利于缩短烟道和循环水管线长度,减少工程费用。

4.3.7

1 根据铁道部《关于进一步做好铁路专用线接轨有关工作的意见》(铁运函〔2007〕714 号)和《关于推进路企直通运输的指导意见》(铁运〔2008〕12 号)的规定,为减少中间作业环节,加速车辆周转,提高运输效率,厂内铁路卸煤应采用机械化、自动化装卸设备,并具备整列装卸、整列到发和路企直通运输的技术条件。因此,按照节约用地和降低工程投资的原则,厂内铁路配线宜满足路网机车整列牵引进厂和排空的条件。

4 本款明确了厂内铁路配线有效长度的设置原则。为满足国铁大宗货物的运输需要,铁道部制定了可满足大宗货物列车在运输通路各站停留和到发作业铁路配线的有效长度;如满足相邻线路牵引质量为 5000t 时的国铁各中间停留站或到发作业线的有效长度为 1050m。而燃煤火力发电厂为品种单一的煤炭运输,厂内卸煤线的有效长度能够满足相邻线路牵引质量为 5000t(或其他技术标准)整列直达煤列在厂内卸煤线进行到发作业的需要即可,没有必要要求厂内卸煤线有效长度与国铁接轨站的有效长度相统一,即也为 1050m。根据对近年来建成投运的 60 余项燃煤火力发电厂厂内铁路运行状况的实际调研结果,满足牵引质量为 5000t、车辆 C60 系列的整列直达煤列在厂内卸煤线进行到发作业的有效长度为 950m 即可,但目前按有效长度为 1050m 设置的厂内铁路配线,约有 100m 的铁路配线没有发挥其应有的作用,这不仅增加了企业相应的投资,而且更重要的是浪费了土地资源。随着我国《中长期铁路发展规划》的逐步实施,铁路煤炭运输车辆的

载重量将提高至 C70 系列,届时,厂内卸煤线的有效长度还可大为减少。因此,制定本款规定。

4.3.10 本条从买卖合同公平原则出发,明确汽车取样装置与检斤装置的布置宜满足先检斤后取样的要求。

4.3.13 国家土地使用相关规定是指《电力工程项目建设用地指标》(建标〔2010〕78 号)。本条是根据《中华人民共和国土地管理法》和《工业项目建设用地控制指标》(国土资发〔2008〕24 号)的有关规定以及国家有关节约集约用地的政策,结合电力工程特点和相应技术条件制定的。

4.3.14 本条系根据《中华人民共和国防洪法》和《中华人民共和国河道管理条例》的相关规定制定的。火力发电厂厂址防洪标准系根据《防洪标准》GB 50201 按电厂不同规划容量确定的。按此标准建设的火力发电厂经受住了 1998 年 8 月至 9 月间三江流域发生的特大洪水,验证了防洪标准总体水平是适当的。为了保证火力发电厂必须具备的抵御洪水的能力,保证电力设施的安全性和可靠性,本条作为强制性条文,必须严格执行。

4.3.16

3 多年实践证明,建筑物的底层标高宜高出室外地面设计标高 150mm~300mm 的规定是合适的,可防止因建筑物沉降而引起地面水倒灌入室的可能。在地质条件良好的少雨干燥地区可采用下限值。在软土地区,一般建筑物都存在均匀沉降现象,沉降值多达 100mm~150mm,故确定建筑物底层地坪标高应考虑沉降影响。

4 土石方综合平衡是对自然生态环境保护的重要体现,欠方或弃方都将对当地自然生态环境造成影响,因此,本款提出有条件时宜与工程所在地区的其他取、弃土工程相结合的规定。

4.3.17 实践证明,在厂区自然地形坡度为 3%及以上时,综合考虑生产工艺流程合理、运行管理便利,同时减少场平工程量,采取阶梯式布置是合理的。

5 机组选型

5.1 机组参数

5.1.1 机组新蒸汽参数划分是根据现行国家标准《发电用汽轮机参数系列》GB/T 754 的规定,并结合了本规范的适用范围而制定的。

5.2 主机选型

5.2.1

3 我国是一个水资源短缺的国家,人均占有水资源量是世界人均占有量的 28%,水资源短缺已经成为我国国民经济与社会可持续发展的重要制约因素。由于我国地域辽阔,地区之间差异较大,所以在衡量地区缺水程度时需要定量的指标。干旱指数定义为年蒸发能力和年降雨量的比值。气象部门以 E-601 蒸发器水面蒸发量代表年蒸发能力。根据选用气象站 E-601 蒸发器多年平均年水面蒸发量和多年平均年降水量,就可计算多年平均干旱指数。理论上讲,如果内陆某地区的蒸发量一直大于降雨量,就会越来越枯,水资源越来越少。实际水资源量还与外流域来水、径流量时空分布、水资源开发利用条件和社会经济状况等因素有关。但干旱指数作为水资源量的一项主要评价指标,在一定程度上反映了该地区水资源的短缺程度,故本规范采用干旱指数作为选择空冷机组的判据。

5.2.2

1 燃料特性数据分为常规特性和非常规特性两项,其中常规特性指:燃料的元素分析、燃料的工业分析、燃料的发热量、可磨性、灰熔点、灰成分分析、灰的比电阻等数据,这是基本的燃料特性

资料。非常规特性指:燃料的着火、燃烧和燃尽等热分析数据;燃料的结渣特性,包括对结渣倾向和沾污的评估意见;燃料的磨损特性数据;灰的磨损特性数据;燃料的粘附特性等数据。

上述设计燃料和校核燃料的特性数据对锅炉设备的安全、可靠运行关系重大,故规定锅炉的选型必须依据上述燃料特性数据。

2.3 国内在利用 135MW 级~300MW 级循环流化床锅炉燃用洗煤副产物、煤矸石、石煤、油页岩和石油焦等煤粉炉不能稳定燃烧的燃料方面积累了相当丰富的经验,为上述劣质燃料的综合利用创造了条件,另外,引进型 300MW 循环流化床锅炉在燃用低发热量褐煤燃料方面也积累了相当丰富的经验。目前,国内正在建设燃用劣质燃料的 600MW 级超临界循环流化床锅炉示范电站。

对于低灰熔点或严重结渣性煤种,经过环境及投资经济性等方面的综合评价认可,亦可考虑采用液态排渣锅炉。液态排渣锅炉可较好地解决炉膛及燃烧器的设计布置与结渣倾向之间的矛盾问题;对煤的着火燃尽也十分有利;且其灰渣处理及综合利用十分方便。配有低 NO_x 燃烧器及相关系统的现代液态排渣锅炉可以满足现行环保排放指标的要求。当然,300MW 级循环流化床锅炉的成功投运和 600MW 级循环流化床锅炉的建设,也为燃用低灰熔点或严重结渣性煤种提供了新的更有利于环保的炉型选择,故第 2 款和第 3 款规定经技术经济比较合理时,可选用循环流化床锅炉或液态排渣锅炉。

5.3 主机容量匹配

5.3.1

2 对中间再热供热式机组的火力发电厂,主蒸汽和再热蒸汽采用单元制系统,不能多配置锅炉。当一台锅炉停用时,火力发电厂对外供热能力下降很多,需依靠同一热网其他热源解决热负荷平衡问题,故选择装机方案时应连同热网其他热源的供热能力一

并考虑。

5.3.2 考虑到汽轮机调节阀全开时的进汽量工况出力系制造厂为补偿设计和制造误差以及汽轮机运行老化等所留的裕度,因此条文规定在额定功率因数和额定氢压(对氢冷发电机)下发电机的最大连续容量应与汽轮机的最大连续出力配合选择是适宜的。

另外,为更合理地选择发电机的额定和最大连续容量,规定了发电机“冷却器进水温度宜与汽轮机相应工况下的冷却水温度相一致”的要求。

5.4 机组设计性能指标计算

5.4.1 根据《固定式发电用汽轮机规范》GB/T 5578—2007 对“保证热耗率”的术语定义,本条规定了计算机组设计标准煤耗率所用的汽轮机热耗率取用汽轮机供货合同中供方向需方保证的热耗率。

5.4.5 现行行业标准《火力发电厂厂用电设计技术规定》DL/T 5153 所规定的厂用电率计算方法以电动机功率为基准,其计算结果比性能考核结果和实际运行时的厂用电率要高。根据最近几年的调研结果和部分工程的设计经验,采用汽轮机保证热耗率机组工况的辅机轴功率作为基准的厂用电率计算结果与性能考核试验测定的厂用电率比较吻合。

6 主厂房区域布置

6.1 基本规定

6.1.1 主厂房区域范围包括汽机房、除氧间、煤仓间(或除氧煤仓间)、锅炉以及烟气脱硝、除尘、脱硫设施区域。

6.1.3 这三种主厂房布置形式是国内电厂普遍采用的形式,符合电力生产工艺流程的要求,可满足安装、运行、检修需要,是成熟的布置形式。三种布置形式各有特点,设计应根据工程具体条件,经技术经济比较后确定。

6.1.8 厂区地形对主厂房的布置影响较大,厂区地形不平或高差较大,往往要考虑主厂房是否采用阶梯布置。

锅炉本体的形式(露天、紧身罩封闭或屋内式)、磨煤机的型式(中速磨、钢球磨、风扇磨)、高(低)压加热器的型式(立式、卧式)、汽动给水泵的小汽轮机排汽方向(排入主凝汽器、排入单设的小凝汽器)等设备特点对主厂房布置有重要影响。施工时的大件运输与吊装条件、采用的施工机具、施工程序与进度要求等施工条件对主厂房布置也有较大的影响。

6.2 汽机房及除氧间布置

6.2.1 对 200MW 级及以上机组,如条件合适,经技术经济比较,可采用横向布置。目前已运行的神头二电厂 500MW 机组,来宾电厂、国电石嘴山电厂和华能汕头电厂等 300MW 级机组均采用了横向布置。

直接空冷机组的空冷凝汽器由于散热面积大,组数多,一般都布置在汽机房 A 列柱外侧地面的平台上,沿主厂房纵向排列长度较长,故机组也应采用纵向顺序排列布置,以适应散热器的布置要

求,同时也便于汽轮机排汽大管道的引出。

6.2.2 随着汽轮机单机容量的增大,机组的运转层标高也随着提高,300MW 级机组的运转层标高已达 12m 以上。若采用岛式布置,则主厂房空间利用率低的缺点越来越明显;若采用大平台布置,可利用中间层作为厂用配电装置室,则建造大平台所增加的土建造价可以从节省厂房总体积中得到补偿,且运转层上有足够的检修面积,使检修方便。汽轮机运转层用大平台布置后,对桥式起重机不能吊到的底层辅助设备要增加必要的检修起吊设备。

对于 300MW 级以下机组,因运转层标高较低,采用岛式布置空间利用率低的缺点已不明显,且可发扬岛式布置节省土建投资、零米层设备可用汽机房桥式起重机起吊等优点,故对 300MW 级以下机组建议采用岛式布置。

6.2.3 当驱动汽动给水泵的小汽轮机排汽进入主凝汽器时,与前置泵非同轴的汽动给水泵组汽轮机排汽以采用向下引出接入主凝汽器为佳,此时,汽动给水泵组宜布置在汽轮发电机组两侧的运转层上。而与前置泵同轴的汽动给水泵组为了满足前置泵入口必需汽蚀裕量的要求,降低除氧器的布置标高,汽动给水泵组宜布置在汽轮发电机组两侧的底层。

当驱动汽动给水泵的小汽轮机排汽不进入主凝汽器时,需单独设置小凝汽器,为了满足小凝汽器的布置要求,汽动给水泵组宜布置在汽机房及除氧间的运转层或中间层。

6.2.5 汽轮机油系统必须设有防止火灾事故的各种措施。除应根据防火要求设置消防水源及其他灭火设备外,必须迅速将油排往适当的安全地点,但不应将油排放到敞开的沟道和下水道内,以防止火焰蔓延,扩大事故和污染环境。

根据调查,如事故排油门位置设置不当,一旦油系统着火,将无法靠近操作,影响及时处理。所以在布置事故排油门时,应考虑到该阀门能在安全方便的地点操作,并有两条人行通道可以到达。

6.2.7 带混合式凝汽器的间接空冷系统中,循环水泵设在凝汽器

出口的循环水系统上,循环水为在凝汽器工作压力下的饱和水,易于汽化;在凝汽器入口的循环水系统上装有回收能量并兼作调压的水轮机,水轮机至凝汽器的管道内为负压,为缩短管道、减少管道阻力和空气漏入机会,要求循环水泵和水轮机尽量靠近凝汽器布置,故宜毗邻汽机房布置。

6.3 煤仓间布置

6.3.1 在主厂房布置中,给煤机层标高多与主厂房运转层标高相同,但是随着机组容量的加大和磨煤机型式的增多,有可能出现给煤机层标高高于汽机房与锅炉房运转层的情况。对于煤粉锅炉煤仓间来说,磨煤机布置是决定给煤机层标高的主要因素;而对于循环流化床锅炉煤仓间来说,给煤口标高(包括播煤装置)和所需给煤机级数是决定给煤机层标高的主要因素。

6.3.3 侧煤仓形式的煤仓间的结构稳定及抗震能力是煤仓间布置时必须考虑的主要因素,故建议煤仓间与锅炉房的布置统一考虑。这需要设计院与锅炉制造商进行大量细致的设计配合才能实现。

6.3.4 目前我国火力发电厂都是双路带式输送机三班制运行,一条运行,一条备用。对直吹式制粉系统,当运转中的原煤仓总有效贮煤量按设计煤种为锅炉最大连续蒸发量 8h 以上的耗煤量时,即能满足带式输送机的运行要求;对于中间贮仓式制粉系统,当原煤仓和煤粉仓总有效贮煤量按设计煤种为锅炉最大连续蒸发量 8h 以上的耗煤量时,也能满足带式输送机的运行要求。

煤粉仓的总有效贮粉量按设计煤种为锅炉最大连续蒸发量 2h 以上的耗粉量时,能保证给粉机的安全运行。

对于燃用低热值煤的循环流化床锅炉和燃用褐煤的煤粉锅炉,为了降低工程造价,宜将原煤仓总有效贮煤量的小时数减少到 6h。

为实现减人增效,原煤仓及煤粉仓的贮煤量也可按运煤两班

制运行考虑,要求直吹式制粉系统原煤仓的有效贮煤量或贮仓式制粉系统原煤仓和煤粉仓总的有效贮煤量按设计煤种满足锅炉最大连续蒸发量时 10h 以上的耗煤量。虽然后半夜不上煤,由于此时负荷较低,第二天接班时还有一定的存煤,可满足运煤两班制运行。是否按运煤两班制运行来确定煤仓的设计容量,需通过技术经济比较确定,即对减少一班运煤运行人员所节约的费用与加大煤仓设计容量要增加的投资进行比较。

6.3.5 由于循环流化床锅炉原煤仓贮存的原煤粒度远小于煤粉锅炉原煤仓贮存的原煤粒度,容易造成原煤仓堵煤,另外对于黏性大、高挥发分或易燃的烟煤和褐煤,堵煤造成的后果更严重,故规定相邻两壁的交线与水平面的夹角不应小于 70° 。

6.4 锅 炉 布 置

6.4.1 锅炉布置一般可分为露天布置、半露天布置及紧身罩封闭等形式。

露天布置是指锅炉本体仅设置炉顶罩壳及汽包小室,或锅炉本体不设置炉顶罩壳,而设置炉顶盖及汽包小室。炉顶盖是指锅炉顶上设置的雨棚(或雨披),它只是顶部加盖,而不是四周封闭的炉顶小室。对于锅炉运转层以下部分不论封闭与否,只要其余部分符合上述条件的,均可认为是露天布置。

半露天布置是指锅炉炉顶上部及四周设有轻型围护结构的炉顶小室(包括汽包炉的汽包小室)。对于燃烧器及其以下部分采用全封闭或炉前采用封闭(不论是高封还是低封),而锅炉尾部敞开的锅炉房,均可认为是半露天布置。

根据我国电厂长期的运行维护经验,对于非严寒地区,露天或半露天布置可以满足锅炉的运行和维护要求。

6.4.2 露天或半露天布置锅炉,运转层一般不设置钢筋混凝土大平台。大平台设置与否及大平台形式的选择与采用的磨煤机形式、布置及电厂的运行维护要求有关。对于中速磨煤机及钢球磨

煤机,一般布置在炉前或炉侧的煤仓间内,锅炉采用岛式布置,不设运转层大平台,如电厂运行维护要求,运转层可设置钢格栅大平台。对于风扇磨煤机围绕炉膛布置的褐煤锅炉,其给煤机层宜设钢筋混凝土大平台,以便于给煤机的运行检修。如元宝山电厂 600MW 机组因八台风扇磨煤机围绕塔式锅炉的炉膛布置,为布置给煤机,在 20m 标高设置了大平台。

6.4.3 露天或半露天锅炉,常在炉前运转层布置给水操作台、减温水操作台及燃油操作台等,为了改善运行条件,可采用炉前低封闭方式。

6.4.4 炉前距离系指炉架 K_1 柱与厂房柱的距离。炉前空间对降低工程造价影响很大,除影响厂房体积外,还影响主汽、再热、给水四大管道和一次风道、热风道等主要管道和电缆的长度,因此本条规定:“在满足设备及管道布置、安装、运行和检修要求的条件下,炉前空间宜压缩”。并建议:“在有条件时可采用炉前柱与煤仓间柱合并的布置方式”。北仑港发电厂及华能石洞口第二发电厂从国外引进的 600MW 机组,锅炉的前柱即为煤仓间柱。这两个厂将炉前主通道与磨煤机的检修吊运通道结合在一起,放在除氧间一侧。炉前距离一般应考虑炉水循环泵需要的起吊空间;对于中速磨煤机应考虑冷热一次风道及其测流装置、煤粉管道和运行通道的布置;对于风扇磨煤机应考虑其叶轮检修车的通道;对于钢球磨煤机,应考虑电动机检修的运输通道等。

6.5 集中控制室和电子设备间

6.5.4 集中控制室和电子设备间集中布置时,为了便于布置以及投产后的运行和维护,建议设置集中控制楼。

通过多年来的电厂实践,证明集控室施工对运行的影响是可以解决的,故集中控制楼经论证合理时也可多台机组合用一个。

集中控制楼伸入除氧煤仓间内需具备一定的条件,如每炉煤仓间的长度与锅炉的宽度基本一致,汽机房的长度大于除氧煤仓

间的长度,否则从占地来说是不合理的。

6.5.5 集中控制室和电子设备间分开布置时,为了节省控制电缆的工程量,电子设备间可分散布置在离控制对象相对近的区域。

6.6 烟气脱硫设施布置

6.6.1 以往设计的湿法烟气脱硫装置一般布置在烟囱后部区域,但目前随着一些新技术的发展,出现了一些新的布置情况。如低温静电除尘器+湿法烟气脱硫技术、烟塔合一技术,将湿法烟气脱硫装置布置在烟囱之前或烟塔中间;引风机和增压风机合并,将合并后的风机布置在烟囱两侧;国外公司设计的电厂将活性焦干法烟气脱硫装置布置在烟囱侧部区域,这些脱硫装置布置位置均根据现场实际情况布置在烟囱附近不同区域。

6.8 维护检修

6.8.1

2 当汽机房运转层采用大平台布置时,运转层的检修面积已能够满足汽轮机本体的检修需要,因此,一般仅需在每2台机组之间设置1个零米检修现场,其大小可按大件吊装及汽轮机翻缸需要考虑。

6.8.2

3 根据国内实际经验,在安装300MW级及以下机组时,可以用2台起重量相同的桥式起重机起吊发电机静子,此时需加固桥式起重机,并根据工程具体情况,进行技术经济比较。

6.8.4

1 本款规定“在锅炉房内,应有将物体从零米提升至炉顶平台的电动起吊装置和起吊孔”,需要起吊至炉顶或锅炉各层平台的材料和部件,主要是保温材料及锅炉本体的阀门等。这些阀门一般采用焊接式结构,检修时不需要将整只阀门割下进行检修,只需检修阀芯及密封面,而阀芯重量一般不超过3t。

6.8.6

5 为了进一步改善运行维护条件,已有许多电厂提出了在除氧煤仓框架、集控楼等处设置电梯。随着“以人为本”理念的深化,这种趋势会加大。因此,如运行维护需要,也可在其他生产建筑物内增设电梯。

6.9 综合设施要求

6.9.1

3 因为设置地下室的土方和混凝土工程量大,基建投资大,在地下水位较高的地区防水处理也很困难,因此,汽机房不宜设置全地下室。

6.9.3

1 当变压器发生火灾爆炸时,油应排入其下部的贮油坑,并流入总事故贮油池,这样可减少火灾持续时间。总事故贮油池应有油水分离设施,以防止大量的事故排油流入下水道而污染环境。

7 运煤系统

7.1 基本规定

7.1.1 运煤系统作为机组的公用设施应统筹规划,可分期的部分应分期建设,不能分期的部分宜一次建成,必要时,应通过多方案技术经济综合比较确定。条文中的机组形式包含了锅炉和汽轮机的形式,要根据常规煤粉炉或循环流化床锅炉,确定相应的筛碎方案;根据纯凝机组或供热机组确定相应的贮煤容量等。

7.2 卸煤设施

7.2.1 目前,许多火力发电厂存在着两种以上的厂外来煤方式,且随着煤炭市场供求关系、煤炭价格、铁路或公路运输紧张程度的变化,其来煤方式的比例会在一定范围内产生波动,故本条强调每种接卸设施的规模宜留有适当的裕度,以适应市场的变化。

7.2.2

1 卸煤装置的出力不是根据火力发电厂的容量确定,而是根据对应机组的铁路日最大来煤量确定。

2 为适应铁道部跨越式发展的战略思想,体现重载、快捷安全的宗旨,满足铁道部“关于进一步做好铁路专用线接轨有关工作的意见”(铁运函〔2007〕714号文)的要求,本款强调了大型火力发电厂的一次进厂车辆数宜按整列进厂设计。

3 70吨级货车是60吨级货车的更新换代产品,目前及今后数年,将存在着60吨级与70吨级混编的局面,直至60吨级最终完全被70吨级车型取代。因同类(普通敞车或底开车)60吨级与70吨级车型在结构尺寸等方面存在着一定的差异,因此,铁路卸煤装置应同时满足接卸同类两种车型的要求。

另外,在大秦线、朔黄线和山西的部分铁路线,还存在着 80 吨级敞车的问题,其车型有单车一组、双车一组和三车一组之分,车钩有固定车钩与旋转车钩之分,编组有整列编组与混编之分,但整列编组一般只针对点对点的装、卸车点。工程中应根据具体条件合理确定卸煤装置的方案及其输出能力。

4 目前还大量存在着 60 吨级车型的整列编组,以后将实现 70 吨级车型的整列编组,因此,设计时按载重量低的车型核算卸煤能力,按载重量高的车型配置输出能力是合适的。以翻车机为例:其 60 吨级与 70 吨级车型的卸煤能力见表 1。

表 1 C60、C70 系列车型翻车机卸煤装置设计出力参考表

翻车机形式 及布置形式	设计卸车能力 (节/h)	设计卸煤能力(t/h)		差额 (t/h)
		C60	C70	
单车折返式	25	1500	1750	250
单车贯通式	30	1800	2100	300
双车折返式	40	2400	2800	400
双车贯通式(国产)	50	3000	3500	500
双车贯通式(进口)	66	3960	4620	660

需要说明的是:目前,火力发电厂反映翻车机实际卸车能力达不到设计卸车能力,其主要原因如下:

1)翻车机及其调车系统设备的内部原因:翻车机及其调车系统的实际卸车能力未达到翻车机设备供应商提供的设计值,表 2 列出了根据调研结果,反映出的翻车机设计卸车能力与实际最大卸车能力的差额。以折返式布置的 C 型单车翻车机为例,目前供应商提供的设计值均为 25 节/h,但实际运行中,最高只能达到 22 节/h~23 节/h,若再高将出现对车厢冲击大,易损坏车厢,甚至出现空车掉轨等问题。

表 2 翻车机设计卸车能力与实际最大卸车能力的差额

翻车机形式 及布置形式	设计卸车能力 (节/h)	实际最大 卸车能力 (节/h)	差额(t/h)	
			C60	C70
单车折返式	25	23	120	140
单车贯通式	30	无实例数据	—	—
双车折返式	40	36	240	280
双车贯通式(国产)	50	无实例数据	—	—
双车贯通式(进口)	66	60	360	420

2)翻车机及其调车系统设备的外部原因:事实上,翻车机的实际卸车能力还受来煤条件(即是否发生原煤因大块、杂物等在煤篦上或煤斗内棚堵)、翻车机后续的给煤设备、煤场设备、带式输送机设备和转运点设备状态的制约,只要有一个环节出现故障,就会影响翻车机的实际卸车能力。

因此,在确定翻车机的卸车能力及其输出能力时,对于翻车机的设计卸车能力与实际最大卸车能力存在的差异要给予充分的考虑。

至于 80 吨级车型,对火力发电厂而言,目前均为混编列车,且 80 吨级车型在整列中数量极少,因此,本规范强调,在此条件下,卸煤装置应满足接卸 80 吨级车型的要求,但翻车机的输出能力仍按 70 吨级车型配置。

6 对于普通敞车,因翻车机卸煤装置具有卸煤效率高、余煤清扫量小、自动化程度高、人员配备少等优点,且其造价在一定程度上等于甚至低于螺旋卸车机与缝式煤槽组合的卸煤装置,因此,本规范推荐优先采用翻车机卸煤装置。

7 本款强调了缝式煤槽的有效长度与一次进厂车辆数分组后的数字应合理匹配,以减少调车作业次数,提高卸煤效率。同时,为了充分利用火力发电厂配备的调车机车,提高调车效率,缩短调车时间,推荐优先采用机车进行调车作业。

8 翻车机卸煤装置的形式包括单车翻车机、双车翻车机、三

车翻车机;布置方式包括折返式和贯通式;配备台数可一次建成或分期建设,分期建设中又分为翻车机室土建部分一次建成、工艺部分和铁路配线分期建设,以及成套(工艺、土建、铁路配线)分期建设。上述配置的不同组合,带来了卸煤方案的千变万化,同时翻车机卸煤方案还囿于铁路外部条件、厂区地形条件的制约,机组分期建设的影响,因此,本款只作了原则性规定。工程实践中应根据具体条件,合理确定翻车机卸煤方案。

9 根据火力发电厂的运行实践,冻煤车厢采用热风(自然/强制)对流或远红外线辐射的解冻方式,其解冻效率极低,能耗极高,不能适应大容量火力发电厂的解冻要求,所以火力发电厂不宜设置解冻库。因此,解决冻煤车厢难以卸煤问题应以防冻为主。

7.2.4 采用非自卸汽车运输时,其卸车效率较低。同时,非自卸车位由于配备了汽车卸车机,当自卸汽车在非自卸车位卸车时,受到了汽车卸车机及其轨道梁的限制,降低了自卸汽车的卸车效率。另一方面,汽车运输市场基本处于买方市场,火力发电厂可要求运煤车型采用自卸汽车。因此,设计应引导使用自卸车,以提高卸车效率,改善火力发电厂的卸车条件。

7.3 贮煤设施

7.3.1 贮煤容量不再以铁路隶属属性、机组容量为主要设计条件,同时,将铁水联运与铁路来煤方式区别对待。当贮煤容量以褐煤为设计条件与以运距为设计条件存在矛盾时,从安全性考虑,应以褐煤为设计条件作为优先级。贮煤容量标准中,除以褐煤为设计条件采用的是上限标准外,其他均为下限标准。对于供热机组,要保证居民的采暖供热(采暖热负荷)和工业热用户的生产(工业热负荷),因此,本条作了特殊规定。

目前,煤电一体化、煤电联营、长期供需煤合同等体现了火力发电厂新型的燃煤供需关系,降低了火力发电厂燃煤的采购、煤价变化,甚至运输等的风险,虽然本规范只作了原则性规定,并未在

具体条文中予以体现,但在工程实践中可根据具体情况,贮煤容量可采用本规范的下限。

7.3.2 贮煤设施的形式和分类:

封闭式贮煤设施:将燃料全部放在一个或几个建(构)筑物内,煤堆周围和上部均有结构封闭,结构上留有必要的开口和维护设施。此类贮煤设施包括封闭式圆形煤场、球形薄壳混凝土储仓、圆筒仓、方仓和具有封闭煤棚的斗轮机煤场等。

半封闭式贮煤设施:煤堆上部具有结构封闭,煤堆侧面部分或全部未封闭的煤场,如具有桁架干煤棚的桥抓煤场和斗轮机煤场。

露天煤场:是指煤堆的上部和侧面没有结构封闭,或侧面只是部分具有挡煤墙。

7.3.3 对于多雨地区,是否需要设置干煤贮存设施,设置条件如何确定,在业界存在着两种截然不同的观点,始终未能达成共识。工程实践中,对于同一地区甚至同一火力发电厂(如国电北仑电厂),采用同样的煤源和来煤方式也存在着设与不设的状况。因此,本条未作深入的规定。当设置干煤棚时,其有效容量是指考虑了飘雨因素后的干煤棚内的有效贮量,工程中一般采用将干煤棚长度放大 10m~20m 的措施。

7.4 带式输送机

7.4.1 目前,随着煤电一体化、煤电联营的工程越来越多,其厂外来煤方式全部或部分采用带式输送机的火力发电厂越来越多,以往规范中缺乏厂外带式输送机的设计标准,本条对厂外带式输送机的设计作了原则性规定。

7.4.2

1 由于厂外来煤方式的不同,卸煤装置的特性和配置数量差异较大,因此,其输出带式输送机可根据工程具体情况确定单路或双路设置。

7.4.5 本条对采用管状带式输送机或平面转弯的曲线带式输送

机的设置条件作了原则性规定,工程实践中,当不能明显判断采用管状带式输送机或平面转弯的曲线带式输送机具有较大优势时,应通过多方案技术经济比较确定。

7.4.6 本条对采用垂直提升带式输送机的设置条件作了原则性规定,工程实践中,当不能明显判断采用垂直提升带式输送机具有较大优势时,应通过多方案技术技经比较确定。

7.5 筛、碎设备

7.5.1 当采用经过选煤处理的燃煤,其来煤粒度始终能够保证满足磨煤机入料粒度的要求时,可不设置筛、碎设备。

7.6 混煤设施

7.6.1 所有火力发电厂的运煤系统,其卸煤和贮煤设施采用不同组合的运行方式,均或多或少具备一定的混煤功能;根据华能玉环电厂和国华台山电厂的实践证明:当同一台机组每个原煤仓贮存属于同一煤种但煤质差异较大的燃煤,通过磨煤机和各层燃烧器,至炉内混烧时,同样能够达到混煤的目的。因此,本条强调应优先考虑卸煤、贮煤设施和原煤仓是否兼有混煤功能。

7.6.2 纯粹作为混煤目的的筒仓,其筒仓数量应根据煤种数量确定,一般不会超过3种煤种,因此混煤筒仓不宜超过3座。

7.7 循环流化床锅炉运煤系统

本节规定了循环流化床锅炉运煤系统中,煤泥处理,干煤贮存,筛、碎设施等特殊的要求,其他设施的规定见本章其他各节。

7.7.1 由于煤泥粒度极细、水分极大,极易造成落煤管,筛、碎设备,原煤仓的粘煤、堵煤,因此,未经干燥处理的煤泥不宜与其他燃煤混合输送,避免由于煤泥的堵煤而造成运煤系统的瘫痪。

7.7.2 与常规煤粉炉不同,循环流化床锅炉要求运煤系统将燃煤粒度破碎至8mm~10mm后,不再经过磨煤机的研磨,直接送入

炉内燃烧,从而形成流化床。因此,循环流化床锅炉的运煤系统一般都设有细粒筛、碎设备,而细粒筛、碎设备对燃煤的外在水分含量极为敏感,水分越高,细粒筛、碎设备的出力越小,甚至堵煤。因此,循环流化床锅炉应控制入炉煤外在水分的含量在 12% 以内,故多雨地区应设置适当容量的干煤贮存设施;同理,当入厂煤水分较大时,宜将其晾干,降低外在水分后再送入细粒筛、碎设备,这就要求厂内设有适当的晾干场地。

7.7.3

1 根据国内外工程经验,将进入筛、碎设备的燃煤的外在水分控制在 12% 以内,是比较合适的。

2 经筛、碎后的燃煤粒度一般能够达到循环流化床锅炉入料粒度的要求,而粒度级配与燃煤的硬度,脆性,水分含量,矸石含量,系统实际出力,筛、碎设备的配置及形式等因素紧密相关,且经常变化、无规律可循。因此,粒度级配很难控制,有关这方面的技术还在不断探索中。

4 一、二级破碎设备前均设置筛分机,有利于抑制入炉煤产生过破碎现象、降低碎煤机的出力、减少碎煤机锤头和破碎板的磨损、延长磨损件的更换周期、降低碎煤机的功耗。

7.8 循环流化床锅炉石灰石及其制粉系统

7.8.2 当石灰石采用铁路运输时,理论上可以利用翻车机或缝式煤槽卸煤装置卸车后转运至堆石场,但目前还未有工程涉及。通常的做法是将铁路线引入堆石场,利用堆石场内的抓斗式起重机进行卸车。

7.8.3 石灰石粉极易吸附水分,且石灰石粉吸水后容易板结,进而造成石灰石筛、碎设备,石灰石粉气力输送设备的堵塞,所以应严格控制进入系统的石灰石的水分含量;石灰石露天堆放,长期经受日晒雨淋,容易风化变质;石灰石粒度较细时,易污染周围环境。因此,出于上述三个方面的考虑,石灰石堆场宜全部作成干石棚或

干石仓。

7.8.4 由于石灰石筛、碎系统的故障率较高,当石灰石输送系统单路设置时,应有较大的容量裕量,以留有设备维护和检修时间。

7.8.5 将石灰石破碎至 30mm 以下时,一般采用破碎机即可,如锤击式破碎机、齿辊式破碎机等。将石灰石由 30mm 破碎至 1mm 以下时,目前有两类方案,一类是采用破碎机方案,如四川白马循环流化床示范电站有限责任公司的 1 台 300MW 循环流化床锅炉采用了可逆锤击式破碎机方案;另一类是磨机方案,如云南华电巡检司发电有限公司、宜都市东阳光实业发展有限公司自备热电厂、广东宝丽华电力有限公司梅县荷树园电厂均采用了柱式粉磨机,有关这方面的技术还在不断探索中。

7.9 运煤辅助设施

7.9.1 为防止碎煤机锤头和破碎板磨损后进入系统,本条规定了碎煤机后再设一级除铁器。

8 锅炉设备及系统

8.1 锅 炉 设 备

8.1.2

3 对于大容量超临界、超超临界参数机组,高压缸排汽压力随着主蒸汽初参数的提高而升高,仅锅炉再热器压降一项,可以在锅炉技术规范中要求锅炉制造厂将再热器压降限定在高压缸排汽压力的 3.5%~4.5%。此压降值已在多台超临界及超超临界机组工程中得到实施和验证。考虑到热再热蒸汽管道材料费用较冷再热蒸汽管道高很多,应将冷再热蒸汽管道压降分配比例控制在汽轮机额定工况下高压缸排汽压力的 2.0%以内,将热再热蒸汽管道压降分配比例控制在汽轮机额定工况下高压缸排汽压力的 3.0%左右。

4 锅炉与汽机之间蒸汽管道的温降主要是由压降引起的等焓温降,其次才是散热引起的温降。根据理论分析结果,因散热引起的管道温降不到 0.5℃。由于压降引起的等焓温降在高压区域较大,在低压区域较小。按热再热蒸汽管道压降最大为 3.5%考虑,则等焓温降不到 1℃。推荐再热热段蒸汽管道温降仍为 2℃。

8.1.3

2 采用 100%带安全阀功能的三用阀高压旁路时,按现行行业标准《电力工业锅炉压力容器监察规程》DL 612 可以不设置过热器安全阀,但对三用阀结构、保护控制系统及锅炉整体匹配设计的要求通常应符合德国《蒸汽锅炉技术规程》TRD 401 和 TRD 421 标准;而再热器安全阀的排放量应为全部三用阀高压旁路的流量再加其喷水量。考虑到高负荷工况下快速切换负荷(FCB)时,若配置常规再热器安全阀只能全开,将导致大量蒸汽被排至大

气,加剧了工质不平衡及噪声污染,为此可采用有跟踪与部分溢流功能的调节式安全阀,开启时按不超压原则控制,可以只排放多余的蒸汽。

8.2 煤粉制备

8.2.1 磨煤机和制粉系统选择中的首要依据是煤质特性及其变化范围,其中煤的挥发分 V_{daf} 和磨损指数 K_t 是主要的考虑因素,同时还必须考虑磨煤机的适用条件。此外,磨煤机和制粉系统的选型与设计直接影响到锅炉炉膛结构和燃烧器结构的设计,必须与锅炉厂密切配合。

根据国内以往工程的经验,冲刷磨损指数 K_t (按西安热工研究院方法) < 5.0 的烟煤、高挥发分贫煤及水分较低 (外在水分 $M_t \leq 15\%$) 的硬质褐煤,采用中速磨煤机是比较适宜的;能否采用中速磨煤机磨制褐煤关键在于制粉系统是否能够满足褐煤的高水分对干燥的要求。宜通过试磨方法对中速磨制备褐煤的适用性进行合理选择,磨煤机的干燥出力、煤粉细度及一次风率等参数应满足锅炉燃烧的要求。根据国外经验与近年国内探索,对某些水分较高 (全水分 $M_{ar} \approx 40\%$) 的褐煤,在制粉系统的干燥能力满足要求的前提下,也有采用中速磨煤机的实例。

根据国内以往工程的经验,对于 $K_t \leq 1.5$ 的褐煤采用风扇磨煤机的效果是较好的。

钢球磨煤机有常规 (指单进单出) 和双进双出 (正压) 两种形式,它们的共同特点是适应煤种范围广、煤粉细度细且不存在排石子煤及倒磨运行时可能引起的热负荷变化等问题,但单位电耗高。常规的钢球磨煤机通常与贮仓式制粉系统相匹配,当与热风送粉系统相匹配时,可适用于着火特性很差的煤种,但系统复杂,不利于防爆。对 300MW 级及以下机组,只有在不适宜选用其他形式的磨煤机或不适宜选用直吹式制粉系统时才选用常规的钢球磨煤机。双进双出钢球磨煤机通常与直吹式制粉系统相匹配,具有可

用率高、占地面积少、系统简单等优点,随着产品国产化程度的提高,磨煤机造价已降低。但由于其单位电耗较高,故主要适用于磨制磨损性很强($K_d \geq 5.0$)或磨损性很强且易爆($V_{ad} \geq 35\%$ 或煤粉爆炸指数 $K_d \geq 3.0$)的烟煤,或采用直吹式制粉系统磨制无烟煤及贫煤(通常相应于煤粉气流着火温度 $IT \leq 900^\circ\text{C}$ 的煤种)。

8.2.2 本条规定了直吹式制粉系统磨煤机的配置台数和出力的基本要求。

直吹式制粉系统磨煤机的配置台数和出力应根据锅炉容量、燃烧器数量、燃煤的结渣倾向和燃烧区的热负荷、主厂房布置、运行条件等综合考虑确定。台数太多将增加初投资与运行、检修维护工作量,设备和厂房布置较困难;台数过少则单台磨煤机规格较大、出力偏高、运行不灵活,对于锅炉启动升温过程的控制和正常负荷调节会带来不利影响;台数偏少,磨煤机规格较大,还可能带来燃烧器热负荷偏大,磨煤机检修高度要求不易满足等问题。

磨煤机的数量应经技术经济比较后确定,选型时尚应考虑磨煤机的国内外制造、运行业绩等因素。

国产双进双出钢球磨煤机自 1998 年投运以来的运行业绩表明,其具有设备可靠性高、可长时间连续运行的优点;在停运一侧的出口送粉管道挡板关闭严密的前提下可单侧给煤、单侧出粉运行(停运一侧的出口送粉管道需定期吹扫以防止挡板泄漏而积粉);如 1 台双进双出钢球磨煤机故障一时不能恢复运行,必要时采取增加其他磨煤机钢球装载量至最大装载量或调整煤粉细度的方法尚可提高出力 10% 以上,因此采用容量备用可以满足机组要求。

“W”火焰锅炉的下射式燃烧器沿锅炉宽度方向布置在前后炉拱上,根据锅炉厂引进技术的设计经验,为保证燃料分布与炉膛热负荷的均匀性,在条文中对磨煤机台数的配置下限作了规定。

磨煤机的计算出力,对风扇磨煤机、中速磨煤机均指磨损中后期的出力(按国内外制造厂商提供的资料,在磨损后调整加载力的

条件下,磨煤机磨损中后期出力下降量对 HP 型磨煤机为 10%, MPS 型、ZGM 型磨煤机均为 5%)。为此,风扇磨煤机、中速磨煤机计算出力的备用裕量主要考虑煤质波动的影响。

8.2.3 钢球磨煤机计算出力的基本裕量主要考虑电厂来煤煤种、煤质的变化和贮仓式制粉系统中磨煤机可以间断工作等因素。近年来钢球磨煤机制造质量与出力已较为稳定。因此,将钢球磨煤机计算出力的基本裕量取为 15%,一般情况下是足够的。

8.2.4 给煤机的选择不仅要求其工作可靠,而且对直吹式制粉系统中的给煤机还要求其有良好的调节性能和一定的计量功能,因此,作出了“结合计量要求”的规定。

在直吹式制粉系统上普遍采用的耐压电子称重式给煤机具有自动调节与精确计量的功能,并可实现入炉煤耗计量要求。主要适合在对给煤机计量精确度要求高,需进行风煤比跟踪控制的中速磨煤机上应用。

刮板式给煤机结构较简单,密封性好,价格较低,与风扇磨煤机配套使用有很好的工程经验。

对于双进双出钢球磨煤机直吹系统,虽不要求给煤机的调节精度很高,但电子称重式给煤机近几年其价格已降低一半以上,故选用耐压电子称重式给煤机是适宜的。

如给煤机的计算出力以磨煤机的计算出力(即磨煤机的中后期出力)为基准计算,则给煤机的最大出力仅与磨煤机投运初期相当,遇煤种变化或磨煤机做最大出力试验时将无力适应,因此给煤机的计算出力应大于磨煤机在设计煤种和设计煤粉细度下的最大出力,并留有一定裕量。

双进双出钢球磨煤机可在单侧给煤机给煤、单侧出粉工况下运行,条文中对配双进双出钢球磨煤机的给煤机单台计算出力原则规定为不少于磨煤机单侧运行时要求的给煤量,因为这是给煤机的最大出力工况。

8.2.6 输粉机的设置原则和容量,考虑到其长度限制及利用率不

高等因素,对邻炉间相互输粉这一点不作强制要求。目前300MW机组一般配用4台钢球磨煤机,2个煤粉仓,将1台锅炉的2个煤粉仓用输粉机连接后,已有足够的灵活性。

根据《火力发电厂煤和制粉系统防爆设计技术规程》DL/T 5203的规定:对爆炸感度高(高挥发分)和自燃倾向高的烟煤、褐煤,不推荐采用贮仓式制粉系统,如果采用,不宜设置邻炉和/或制粉系统之间的输粉设施。

8.2.8 目前工程设计中对大容量锅炉大多数采用二级动叶可调轴流式一次风机,从运行经验来看,动叶可调轴流风机的运行经济性较好,但在2台轴流风机启、停并列切换操作中,或当煤质变差一次风压增高以及空气预热器漏风率小于保证值等工况下很容易出现一次风机失速以至引发锅炉主燃料跳闸(MFT)。相比之下,调速离心式一次风机使用的安全性更好一些。因此本条文对冷一次风机选用动叶可调轴流式风机还是调速离心式风机的优先顺序不作规定。

选择一次风机的形式与调节方式除满足安全运行要求外,通常还要考虑风机与调速装置设备费、年运行维护费、基础费、占地面积及运行可靠性等。根据大多数技术经济比较结论意见,在保证调速装置使用可靠性的基础上,选择调速离心式一次风机比单速离心式一次风机更具节能优势,因此推荐离心式一次风机配置调速装置。

条文中规定的风机风量裕量系指质量裕量。另加的温度裕量系指进风温度升高所引起的对风机容积裕量的要求,此时基本进风温度可按锅炉热力计算或风机厂标准计算温度选用。

对冷一次风机的风量裕量从《火力发电厂设计技术规程》DL 5000—2000中的35%调整为20%~30%,主要考虑下列因素:

1)基本风量按BMCR工况及空气预热器运行一年后保证漏风率计算,实际上已包含有一定的裕量。

2)冷一次风机选型参数与管网特性匹配中普遍存在因压头裕

量偏大而引起的附加风量裕量偏大问题。由于一次风管网系统的压头特性曲线比较平坦,风量增大时压头上升不多,由此导致风机在设计 TB 点调门开度下所能达到的实际风量裕量可能大大超过设计值,从长兴、张家口、石嘴山等 300MW 机组到玉环 1000MW 机组的核算情况来看,设计风量裕量为 40%、风压裕量为 30%时,实际风量裕量大多高达 60%甚至更大,以至需进行节能改造。

3)随着回转式空气预热器密封技术的改进,漏风率已趋于降低,此时在锅炉三大风机容量选择计算中以一次风机容量降幅为最大,即对一次风机裕量的取用应与技术进步相适应。据西安热工研究院的调研结果认为,目前大中型机组中普遍存在一次风机裕量过大问题,其中既包括风量裕量偏大也包括压头裕量过大,考虑到压头计算中的不确定因素较多及轴流式风机防失速喘振的要求,本规范调小了风量裕量的取值,增加了压头裕量的下限值。

目前大中型机组大多采用双级动调轴流式一次风机,在实际运行中普遍存在风机失速喘振现象,为此本规范要求对选用动调轴流式冷一次风机进行风机失速裕量校核。从防止风机失速角度来说,基本风量不宜取用过大,以免一次风机在空气预热器状态较好(新投运或大修后)或采取高性能密封技术降低漏风率运行时工作点过于靠近风机失速区。根据实际运行中磨煤机跳闸后一次风机容易出现失速这一情况,除了按本规范要求验算这类工况下的风机失速安全裕量外,还要求对风机调节设施及控制逻辑采取跟踪磨煤机跳闸、同步调小风机风量等技术措施。

8.3 烟风系统

8.3.1 对于配 600MW 机组的送风机,由于其比转速过大,已难于选到合适的单吸离心式风机。采用双吸离心式风机的尺寸相当大,技术上明显不如轴流式风机。因此,本条提出对大容量锅炉的送风机宜首选动叶可调轴流式,也可采用调速离心式风机。由于双速离心式风机运行中切换不便,近年较少采用,故不再推荐。

当选择调速离心式送风机时,应在落实设备使用可靠性的基础上通过经济技术比较论证确定。

送风机风量裕量的基本值下限定为 5%,对于配三(四)分仓空气预热器的送风机(即二次风机)来说,由于一次风漏入二次风侧的风量与二次风漏入烟气侧的风量大体持平,这一裕量标准能满足运行要求。

8.3.2 选择引风机首先应考虑风机的耐磨性能,并应根据锅炉机组的运行方式、系统阻力特性、风机效率特性、锅炉防炉膛内爆特性、设备投资、检修维护条件和布置条件等因素,经技术经济比较确定。

从目前国内大型机组引风机的生产、运行情况来看,动、静叶调节的轴流风机均可选用。

静叶可调轴流式引风机压力系数较高,转速相对较低,具有更好的耐磨特性,且结构简单、运行稳定,适合引风机的运行特点,因此,目前阶段在大容量机组中广泛选用。

动叶可调轴流式风机负荷调节性较好,低负荷经济性好,对锅炉防内爆的特性也更好,但价格较高,叶片对烟气的含尘量较为敏感,结构复杂、维护工作量较大,目前阶段工程应用相对较少,但由于环保标准的提高,除尘器运行正常时风机进口烟气含尘量都控制在 $100\text{mg}/\text{m}^3$ (标准状态下) 以内,同时,设备制造的技术水平也在不断提高,使动叶可调轴流式风机的可靠性能满足电厂长期稳定运行的要求,因此,选用动叶可调轴流风机的工程也会逐渐增多。

国内外设计标准的风机裕量模式有所不同,在工程设计中,可按现行行业标准《火力发电厂燃烧系统设计计算技术规程》DL/T 5240 的规定选用,应注意不同裕量模式规范之间的差异。

本规范对引风机和除尘器选型计算中的烟温裕量取值,从《火力发电厂设计技术规程》DL 5000—2000 中的 10°C 调整为 $10^\circ\text{C} \sim 15^\circ\text{C}$,主要考虑下列因素:

1 根据西安热工研究院的调研结果,有相当多的电厂运行中存在锅炉排烟温度偏高现象,而且与设计值之间的正偏差大于 10°C ,有的达到 20°C 以上;新近投运的百万千瓦机组中,玉环、泰州等电厂锅炉排烟温度也明显偏高。

2 对排烟温度裕量的构成可分析如下:

1)因夏季环境温度升高引起,此时与送风机/一次风机温度裕量相应的排烟温度升幅,按理论估算为 $8^{\circ}\text{C}\sim 10^{\circ}\text{C}$ 。

2)因送风机/一次风机温升引起的排烟温度升幅,按理论估算为 $2^{\circ}\text{C}\sim 3^{\circ}\text{C}$ 。

3)因空气预热器旁路风流量运行值与锅炉厂设计值存在偏差所引起,当煤质中水分变小,一次风量或磨煤机通风量增大时,都将因空气预热器旁路风流量增大而导致排烟温度升高,其温升幅度取决于煤质变化等因素,并往往与锅炉厂热力计算偏差所导致的排烟温度升高相联系。

4)中贮式制粉系统中,因磨煤机运行方式变化所引起,此时不投磨运行方式下的排烟温度可下降 $5^{\circ}\text{C}\sim 10^{\circ}\text{C}$,但燃烧计算中这不是基本工况。在上述温度裕量构成中,只考虑与送风机/一次风机温度裕量相匹配的排烟温度基本裕量为 10°C ,计入锅炉热力计算偏差的附加裕量为 $0^{\circ}\text{C}\sim 5^{\circ}\text{C}$,总计 $10^{\circ}\text{C}\sim 15^{\circ}\text{C}$ 。

根据上述情况,本规范对供煤条件稳定,送风机温升较小,锅炉热力计算偏差较小时的引风机温度裕量取用 10°C ,当煤质变化较大、送风机/一次风机温升较大、锅炉热力计算偏差较大时,取用 15°C 。

8.3.3 通常根据空气预热器进风温度、燃料的硫分和水分及空气预热器冷端采用材料判定空气预热器是否发生低温腐蚀。经了解,近期工程设计的空气预热器冷端材料均采用耐腐蚀低合金钢。一般情况下考虑设置空气加热系统,但在煤质条件较好(收到基硫分 $<1.0\%$),环境温度较高,空气预热器因低温腐蚀造成的损失小于空气加热系统的装设和运行费用的情况下,也有不设置空气加

热系统的工程实例。

暖风器的结构和布置位置影响到机组正常运行时的风道阻力。有电厂反映,由于暖风器的布置位置不合理造成空气流动不畅和风道振动,应采用可拆卸结构,并考虑采用降低局部阻力的措施。

热风再循环系统在管式空预器上已有较成熟的经验。在回转式空气预热器上应考虑由于热空气带灰可能造成的风机磨损情况。经调研近期运行的电厂,即使空预器为回转式,热风再循环系统运行情况仍为良好,风机磨损情况为一般或不磨损。对于地处非严寒地区并且燃煤为较低硫分和灰分的电厂,热风再循环风率控制在8%以内,运行效果较好。

8.4 烟气除尘及排放系统

8.4.1 目前国内电厂工程采用静电除尘器占绝大多数,已有很成熟的产品和运行维护经验;但为了获得长期稳定的保证效率并适应更高的环保要求及煤质变化,应选用高效型静电除尘器,选型时满足所要求的设计裕量。布袋除尘器在国内小于或等于2000t/h等级容量机组上的应用正呈上升趋势,一般在燃用煤种飞灰特性不利于静电除尘器收尘且不能满足环保要求时选用,大容量机组选用布袋除尘器时需要注意解决泄漏检测技术及布袋后处理等问题,运行经验有待进一步积累。

除选用布袋除尘器外,也有工程选用烟气调质系统+静电除尘器,此除尘系统已在大唐托克托电厂有成功的运行业绩,300MW级及以下机组还有选用电袋组合除尘等形式的除尘设备。

低温静电除尘器系统是指在静电除尘器的上游侧设置热媒介热量回收装置,使进入除尘器入口的烟气温度降低,提高静电除尘器的性能;也可同时在烟气脱硫装置FGD出口设置热媒介烟气再热装置,将烟囱入口烟气温度提升,由热媒进行热量传导。此除

尘、脱硫系统比常规的除尘器、脱硫装置、GGH 组成的系统在节能、除尘、脱硫特别是湿法脱硫难以脱除的 SO_3 方面有更显著的效果,可再减少烟尘约 50%、 SO_3 约 50%,热煤热量也有再利用的可能,节能减排效果明显。目前,日本已有多个采用低温电除尘技术在大容量机组上的应用实例,我国一些科研和设计单位也正在积极开发低温电除尘技术应用的研究工作,日本 IHI 公司曾为上海漕泾电厂($2 \times 1000\text{MW}$)机组做过采用水媒方式的 GGH 降低烟温的低温电气除尘器方案。因此,具体工程有条件时,可考虑采用低温除尘器系统,以进一步获得节能减排效益。

8.4.2 静电除尘器的台数对 200MW 级及以上机组定为不少于 2 台,是从以下几个方面考虑的:气流分配的均匀性,运行的安全性,安装、检修和运行维护工作量,占地面积和投资比较,国内外的实践经验等。对 125MW 级机组,根据工程具体情况可只设 1 台,另外据了解,目前欧洲不少大容量机组烟风系统采用单列方式。

8.4.4 锅炉烟气目前有两种排放方式,即烟囱排放和排烟冷却塔排放。接入同一座烟囱的锅炉台数应根据锅炉容量、环保要求及布置等条件综合考虑。按环保要求,锅炉烟气宜尽量集中排放,使一座烟囱接入较多台数的锅炉,但又要考虑炉后烟道及烟气脱硫装置的布置,因此接入同一座烟囱的锅炉台数又不能太多。根据邹县电厂一期和二期、宁海电厂等工程设计及使用经验,分别为 $4 \times 300\text{MW}$ 机组和 $4 \times 600\text{MW}$ 机组接入同一座烟囱,在布置上、烟囱设计上都是可行的;根据华能玉环电厂、邹县电厂四期、泰州电厂等近期投运的 1000MW 机组,2 台锅炉接入同一座烟囱,技术上均是可行的。据此,条文中规定,接入同一座烟囱的锅炉台数 600MW 级及以下机组为 2 台~4 台,600MW 级以上机组为 2 台。

8.4.5 当湿法烟气脱硫工艺不设烟气-烟气加热器时,吸收塔后净烟气直接进入烟囱,烟气温度在 $45^\circ\text{C} \sim 50^\circ\text{C}$ 。远低于烟气酸露点温度,故烟囱运行条件极其恶劣,烟气对烟囱和烟道结构腐蚀加剧,此时的烟气特点主要含有腐蚀性的化学介质,包括:含饱和水

蒸气的净烟气,主要成分为水蒸气、二氧化硫、三氧化硫;pH 值在 1~2 之间的含酸和盐的水溶液。

由于低温下含饱和水蒸气的净烟气容易产生冷凝酸,含硫气体特别容易冷凝成腐蚀性的酸液(硫酸、亚硫酸)。这就要求设计时必须注意到上述变化对烟囱设计的影响。故湿法脱硫工艺不设烟气-烟气加热器的烟气按强腐蚀性等级考虑。

当湿法烟气脱硫工艺设烟气-烟气加热器时,吸收塔后烟气经加热后进入烟囱,烟气温度在 80℃左右,烟气工作条件可以大大改善。但根据近几年大量机组的实际运行情况,由于回转式烟气-烟气加热器运行状况不好,故障率高,烟气与烟气之间的换热不充分,使得进入烟囱的烟气温度低于设计值,因此,为了确保烟囱结构的运行安全,将设置烟气-烟气加热器的烟气腐蚀性等级提高,按强腐蚀性等级考虑。

8.6 点火及助燃燃料系统

8.6.1 燃煤锅炉点火及助燃燃料的选择与多种因素有关,根据国内燃煤电厂实际情况,绝大多数电厂的点火和助燃燃料均采用轻柴油,只有早期的盘山与华能岳阳等少数电厂的点火与助燃燃料采用重油,也有一些燃气条件适宜的电厂,采用燃气进行点火及低负荷助燃。

8.6.2 近几年锅炉节油点火装置在工程中广泛应用,应用较多的节油点火技术有:等离子点火、气化小油枪、微油点火等。这些技术节油效果显著,烟煤锅炉节油在 80%以上。因此,在煤质及锅炉本体等条件适应的情况下,应积极推荐采用节油点火系统。如果采用节油点火系统,节油点火装置应纳入锅炉厂的设计及供货范围,以便在锅炉的总体设计中统筹考虑。由于目前各种节油点火技术在设计、制造、安装、调试和运行等方面尚缺少成熟的国际和国内标准、规程和规范,为保证锅炉运行的安全性,现阶段在采用节油点火装置后,燃油系统仍可保留,但可适当减少燃油系统容

量,如油罐容量和燃油系统的设计流量。

8.6.4 点火、启动和助燃油罐的台数主要取决于油种,规定对轻油设 2 个油罐,其中一个用于进油和脱水,一个运行,目前也有工程由于场地原因仅设 1 个轻油罐的情况;重油设 3 个油罐,其中一个进油,一个脱水,一个运行。

点火、启动和助燃油罐容量取决于点火系统形式、燃油耗量和来油周期,而点火系统形式与煤质有关,燃油耗量与煤质、机组安装调试等情况有关,尤其在机组安装调试阶段用油量最大而且集中。采用节油点火系统时,不同的煤质节油量不同,对于烟煤燃用油量较常规点火方式节油可达 80% 以上,因此条文中对油罐按节油点火系统和常规点火系统对油罐分别进行了规定,油罐下限值适用于煤质较好的电厂,上限值则适用于煤质较劣或规划容量机组超过 4 台的电厂。

为满足锅炉安全监控系统的需要,运行中要求燃油系统处于热备用状态。当油罐距离锅炉房较远时,宜在锅炉房附近设置一台日用油罐。在锅炉与日用油罐间进行油循环,可节省油泵电耗,供油参数(温度、黏度)也易于控制。

8.6.7 现在大多数电厂采用离心泵,也有电厂采用螺杆泵,离心式供油泵和螺杆式供油泵均能满足要求,故在条文中明确输(供)油泵宜选用离心泵或螺杆泵。

从近期电厂设计情况看,考虑到运行可靠性及经济性,对负荷变化适应性强,则输(供)油泵的台数采用 $3 \times 50\%$ 或 $3 \times 35\%$ 较为合适,初期投资增加不多,而年节电效益显著且检修方便灵活。

8.6.8 在锅炉供回油管道上装设快速切断阀主要用于事故状态下,当供油快速切断阀关闭时,为防止回油总管上的压力燃油倒回入锅炉油喷嘴,要求同时切断回油管路,故在回油管道上也设快速切断阀。

8.6.9 为保证燃油的输送和雾化条件,对黏度大、凝固点高于冬季最低日平均环境温度的燃油,其卸油、贮油及供油系统应考虑加

热、伴热和吹扫设施。

采用蒸汽吹扫的火力发电厂,曾有一些由于操作疏忽,发生过燃油倒入蒸汽系统的事故,故规定对蒸汽吹扫系统应有防止燃油倒灌的措施,如在蒸汽吹扫管上加装止回阀、监测阀,有条件的采用压力高于油压的汽源等。

8.6.10

4 燃油加热器若布置在油泵房内,散热量较大,不利于油泵房的通风降温,检修条件也差,对地下式油泵房则更为不利,故规定“燃油加热器宜采用露天布置”。

燃油加热器一般布置在油泵房附近。宝钢电厂将燃油加热器布置在锅炉房附近,其优点是供油泵房可采用无人值班运行方式,便于运行人员巡回检查;减少管道热损失;提高供油管道的可靠性。但缺点是当设备质量较差或管理不善时,燃油加热器附近可能因漏油而影响锅炉房周围的环境,降低锅炉房的安全性。故规定只有在条件合适时,才能将燃油加热器布置在锅炉房附近。

8.6.12 油料与钢铁、空气的摩擦以及油流的相互冲击都可能产生高的静电压及由此引起的火花,这往往是引起油罐燃烧和爆炸的一个原因,故要求对燃油罐和输油管道采取防静电和防雷击的措施。

8.7 锅炉辅助系统

8.7.1

3 本款规定了对锅炉事故放水水量的核算和限流的要求。

原劳动部《蒸汽锅炉安全技术监察规程》规定,电站汽包锅炉应装设事故放水管,但对事故放水的流量大小则未提出要求。各锅炉厂所设置的事故放水管的管径较大,一般为 $DN100$,若无限流装置直接接入定期排污扩容器,所要求的定期排污扩容量过大,实际上锅炉也并不一定要求那样大的事故放水流量,为此宜与锅

炉厂共同商定合理事故放水流量或合适的限流措施。

4.5 亚临界参数汽包锅炉在条件合适(如有精处理装置、水质有保证、有避免或防止炉内加药成渣的措施等)时,可不设连续排污系统。为了防止因进入定期排污扩容器的排水太多,水来不及扩容而使排汽管带水的现象发生,条文规定宜装设排汽管汽水分离装置。

8.7.2 对装有旁路的机组,锅炉出口所装设的排大气压力释放阀(PCV)先于锅炉安全阀而动作,排汽次数相对较多,在其排汽管上应装设消声器。

考虑到出现锅炉所有安全阀都排汽的机会很小等因素,条文规定对起跳压力低的汽包安全阀、过热器安全阀及起跳可能性相对较多的中压缸启动机组的再热器安全阀排汽管上应装设消声器。

8.8 启动锅炉

8.8.1 启动锅炉的台数及容量主要根据机组容量和地区气象条件这两个因素决定。地区气象条件按“采暖区”和“非采暖区及过渡区”划分为两类,根据这几年的工程经验,条文中提出了两种地区的启动锅炉的台数及容量。

8.8.2 根据国内实际经验,启动锅炉的蒸汽参数采用低压(1.25MPa或1.27MPa,350℃)即可。现行国家标准《工业蒸汽锅炉参数系列》GB/T 1921—2004 表1“工业蒸汽锅炉额定参数系列”中1.25MPa,350℃系列锅炉额定容量最大为35t/h,该标准未列的工业蒸汽锅炉的额定参数由供需双方协商确定。系统设计时可考虑留有机组建成投运后,启动锅炉搬迁至其他工程重复使用的条件。

8.8.3 燃煤启动锅炉在采暖地区使用较多,部分燃煤启动锅炉房因上煤、除灰、排水等工艺设计过于简陋或总体规划设计不完善,出现劳动条件差并引起环境污染等问题,故条文中对燃煤启动锅

炉房提出了应满足环境保护和劳动保护的要求。

8.9 循环流化床锅炉系统

8.9.3 石灰石粉一级输送系统简单,为越来越多的工程采用。

通过调研及总结,如果石灰石粉库容积太大,有阻塞的危险。具体工程中可根据石灰石粉获得的难易程度、运输条件适度调整储存时间。

8.9.4 我国目前已投运大量 300MW 及以下 CFB 锅炉机组。300MW 引进型 CFB 锅炉机组已投产 10 台以上,国内自主研发的 300MW CFB 锅炉机组宝丽华已于 2008 年 6 月 14 日通过 168h 试运行,其他机组也开始陆续投入运行。根据调研,我国早期设计的 135MW 级及以下机组风机容量普遍偏大,造成厂用电率高,安全性差。我国引进型 300MW CFB 锅炉机组示范工程和几个国产化 300MW CFB 锅炉机组的一次风机选型参数见表 3。

表 3 我国几台 300MW CFB 锅炉机组一次风机选型参数表

项 目	白马电厂 引进示范		大唐红河 发电厂		国电小龙潭 发电厂		秦皇岛 热电厂	
	BMCR 工况	TB 工况	BMCR 工况	TB 工况	BMCR 工况	TB 工况	BMCR 工况	TB 工况
风机入口流量(m^3/s)	58.06	83.56	65.00	80.00	51.68	63.60	62.56	76.27
风机总阻力(kPa)	23.5	29.8	23.700	31.850	21.400	30.20	24.200	35.700
风机进风温度($^{\circ}\text{C}$)	17.5	41.1	20.0	20.0	19.8	19.8	20.0	30.0
进口气体密度(kg/m^3)	—	1.129	1.06	1.06	1.06	1.06	1.22	1.18
电机功率(kW)	3100		3000		2800		3700	
TB 工况风量裕量(%)	23.9		23.0		23.0		21.9	
TB 工况风压裕量(%)	26.8		34.40		41.10		47.52	

从表 3 数据可见,各 300MW CFB 锅炉机组 TB 工况相对于 BMCR 工况的风量裕量基本相同(白马电厂初设的风量、风压裕量分别为 22%和 25%,表中为实配风机参数),但风压裕量相差较

大。引进型 300MW CFB 锅炉机组示范工程,其风机参数由外方提出,选取的风压裕量最低,而其余 3 个工程均是引进相同技术、国内制造的锅炉,其烟风系统阻力应基本相同,但所选取的风压都远远超过示范工程,实际运行中国内设计的工程风机开度均较小。

由于 CFB 锅炉机组的一、二次风机压力很高,风机比转速较低,均需采用离心式风机才能满足要求。对于采用风门(无论是轴向门还是进风箱进口百叶窗)调节的离心式风机,如果富裕量太大,对整个机组运行的经济性和安全性均十分不利。因为对于离心风机来说,设计工况点应尽可能靠近所选风机调节门全开时的最高效率点,以获得最好的经济效益。若风机出力富裕量过大,为适应锅炉实际需要的风量和风压,势必造成风机入口调节门关得很小,此时风机运行效率将很低。特别是 300MW CFB 锅炉机组的一次风机,由于其压力高,耗功量大,运行效率的高低对厂用电影响十分显著。

对于 300MW 设置有外置式热交换器的 CFB 锅炉机组,通过控制进入炉膛及外置床的回灰量,使得锅炉在床温控制和负荷调节方面具有相当的优势,一、二次风率的变化较稳定。对无外置式热交换器的 CFB 锅炉机组,还需考虑实际运行中一、二次风率的变化范围。

条文中的一、二次风机风量裕量已考虑周波的影响、设计误差、设备老化等因素,并结合已投运电厂运行情况确定,风压裕量按流量的平方计算,符合流体力学理论,这也是国际上许多公司风压裕量通常的取值方法,但锅炉厂提供的炉膛床层和旋风分离器阻力应是实际阻力,不再在计算中考虑裕量。经计算核实,一般压头裕量在 1.19~1.23 之间,带外置床的机组可能高于此值。

在以前的工程中,由于制造技术的原因,流化风机多选用罗茨风机。随着机组容量增加,流化风量增加,风机风压比增加,流化风机选用离心风机成为可能。与罗茨风机相比,离心式风机具有

流量可调、单台容量较大、检修费用低、噪声小等优点,目前300MW CFB 机组均选用了离心风机。为了满足离心风机运行特性,在管路上人为加了阻力部件,因此离心风机比罗茨风机电机功率高,节能效果不如罗茨风机。

8.9.5 目前加床料系统主要有3种形式:利用底渣仓设置1套非连续运行的气力床料输送系统;采用卡车运入物料,用泵注入临时系统;固定机械式加床料系统。

固定机械式加床料系统现在主要有2种形式:在锅炉旁设置床料斗,用斗提机将物料送至给煤机皮带;在除氧煤仓间设1个启动床料小斗,启动床料由输煤皮带输送至启动床料小斗,启动床料经下降管、旋转给料阀、给煤机送入炉膛,此方案中启动床料小斗应避免布置在皮带末端。此形式是在总结目前国内加床料系统设计运行经验的基础上研究提出的设计方案,尚无投运实例,今后工程设计中,可根据煤质和工程情况选择启动床料系统。

9 除灰渣系统

9.1 基本规定

9.1.3 本条明确了除灰渣系统排出的灰渣量应按锅炉最大连续蒸发量燃用设计煤种时的灰渣量计算,其中包括燃料中存在的灰分和锅炉机械未燃烧损失 q_4 产生的灰渣量,灰渣总量是 100%,与灰场储存年限计算的灰渣量是一致的。厂内各除灰渣分系统的设计容量应根据具体情况按本规范规定的裕度要求进行计算,厂外输送系统的容量宜根据综合利用的落实情况确定。

9.2 除渣系统

9.2.1 煤粉锅炉底渣的冷却有水冷和风冷两种方式,排渣设备主要有三种:水封式排渣斗、水浸式刮板捞渣机和风冷式排渣机。水封式排渣斗虽然炉底布置简单,排渣装置无机械转动部件,但其耗水大,相应地除渣系统投资费用和运行电耗高,近期国内大中型机组已很少采用。

风冷式除渣系统是 21 世纪初兴起的除渣方式。我国在 20 世纪 90 年代末引进了意大利马加蒂风冷式除渣系统,1999 年 12 月 17 日河北三河电厂 1 号机组的风冷式钢带机系统成功投入运行,开创了我国火电行业采用风冷式排渣设备的新时代。国产化的风冷式排渣设备相应兴起,经多年研制、改进完善,已在数十个燃煤电厂投入商业运行,在严寒、缺水地区的燃煤电厂得到了较广泛的运用,并被国家经贸委、国家税务总局列入第一批“当前国家鼓励发展的节水设备(产品)目录”。但风冷式排渣机对锅炉效率影响因素较多,受进风量的限制,其最大输送出力较刮板捞渣机要小。

水冷式除渣系统是燃煤电厂应用多年的除渣技术,冷却水耗

量较大,循环使用对节约水资源、减少废水排放很有必要,应设置闭式循环冷却水系统。

9.2.2 国内采用水浸式刮板捞渣机的电厂后续输渣系统有单级刮板捞渣机直接输送至渣仓、刮板捞渣机接转其他输送设备后输送至渣仓以及刮板捞渣机直接装车等方案,其中刮板捞渣机直接输送至渣仓的方案简单可靠,检修维护量小,综合指标最优,故推荐采用。

2000年前国产的水浸式刮板捞渣机上部通常设有过渡渣斗和关断门,要求渣斗能够储存4h的锅炉排渣量,以保证锅炉的不停炉检修;故障排除后,要求刮板捞渣机能够在1h内迅速排除4h的存渣量,故要求刮板捞渣机设备出力不小于锅炉排渣量的400%;引进的刮板捞渣机不设关断门,但也要求刮板捞渣机出力不小于锅炉排渣量的400%,主要考虑如下因素:不停炉检修捞渣机后的排渣量成倍增加,适应实际燃烧煤质的变化,锅炉吹灰时的渣量增加,锅炉不稳定燃烧时的渣量增加,设备出力增大对设备价格影响较小。前几年,电厂燃料供应紧张,煤质变差,灰渣量增加很多,由于刮板捞渣机设计出力定为不小于锅炉排渣量的400%,因此适应了煤种变化,未出现设备出力不够问题,起到了保证锅炉安全运行的作用,故本规范规定刮板捞渣机设备最大出力不宜小于锅炉最大连续蒸发量时燃用设计煤种排渣量的400%。

9.2.3 考虑到锅炉燃用煤种会在一定范围内变化、锅炉可能发生的结焦情况和排渣设备维护等因素,当采用风冷式排渣机方案时,风冷式排渣机的输送能力要分别满足锅炉燃用设计煤种时锅炉正常的排渣量和燃用校核煤种锅炉吹灰时的最大排渣量,并留有一定的裕度。根据本规范的规定,设计时应要求锅炉厂提供燃用校核煤种时锅炉吹灰阶段的排渣量。

风冷式排渣机系统对锅炉效率影响因素较多,有炉底进风温度、进风量以及是否根据炉底进风情况调整锅炉燃烧设计和烟风系统设计等。根据西安热工研究院对几个采用风冷式排渣机工程

的性能测试结论,炉底进风温度控制在 $300^{\circ}\text{C}\sim 400^{\circ}\text{C}$,进入炉膛冷却风量控制在 1% 总风量以内时,风冷干式排渣对锅炉效率有少量提高,超过上述条件范围,则对锅炉效率产生负面影响。为了保证燃用设计煤种时锅炉的燃烧工况和效率,对风冷式排渣机系统冷却热渣后进入炉膛的风温应进行控制,不应低于锅炉效率转折点温度(约 300°C),否则会影响锅炉效率,故风冷式排渣机设备的出力不宜选择过大,且进风门应有自动调节措施。

风冷式排渣系统的排渣温度测试点取自渣仓入口处。

9.2.4 风冷式排渣机后续输渣系统主要有以下几种:

1 直接输送:适当增加一级排渣机的倾角和长度,直接输送到渣仓。排渣机倾角不宜超过 33° 。

2 二级机械输送:可选用链斗输送机或斗式提升机或二级排渣机,将炉渣转运到渣仓。

3 负压输送:采用负压气力输送系统转运至渣仓,输送距离不宜超过 150m。

4 正压输送:采用正压气力输送系统转运至渣仓,适用于输送距离在 150m~500m 的场合。

机械输渣系统对底渣粒度要求较低,初期投资及运行能耗均较低,可靠性高;气力输送系统对煤种的适应性较差,对底渣粒度要求较高,初投资和运行成本均较高,设备检修、维护量较大,故本规范推荐采用机械输渣系统。负压气力输送和正压气力输送系统输送距离的控制,是根据对目前投运机组调研情况的掌握以及防止堵管、保证安全稳定输送和运行经济性提出的参考值。当锅炉排渣量小,渣仓距离远,机械输送设备布置困难时,也可根据工程的具体情况采用气力输送系统。

9.2.5 渣仓的容积应根据工程的具体情况综合比较确定。经多次调研,并根据各届除灰专业技术交流会的专题报告,在厂外灰渣输送条件有保证(如南方地区)时,渣仓容积按储存锅炉最大连续蒸发量时燃用设计煤种 14h 的排渣量就能够满足电厂运行管理要

求;在北方寒冷地区,气象条件影响厂外输送或输送条件受到限制时,渣仓的容积需要按储存锅炉最大连续蒸发量时燃用设计煤种 24h 的排渣量来考虑。

当厂内渣仓容积的大小影响到除渣系统的设备配置和布置时,如渣仓容积加大,单级湿式刮板捞渣机无法直接输送至渣仓,需采用二级转运输送,存在布置困难、二级刮板机返渣、灰水不易排放、运行维护量大和初投资大等问题,渣仓的容积按照储存锅炉最大连续蒸发量时燃用设计煤种 14h 的排渣量比较合理。当后续输渣设备采用斗式提升机、链斗输送机或气力输渣系统时,渣仓容积大小对系统配置影响较小时,渣仓容积按照储存锅炉最大连续蒸发量时燃用设计煤种 24h 的排渣量比较合理。

综上所述,本规范规定每台炉渣仓的有效容积宜为储存锅炉最大连续蒸发量时燃用设计煤种 14h~24h 的排渣量。

9.2.6 当炉底除渣装置采用水封式排渣装置、水力排渣槽装置,或炉侧无渣仓布置位置时,底渣在厂内采用水力输送系统,厂外需用车(船)或其他输送机械外运时,可采用脱水仓方案。由于接受渣浆与脱水、卸渣不能同时在同一脱水仓内进行,故规定每套脱水设备宜设 2 台脱水仓,轮流切换运行。

9.2.7 除渣设备采用沉渣池时,接收渣浆和沉渣、排水不能同时同一格沉渣池内进行,故规定沉渣池宜采用两格。每格沉渣池有效容积的确定主要考虑沉淀、切换、运输等时间要求。

9.2.8 根据对全国循环流化床锅炉运行调研资料的分析,机械输送系统初投资小,运行正常,能耗小、运行维护量小,而气力输送系统,除个别电厂运行情况良好外,大部分电厂存在问题较多,其中维修工作量大、成本高、能耗大是普遍问题,个别电厂甚至无法正常运行,只能进行系统改造或人工排渣,故本规范规定宜采用机械输送系统。考虑到底渣输送系统的故障会影响锅炉本体系统的运行,故规定输送系统的同级设备不宜少于 2 台。

循环流化床锅炉由于掺烧石灰石,增加了脱硫反应后生成的

CaO 和 CaSO_4 等附属物,故不宜采用水力除渣系统。

9.3 除灰系统

9.3.2 气力输送系统设计出力选择应充分考虑电厂燃用煤种的变化范围。对于煤源不稳定的火力发电厂,气力输送系统的设计出力应在标书编写时充分考虑实际燃用煤种的变化,留有足够的输送裕度,并在标书审定时确定。

通过对十几个电厂设计煤种和校核煤种燃煤量的增加比例与灰渣量的增加比例的分析,得出电厂煤种变化对锅炉灰渣量的影响,当煤质变差(主要是收到基灰分增加)引起燃煤量的增加比例为 2%~15%时,灰渣量增加比例为 30%~200%。煤质严重变差时除灰系统基本无法正常运行,锅炉只能降负荷运行或除尘器就地排灰,影响电厂的安全文明生产。但气力输送系统出力的增加对投资的影响较大,故本规范规定了输送系统出力的下限值,各工程根据实际燃用煤种情况确定系统出力。

9.3.3 灰库的总容量取决于灰库的用途和外部转运条件。对于中转或缓冲灰库,一般只需要满足缓冲容积要求,故规定了 8h 的系统排灰量。灰库宜按粗、细灰分开设置,以利于干灰综合利用。

9.3.5 因半干法烟气脱硫的脱硫灰增加了脱硫反应后生成 CaO 和 CaSO_4 等附属物,且灰湿,容易粘结,储灰时间不易过长,故规定灰库宜单独设置,有效储存容积不宜大于 24h 的系统排灰量。

9.3.9 现有的制浆设备主要有水力混合器、搅拌机、搅拌机等,厂外输送设备主要有柱塞式灰浆泵、离心式灰浆泵等,制浆浓度根据厂外输送泵的要求确定。采用(中)高浓度水力输送系统,可以达到节水、节能的要求,故本规范推荐采用。

9.4 厂外输送系统

9.4.1 汽车运输方式具有灵活、方便,易利用社会运力运输等优点,故规定采用干式贮灰场时,灰渣的厂外输送系统宜采用汽车运

输方式。

当采用带式输送机运输方式时,为了减少系统投资,规定宜按单路设计。由于系统没有设置备用系统,只有通过增大系统出力裕度来保证系统运行的安全可靠,故规定带式输送机出力宜按锅炉最大连续蒸发量时燃用设计煤种时灰渣量的 300% 选取。

9.6 贮 灰 场

9.6.1 本条确定了采用干式贮灰场或湿式贮灰场进行技术经济比较的原则。

9.6.2

2 贮灰场容积规划要求分规划阶段和设计阶段,根据灰渣(含脱硫副产品)综合利用程度、灰场初期征地条件等可分别按贮存 10 年、5 年确定,按贮存 3 年建设初期灰场。当灰渣(含脱硫副产品)确实能全部综合利用时,可按贮存 1 年进行初期征地及建设事故备用贮灰场。

9.6.3 灰坝设计原则及排水泄洪建筑物设计原则与现行行业标准《火力发电厂水工设计规范》DL/T 5339—2006 和《火力发电厂灰渣筑坝设计规范》DL/T 5045—2006 一致。

9.6.4 干式贮灰场第 1、2 款为设计标准,湿灰场的设计标准已很成熟,除特殊情况外干灰场可以按照湿灰场标准执行。设计洪水标准重现期取 30 年是根据《火力发电厂灰渣筑坝设计规范》DL/T 5045—2006 中三级山谷灰场灰坝洪水设计标准,并参考国家标准《防洪标准》GB 50201—94 中Ⅳ、Ⅴ级尾矿坝洪水设计标准确定。第 7、8 款山谷干灰场内一般应设排水及泄洪设施,有条件的宜设置截洪沟。平原和滩涂干灰场内一般可不设置排水设施。灰场区域内的雨水除被干灰渣吸附部分外,其余部分可汇集在地势低洼处集水池内,用于干灰渣喷洒降尘。但对受客水汇入影响大及降水量大的地区是否设置排水设施应按工程条件通过技术分

析确定。

9.6.5

1 无论干式贮灰场或湿式贮灰场,在运行前都需要委托具有环保测试资质的单位进行灰场环境的本底观测,一般应包括大气环境、地下水情况、地表水情况及水质分析等项目,测试时间不少于1年。因此,在设计上要为测试工作创造必要的条件。

10 烟气脱硫系统

10.1 基本规定

10.1.2 火电机组可供选择的烟气脱硫工艺较多,主要包括:石灰石-石膏湿法、氨法、旋转喷雾半干法、烟气循环流化床法、海水法、活性焦干法和电子束法等。

石灰石-石膏湿法烟气脱硫工艺适用范围广泛,工艺成熟,脱硫率可达 95% 以上。脱硫剂来源丰富,价格较低;副产品石膏一般条件能够得到应用,近几年国内绝大部分燃煤机组根据环境影响评价要求均采用石灰石-石膏湿法烟气脱硫工艺,因此对于燃煤收到基硫分大于 1% 或单机容量为 300MW 级及以上机组宜采用石灰石-石膏湿法脱硫工艺。

氨法烟气脱硫工艺用液氨和氨水作为吸收剂,脱除燃烧烟气中的 SO_2 ,其副产品为硫酸铵肥料,在工艺过程中不产生废水,在技术上是成熟的。虽然氨法烟气脱硫工艺目前国内没有直接用于大、中型燃煤机组的业绩,但在国外已实现了相当于 300MW 级锅炉高 SO_2 含量(相当于燃煤收到基硫分为 5%)的烟气脱硫,并且经过 10 多年的运行证明是成功的。

旋转喷雾半干法烟气脱硫工艺,以 CaO 含量较高的石灰为脱硫吸收剂,利用具有很高转速(9550r/min~13500r/min)的离心喷雾器使吸收剂雾化以增大吸收剂与烟气接触的表面积,发生强烈的热交换和化学反应,迅速将大部分水蒸发掉,形成含水量较少的固体产物,该产物是亚硫酸钙、硫酸钙、飞灰和未反应氧化钙的混合物,部分在塔内分离,由锥体出口排出,另一部分随脱硫后烟气进入除尘器收集,在烟道和除尘器内未反应氧化钙仍将继续与烟气中的 SO_2 反应,使脱硫效率有一定的提高。该工艺系统简单,

厂用电率和水耗低,无废水排放,在脱除 SO_2 同时几乎脱除全部 SO_3 ,适用于燃低硫煤机组。该工艺应用在我国处于起步阶段,运行机组容量为 200MW 及以下机组,如:华能山东曲阜电厂 $1 \times 200\text{MW}$ 机组、焦作金冠嘉华电力 $2 \times 135\text{MW}$ 机组等。而该工艺在美国已应用到多台 790MW 机组,并且脱硫效率可达 94%,脱硫装置的可靠性达到 97% 以上。在欧洲也有多台 350MW~410MW 机组运行业绩,故本规范提出可在燃煤收到基硫分不大于 1%、300MW 级及以下机组采用旋转喷雾半干法烟气脱硫工艺。

烟气循环流化床半干法脱硫工艺,国内已在华能邯峰电厂 660MW 机组、华能榆社电厂、江苏新海电厂 300MW 等机组得到应用,具有与旋转喷雾干燥法烟气脱硫工艺相同的节水、节电和对燃低硫煤机组比较适合的特性。

海水法脱硫工艺具有系统简单、投资较少、厂用电率低和运行费用低等优点。国内已有 300MW、600MW、1000MW 级机组采用海水法烟气脱硫工艺的运行业绩。目前投运的海水脱硫装置脱硫率均都能满足要求。采用海水脱硫工艺时首先应有足够的海水资源,在机组所能提供的水量基础上,为了使排水的水质满足达标排放的要求,吸收塔入口的 SO_2 浓度是受限制的,一般要求燃煤收到基硫分不大于 1%。电厂冬夏两季所需的循环水供水量变化很大,而脱硫所需的海水量基本不随季节变化,在燃用煤种收到基硫分大于 1% 时,冬季机组循环水供水量不能满足曝气池区域的用水量要求,需机组循环水泵向曝气池补充脱硫所需的水量,因此在收到基硫分大于 1% 时,应进行技术经济比较分析。

活性焦干法烟气脱硫工艺是适合于燃低硫煤、600MW 级以下机组应用的烟气脱硫工艺。它在脱硫、脱硝的同时能够脱除其他有害物质。如脱除 SO_3 、汞等重金属,并可预留脱 NO_x 接口。脱硫过程基本不用水,特别适合于水资源贫乏地区。其脱硫副产品能够回收。脱硫副产品一般为硫酸,硫酸是极有价值的工业原

料,也可以回收元素硫或液体 SO_2 。该工艺目前造价较高,但在中心城市、综合排放控制指标要求高及在严重缺水地区或综合污染物排放控制要求较高地区可采用该工艺。

10.3 二氧化硫吸收系统

10.3.1

1 目前石灰石-石膏湿法烟气脱硫工艺主要有喷淋塔、鼓泡塔和液柱塔三种吸收塔形式。

喷淋塔是圆形喷淋空塔技术的总称,一些脱硫公司在此基础上作了许多改进和完善工作,如在喷嘴材料选择,喷嘴形式和布置方式上的变化;在烟气入口装设导流措施和塔内烟气均布设施;吸收塔下反应池采用空气搅拌方式或用循环搅拌机代替搅拌器;在塔体上部装设竖向隔板,延长烟气在吸收塔内的停留时间,以利水分去除;设置一层塔板,塔板位于吸收塔浆液喷嘴下部,塔板上按照一定的开孔率布满小孔,吸收剂浆液在塔板上形成一定厚度的液层等。这些改进使喷淋塔技术日臻完善,增强了适应大容量烟气脱硫要求的能力,也同时使其能够成为脱硫吸收塔的主要塔型。

鼓泡塔也称为鼓泡式反应器,来自烟道冷却区域的烟气进入由顶板和底板形成的封闭的吸收塔入口烟气室。装在烟气室底板的喷射管将烟气导入吸收塔鼓泡区(泡沫区)——石灰石浆液面以下的区域。在鼓泡区域发生所有吸收、氧化和中和反应,生成石膏。发生上述一系列反应后,被吸收洗涤的烟气通过上升管进入位于烟气室上方的出口区域,然后流出吸收塔。鼓泡塔具有如下主要特点: SO_2 脱除率较高,煤种变化适应性好,部分负荷时动力消耗低,除尘效果好,烟气流量分配均匀。

液柱塔吸收剂浆液自塔底向上垂直喷射,形成液柱。烟气自塔顶或塔底进入吸收塔,气、液两相扰动接触,充分传质,完成 SO_2 的吸收。液柱塔的特点是脱硫效率高,无结垢堵塞现象,体积小,构造简单,维修方便。缺点是烟气压降较大。

对于大中型机组的烟气脱硫装置来说,要求吸收塔技术成熟、造价低、运行可靠、脱硫效率高、能耗小、操作简单、维修方便等,喷淋塔、鼓泡塔和液柱塔能够很好地适应上述要求,而且国际上上述吸收塔的运行业绩也最多,完全能够适应大容量机组烟气脱硫的各项要求。因此,一般情况下喷淋塔、鼓泡塔、液柱塔均可以采用。

4 目前国内半干法烟气脱硫工艺应用的 300MW 级及以下机组半干法烟气脱硫工艺脱硫塔均为 1 炉配 1 塔。

10.4 烟 气 系 统

10.4.2

1 脱硫增压风机选型时,脱硫增压风机与引风机的工作条件基本相同。国内 20 世纪 90 年代投产的一批 300MW 等级燃煤机组配备了国产动叶可调轴流式引风机,当时除尘器出口的烟气含尘浓度控制标准为不大于 $200\text{mg}/\text{m}^3$ (标准状态下),这批引风机目前的运行状况均很正常。国产动叶可调和静叶可调脱硫增压风机已应用于几百个 300MW、600MW 和 1000MW 级机组的脱硫工程,总体运行情况很好。除风机轴承及部分 1000MW 级机组风机液压缸、液压油站需要进口外,全部设备均已实现国产化。目前除尘器出口粉尘浓度要求为 $100\text{mg}/\text{m}^3$ (标准状态下) 以下,因此风机叶片抗磨损寿命可以显著提高;另一方面,国内风机制造厂改进了叶片制造工艺,提高耐磨寿命的方法是在叶轮叶片和后导叶上再喷熔镍基碳化钨耐磨材料,硬度为 HRC55~60,可大幅度提高动叶可调轴流风机的耐磨性能;无论是静叶可调轴流风机,还是动叶可调轴流风机,其设备可靠性完全能够满足电厂长期稳定运行的要求,因此本规范提出增压风机宜选用轴流式风机。

动叶可调轴流风机的调节范围广,一般可达到 10%~100%,而且风机在低负荷区有较高的效率,如在 20%~30% 负荷,效率能够达到 35%~40%;而静叶可调轴流风机在 50% 负荷点以上才可保持 35%~40% 的效率,而且在较低的负荷工况下运行不稳

定,因此对于 600MW 等级机组,每套脱硫装置只设 1 台增压风机时,宜选用动叶可调轴流式风机。

10.4.3

1 湿法烟气脱硫工艺设置烟气-烟气加热器具有以下好处:

1)可以减少脱硫用水量。湿法烟气脱硫装置设置烟气-烟气加热器后,吸收塔内蒸发水量较不设烟气-烟气加热器减少工艺水量较多,经计算平均耗水可降低 20%~30%之间。2 台 600MW 级机组设置烟气-烟气加热器比不设烟气-烟气加热器可减少耗水量在 30 万 t/a 以上。

2)可以提高烟气抬升高度。

3)可以降低烟气的腐蚀性。

在湿法烟气脱硫工艺中的烟气酸露点温度通常是降低的,但烟气的腐蚀性等级却并不降低,相反会明显升高,其原因是在湿法烟气脱硫工艺中产生的酸性烟雾和酸性带水、卤化物腐蚀等现象。脱硫后的烟气中 SO_3 含量虽有所降低,但烟气中所含腐蚀物质总量反而增多,其中包括来自煤燃烧和来自脱硫剂浆液制备水中所含氯化物和氟化物等强腐蚀性物质。如果脱硫后的烟气温度低于酸露点温度,烟气的腐蚀性等级将进一步增加。如果取消烟气-烟气加热器,净烟气的温度为 $45^{\circ}\text{C}\sim 52^{\circ}\text{C}$,并且在烟囱前为正压(约 200Pa),烟气的腐蚀性和渗透性均大为增强,因此烟气-烟气加热器的设置对烟囱防腐有利,由于热应力减小,对烟囱的安全运行也有利。

综上所述,湿法烟气脱硫装置宜设置烟气-烟气加热器。

对于烟气-烟气加热器的选型,回转式烟气-烟气加热器与回转式空气预热器工作原理相同,采用烟气加热烟气,换热系统比较简单,烟气泄漏率为 1%左右。回转式烟气-烟气加热器的优点是其对烟气的适应能力强,具有布置方便、使用业绩多、运行和维护方便等特点,因此在我国新上火电机组湿法烟气脱硫工艺中设置烟气-烟气加热器普遍采用回转式烟气-烟气加热器。

管式烟气-烟气加热器主要采用管式热媒水强制循环式加热器,该技术又称低温静电除尘技术。日本三菱公司采用该形式烟气-烟气加热器,已有 9 台以上大机组运行实例。它是一种借助热媒水介质循环吸热与加热的热交换器。烟气-烟气加热器冷端布置在除尘器之前,使除尘器入口温度降低,在保证提高除尘效率的同时,有利于脱除 SO_3 ,并具有节能的效果。

2 80℃以上是经烟气加热器换热后能够达到的较合适温度,同时对烟囱防腐有利,且净烟气能在烟囱口上达到充分扩散的效果。

11 烟气脱硝系统

11.1 基本规定

11.1.2 目前可供选择的烟气脱硝工艺为:SCR 烟气脱硝工艺、SNCR 烟气脱硝工艺和 SNCR/SCR 混合脱硝工艺。

SCR 烟气脱硝工艺的脱硝效率最高,是目前主流的炉外脱硝工艺,市场占用率达 80% 以上。SCR 工艺对燃料的适应性广,无论是燃煤、燃油、燃气或垃圾焚烧锅炉都有良好的脱硝性能。SCR 工艺适用于各种锅炉容量,目前最大投运的机组为 1000MW 级容量。国内外 300MW 等级以上的大容量机组基本采用 SCR 工艺。

SNCR 烟气脱硝工艺的脱硝效率较低,通常为 20%~40%。这是因为 SNCR 的脱硝反应发生在炉膛内,需要在合适的温度范围内,而炉内温度场和烟气场非常复杂,造成还原剂难以在合适的温度范围内与 NO_x 混合。随着炉膛的增大,脱硝效率呈下降趋势,因此 600MW 级以上锅炉很少采用 SNCR 工艺。

SNCR/SCR 混合烟气脱硝工艺的脱硝效率介于上述两种工艺之间,一般为 40%~80%。国内采用 SNCR 的机组基本上预留了催化剂反应器的位置,为今后采用 SNCR/SCR 混合工艺创造了条件。国外采用 SNCR/SCR 混合工艺的机组也很少。SCR 工艺、SNCR 工艺、SNCR/SCR 工艺的比较见表 4。

表 4 几种烟气脱硝工艺综合比较

项目	SCR 工艺	SNCR 工艺	SNCR/SCR 工艺
反应剂	以 NH_3 为主	可使用 NH_3 或尿素	可使用 NH_3 或尿素
反应温度	320℃~400℃	850℃~1100℃	前段: 850℃ ~ 1100℃, 后段: 320℃ ~ 400℃

续表 4

项目	SCR 工艺	SNCR 工艺	SNCR/SCR 工艺
催化剂	成分主要为 TiO_2 , V_2O_5 , WO_3	不使用催化剂	后段加装少量催化剂(成分主要为 TiO_2 , V_2O_5 , WO_3)
脱硝效率	60%~90%	25%~40%	可达 60%~80% 以上
反应剂喷射位置	多选择于省煤器与 SCR 反应器间烟道内	通常在炉膛内喷射,但需与锅炉厂家配合	锅炉负荷不同喷射位置也不同,通常位于一次过热器或二次过热器后端
SO_2/SO_3 氧化	会导致 SO_2/SO_3 氧化	不导致 SO_2/SO_3 氧化	SO_2/SO_3 氧化较 SCR 低
NH_3 逃逸	3ppm~5ppm	10ppm~15ppm	5ppm~10ppm
对空气预热器影响	NH_3 与 SO_3 易形成 NH_4HSO_4 , 造成堵塞或腐蚀	不导致 SO_2/SO_3 的氧化,造成堵塞或腐蚀的机会为三者最低	SO_2/SO_3 氧化率较 SCR 低,造成堵塞或腐蚀的机会较 SCR 低
系统压力损失	催化剂会造成压力损失	没有压力损失	催化剂用量较 SCR 小,产生的压力损失相对较低
燃料的影响	高灰分会磨损催化剂,碱金属氧化物会使催化剂钝化	无影响	影响与 SCR 相同
锅炉的影响	受省煤器出口烟气温度的影响	影响与 SNCR/SCR 混合相同	受炉膛内烟气流速及温度分布的影响

11.3 烟气脱硝反应系统

11.3.1

4 燃煤锅炉通常采用垂直 SCR 反应器,烟气从上到下通过催化剂。反应器一般有 2 层以上催化剂。由于催化剂是在高含灰的烟气中工作,因此催化剂的寿命会受下列因素的影响:

1) 烟气所携带的飞灰中含有 Na, Ca, Si, As 等成分时,会使催化剂“中毒”或受污染,从而降低催化剂的效能。

2) 飞灰对催化剂反应器的磨损。

3) 飞灰将催化剂反应器通道堵塞。

因此,应在 SCR 反应器的进口设置清灰设施。

11.3.2 板式催化剂的适用含尘量可以很高,蜂窝状催化剂的适用含尘量不宜大于 $40\text{g}/\text{m}^3$ (标准状态下),而波纹板式催化剂的适用含尘量不宜过高[通常要求含尘浓度小于 $20\text{g}/\text{m}^3$ (标准状态下)]。

11.4 氨/空气混合及喷射系统

11.4.1

1 因二次风压头较低,故当采用二次风时,应校核其压头是否满足要求。

11.4.2 稀释风机风量不需要调节,故选择离心风机即可。稀释风机应设有备用,因此针对反应器数量不同可配置不同容量和数量的稀释风机。

12 汽轮机设备及系统

12.1 汽轮机设备

12.1.2

4 由于直流冷却的汽轮机组冷却水温度相对较低,故规定经技术经济比较后确定其凝汽器采用单背压或双背压。

12.1.3 汽轮机额定功率(铭牌功率)在《固定式发电用汽轮机规范》GB/T 5578—2007 和国际电工委员会(IEC)1991 版标准 IEC 60045—1:1991 Steam turbine Part 1:Specifications 中的定义有所不同。经过专题研究得出结论:在我国火电机组现行的运行调度原则下,按 IEC 标准采用年平均水温对应的背压确定机组额定功率,在除夏季以外的其他季节,当维持汽轮机额定进汽量不变时,可以增加机组的出力;在相同的设备利用小时情况下,可以增加机组年发电量,同时降低机组年平均煤耗率,可以充分发挥火电机组的设备能力,降低社会投资成本。但国内部分专家认为:在高于年平均水温时,特别是在夏季工况机组达不到额定功率,尽管机组夏季出力与按照国标定义额定功率的机组相同,但这不符合我国近 20 多年的电网调度习惯,并与现行的国标产生矛盾。因此,建议本规范仍然采用《固定式发电用汽轮机规范》GB/T 5578—2007 确定汽轮机额定功率。对于空冷机组,由于夏季背压很高,且受环境风的影响易产生波动,如果按《固定式发电用汽轮机规范》GB/T 5578—2007 定义机组额定功率,将会导致机组匹配不合理、机组运行的安全性和经济性较差的问题,所以空冷机组可以采用国际电工委员会(IEC)1991 版标准 IEC 60045—1:1991 Steam turbine Part 1:Specifications 来确定汽轮机额定功率。

在 IEC 60045—1:1991 相关的条款中,并没有明确给出几个

工况对应的具体终端条件,但根据对 IEC 60045—1:1991 前后条款内容的理解以及国际上的工程实践经验,在本款中明确了定义中“规定的背压”为额定背压。补给水率大小与机组容量和初参数相关,根据我国火电机组的实际运行状况,本条款中“规定的补水率”取为两个不同数值,即亚临界及以下参数机组取 3%,亚临界以上参数机组取 1.5%。根据我国工程实践,在考核机组出力时,通常要考虑一定量的补水率,而考核机组热耗率时补水率则为 0。

12.2 主蒸汽、再热蒸汽和旁路系统

12.2.3 目前国内已投运和在建电厂旁路系统容量多为:引进型亚临界机组一般配置 15%BMCR~30%BMCR 容量的简化旁路;直流炉的机组一般配置 30%BMCR~40%BMCR 容量的高、低压二级串联简化旁路;采用高压缸启动的机组,在主机允许的条件下,可采用 25%BMCR~30%BMCR 容量的一级大旁路。总地说,旁路系统一般按 30%BMCR~40%BMCR 或 100%BMCR 容量设置,主要与机组特性和电网系统要求有关。如北京重型电机厂引进技术生产的 300MW 级机组和东方电气的 300MW、600MW 机组均采用中压缸启动方式,对旁路的容量和形式要按实际需要确定。

12.3 给水系统

12.3.2 对于汽包锅炉,给水泵出口的总流量以锅炉最大连续蒸发量为基础,考虑了锅炉的连续排污损失 1.5%~2%、系统汽水泄漏损失 0.4%、汽包水位波动(包括锅炉抢水) 2%~5%、给水泵老化引起的出力降低 4%~5%,共计 7.9%~12.4%,一般取 10%。故给水泵出口的总流量取锅炉最大连续蒸发量的 110%。

对于直流锅炉,由于没有连续排污,也无汽包水位调节要求,故给水泵的容量裕度较汽包炉小,给水泵出口的总流量取锅炉最大连续蒸发量的 105%。

当机组在较高负荷运行发生快速切负荷(FCB)时,高压旁路减温水达到最大值,由于锅炉负荷的滞后特性,为保证此工况下供给锅炉足够的给水量,给水泵出口的总流量还应加上高压旁路减温水流量。

12.3.3 根据调研,国产 300MW 级湿冷机组多数电厂运行给水泵的配置为 2 台半容量汽泵,也有早期投产的潍坊、石横、沙岭子电厂等 10 台机组为 1 台全容量汽泵。采用全容量运行给水泵,可简化系统,提高运行的经济性,国外 300MW 级及更大容量机组配置全容量汽泵已很普遍,国内 300MW 级湿冷机组采用全容量给水泵已有成熟运行经验,故在条件合适时可优先考虑采用全容量汽泵。

对 600MW 级湿冷机组,除早期个别电厂采用 1 台全容量汽动给水泵外,绝大多数选用了 2 台半容量汽泵。全容量汽动泵方案的优点是系统简单、易于布置,在国外被较多采用;缺点是对给水泵组可靠性要求极高,停泵就要停机,运行可靠性低于 2 台半容量汽泵。另外,国内厂商尚无配 600MW 级湿冷机组全容量汽泵的运行业绩,如按近期国内 1000MW 机组所配的进口半容量汽泵价格进行测算,1 台 600MW 级机组全容量的进口汽泵价格要比 2 台 600MW 级机组半容量的国产汽泵方案略高,故在 600MW 级机组全容量汽泵未完全国产化前,宜选用 2 台半容量汽泵。

对 1000MW 级湿冷机组,如配 1 台全容量汽泵,单泵在机组 40%~100%负荷范围内,泵与主机的负荷相匹配,调节比较方便。低于 40%负荷,则切换至备用汽源,也能保证机组正常运行。但全容量汽泵组发生故障时机组将停炉或靠备用电泵降负荷运行,影响电厂的可用率。全容量汽动给水泵启动时需要辅助蒸汽启动汽泵;点火时,小流量给水(3%BMCR~5%BMCR)控制需要可调,目前世界上能为 1000MW 级湿冷机组配套生产并具有运行实绩的给水泵生产厂家也仅有两家,给水泵汽轮机的制造厂家也较少,难以形成竞争态势,使价格无法控制,初投资大大增加,故宜选

用 2 台半容量的汽泵。

基于高的运行可靠性作保证及发生故障时快速的修复能力,国外 300MW 及以上大容量机组普遍采用全容量汽动给水泵,且不设启动与备用的电动给水泵,此时,机组采用汽动给水泵直接启动或配置 1 台仅具有启动功能的低扬程定速电动给水泵。国内有谏壁、铁岭、蒲圻等电厂具有经常应用汽动给水泵直接启动机组、启动备用电动给水泵基本上不投入使用的运行经验。为控制工程造价,国产 300MW、600MW、1000MW 级湿冷机组可根据专题论证,采用不设备用给水泵或采用启动定速给水泵的方案。

12.3.4 对于空冷机组,由于给水系统采用湿冷汽动给水泵系统会造成机组耗水量增大,与主机采用空冷机组的节水宗旨不符。对于 600MW 级及以下直接空冷机组,由于空冷机组汽机背压高,随气温变化频繁,若采用直接空冷汽动给水泵,排汽接入主凝汽器,存在给水泵汽轮机运行工况变化频繁和调节复杂等问题,在夏季大风时也易引起给水泵汽轮机跳机而影响锅炉给水安全性,暂不宜推荐使用;若采用间接空冷汽动给水泵,则存在主机采用直接空冷系统,给水泵汽轮机采用间接空冷系统,辅机冷却水采用湿冷系统,造成厂内冷却系统多样,系统复杂,一次性投资高,因此给水系统推荐采用电动调速给水泵组方案,电泵的数量和容量可结合机组容量和拟选用给水泵及其调速装置的技术成熟程度、价格、布置及机组负荷稳定性要求等确定。

对于 1000MW 级空冷机组,由于电泵电动机容量过大,调速装置配套受到制约,此时可以通过增加电泵台数,不设备用等方式解决。

12.3.6

3 省煤器入口给水压力包括了锅炉本体水柱静压差。汽包锅炉为锅炉汽包正常水位与省煤器进口之间的水柱静压差,直流锅炉为锅炉水冷壁炉水汽化始终点标高的平均值与省煤器进口之间的水柱静压差。

12.3.9 紧急补水系统是考虑到全厂失电,又不能很快恢复时保护 CFB 锅炉使用,这种事故出现的概率极低。如果锅炉厂通过计算认为全厂失电时锅炉剩余水容积能保证锅炉不烧坏,也可不设该系统。

12.4 除氧器及给水箱

12.4.3 除氧器水箱容积应根据布置位置,通过瞬态计算,保证给水泵前置泵不汽蚀而确定,特别是具有 FCB 功能的机组。

12.5 凝结水系统

12.5.1

3 低压加热器事故属非正常情况,事故疏水不宜包括在最大凝结水量的计算中,否则将加大凝结水泵的容量,是不经济的。

据计算,当旁路系统的容量小于锅炉最大连续蒸发量约 37% 时,旁路系统进入凝汽器的蒸汽量小于机组在额定工况时的凝汽量,对凝结水泵容量的选择无影响;当旁路系统的容量介于锅炉最大连续蒸发量约 37%~75% 之间时,可启用备用凝结水泵来满足凝结水量增大的需要;但当旁路容量再增大时,凝结水泵在容量选择上应予以考虑,以保证运行启动时的安全可靠。

12.5.4 凝结水补给水箱主要用于机组启动、正常补水及除氧器高水位时凝汽器向其放水,同时可兼作冲管之用。条文中规定的补给水箱容积是为实现上述功能所需的最小容积。根据电厂实际运行情况,对亚临界及以下参数机组,条文规定的补给水箱容积完全可以满足要求;对超(超)临界参数机组,尽管采用稳压冲管时其容积偏小,但采用降压冲管就可以满足要求,如华能玉环 1000MW 机组采用了降压冲管,500m³ 的容积满足了要求。

12.5.6 低加疏水泵容量在汽轮机阀门全开工况流量的基础上加 10%,在某些工程低加切除工况运行时单泵容量不够,以外高桥三期工程 1000MW 机组的热平衡图为例,1[#]、2[#] 低加切除时的疏水

泵流量为 111.56kg/s,大于汽轮机阀门全开工况的疏水泵流量 74.878kg/s 约 49%。因此,在实际运行中如低加切除时疏水流量大于 1 台疏水泵容量上限值,则可开启备用疏水泵运行。

12.7 辅机冷却水系统

12.7.8 为了防止闭式循环冷却水热交换器发生泄漏时,开式循环冷却水漏入闭式循环冷却水而破坏闭式循环冷却水的水质,本规范规定闭式循环冷却水热交换器处闭式水侧运行压力应大于开式水侧运行压力。

12.9 凝汽器及其辅助设施

12.9.3 根据调研报告,对于 300MW 级湿冷机组,由于汽机本体凝汽器为单凝汽器,机组背压形式为单背压;每台机组配置真空泵的数量均为 2 台,单台真空泵抽干空气能力范围为 31kg/h~51kg/h,各电厂真空泵选型差别较大。根据徐州华鑫发电有限公司反馈信息,即使单台真空泵抽干空气能力为 31kg/h,在真空系统严密性能达到优良等级时,所配真空泵抽吸能力还显过高。考虑到电厂实际运行时真空泵的电耗增加,拟改为 2 台机公用真空泵。华润电力登封有限公司反馈信息,单台真空泵抽干空气能力为 51kg/h,正常运行时真空泵电流较大,真空泵电耗也较大,反映出真空泵设计选型偏大。

对于 600MW 级湿冷机组,由于汽机本体凝汽器为双凝汽器,机组背压形式多数为双背压,其中广东国华粤电台山发电有限公司为一次循环海水直流系统,机组背压形式为单背压,与同样采用海水直流系统的其他电厂相比,凝汽器背压较高,热耗率考核工况的热耗率也较大,则机组运行的经济性较差。常规 600MW 级湿冷机组真空泵配置一般为 2 运 1 备,单台真空泵的抽空气量为 51kg/h,设备运行良好。抽真空设备配置台数与单台真空泵的抽空气量有关,并应根据美国 HEI 标准进行真空泵选型计算。真空

泵的运行情况和长期保证的抽空气能力,除了与特定的气象环境条件有关,也与汽轮机本体的结构设计、制造能力,安装工艺和全部与凝汽器相连接的系统及管道的严密性有关。抽真空设备的容量及配置也应兼顾考虑以上因素。考虑国内 600MW 级机组多为自主开发型,并考虑凝汽器安装质量带来的影响,故本规范推荐真空泵的配置为 2 运 1 备方式。也有工程采用 2 运 2 备方式,设备初投资增加,不建议采用。

对于 1000MW 级湿冷机组,汽机本体凝汽器为双凝汽器,机组背压形式多数为双背压,其中华能玉环电厂为一次循环海水直流系统,机组背压形式同样采用双背压,与华电国际邹县发电厂四期采用再循环二次系统相同。每台机组配置真空泵的数量均为 3 台,单台真空泵抽干空气能力范围为 $75\text{kg/h} \sim 116\text{kg/h}$ 。华电国际邹县发电厂四期设计选型为 $3 \times 75\text{kg/h}$ 容量真空泵,电厂反馈机组启动时投入 2 台真空泵,正常运行时仅投入 1 台真空泵。华能玉环电厂设计选型为 $3 \times 116\text{kg/h}$ 容量真空泵,电厂反馈机组启动时投入 3 台,正常运行时投入 2 台,抽真空系统运行良好,真空泵配置可以满足机组启动及正常运行要求。

对于 300MW 级及以下空冷机组,据调研,一般设 2 台 100% 真空泵已能满足要求。

对于 600MW 级直接空冷机组,与湿冷机组比较,通常采用 3 台增大容量的真空泵。如大唐托克托三、四期工程,设计选型为 $3 \times 170\text{kg/h}$ 容量真空泵,机组启动时投入 3 台真空泵,正常运行时仅投入 1 台真空泵,真空泵配置可以满足机组启动及正常运行要求。

对于 600MW 级以上直至 1000MW 级直接空冷机组,由于汽轮机本体排汽量增加,包括排汽管道及空冷凝汽器整个汽空间增大,在机组启动期间,对抽真空设备的抽空气能力要求提高。推荐采用:

1 设置 $3 \times 100\%$ 容量真空泵,增加单台真空泵的抽空气能

力,以满足在规定的时间内建立真空的要求。设计考虑机组正常运行时,1 台运行,2 台备用。空冷电厂实际运行时,机组的真空度往往受许多环境条件的影响,如随着一天中外界气温的变化,机组背压会从额定值升高到最高值,或季节性大风的影响,机组背压会随时发生变化。据了解,为了维持机组真空度,机组正常运行时,电厂多采用 2 台真空泵运行方式以适应工况变化。也就是在多数情况下,仅 1 台真空泵处于备用状态。

2 设置 $4 \times 75\%$ 容量真空泵,可以降低单台真空泵的抽空气能力。机组启动时,4 台泵同时运行,以满足在规定的时间内建立真空的要求。机组正常运行时,2 台运行,2 台备用,这样有利于维持机组真空度,适应工况变化。

据调查,华电灵武工程在设备订货时选了 3 台 403 型(目前最大型号)真空泵,经核算不能满足机组启动时建立真空度的时间要求,后改为 4 台 353 型号的真空泵,2 运 2 备。

13 水处理系统

13.1 水质及水的预处理

13.1.1 对地表水,应了解历年丰水期、枯水期以及取水环境(如同期建设的水库的环境条件)对水源水质的影响,取得相应的水质全分析资料;对受海水倒灌或农田排灌影响的水源,还应掌握由此而引起的水质变化情况;对石灰岩地区的地下水,应了解其水质的稳定性;对于再生水、矿井排水等回用水应掌握其原水的来源组成,了解其处理设施的设计标准和运行情况;对于海水应了解取排水海域海水水质特点、海水取水方式、变化规律,以及周边海洋环境要求。

原水水质是设计的重要依据,鉴于近年来工程设计中常有资料不全或不确切的问题,设计单位对业主提供的原水资料应有分析验证的责任,为了保证水处理设计的包容性,验证的结论不一定全部采用某一时间段的水质资料,其中的某一项水质数据可以是其他时间段偏差的数据。

13.1.2 本条规定了原水预处理方式的选择要求。

1 锅炉补给水处理的预处理设计应与水工专业配合,尽量避免重复设置。根据电厂的水源条件,锅炉补给水处理的预处理可为全厂供水系统的一部分,也可根据需要单独处理。

2 近年来水源污染问题较普遍,特别是有机物污染,已经影响到原有水处理系统的安全、经济运行,造成热力系统炉水 pH 值降低,离子交换树脂污染等问题。因此,本款对去除有机物提出要求。

3 根据再生水水质和出水用途,可以选择的处理工艺主要有以下几种:

1)再生水(二沉池出水)→石灰混凝澄清+过滤+杀菌→循环水。

2)再生水(二沉池出水)→曝气生物滤池→石灰混凝澄清+过滤+杀菌→循环水或其他用水。

3)再生水(二沉池出水)→超滤→循环水或其他用水。

4)再生水(二沉池出水)→生物硝化反应+超滤→循环水或其他用水。

石灰处理系统随着设计运行经验的不断积累而得到很大改进,加之自动化水平的提高,在电厂得到了较好的应用。

当制水量较大时处理系统大多数采用石灰处理系统,当水中氨含量较高时,可设置硝化系统,如曝气生物滤池。

当水量较小时,特别是结合锅炉补给水预处理系统时,采用超滤可使系统简化。这种处理系统用在空冷机组的电厂较多。

再生水深度处理系统选择何种工艺,需要根据再生水水质、处理水量、处理系统出水去向、药品来源(特别是石灰粉)、场地情况等多方面因素进行技术经济比较确定。

13.1.3 循环水补充水处理澄清池一般不设 100%备用,当 1 台澄清器(池)检修时,可通过提高其余澄清器的流速,作为短时间处理用,也可用备用水源供水。

13.2 水的预脱盐

13.2.1 火电厂的常用预脱盐工艺包括蒸馏法(多级闪蒸、低温多效蒸馏)和膜法(反渗透、电渗析)。每种工艺都有各自的适用条件,在工程设计时应根据工程具体情况,经技术经济比较确定。

13.2.2 由于反渗透系统的价格已大幅降低,同时与离子交换相比较也具有显著的环保优势,使得反渗透得到广泛应用,因此本规范不对反渗透的水质适用范围及装置规模作具体规定。

反渗透系统对总有机碳有很好的去除率,当锅炉补给水仅采用离子交换系统处理,其出水中的总有机碳(TOC)不能满足超临

界机组对给水品质的要求时,可采用反渗透去除。

13.2.3 海水淡化工艺方案应通过技术经济比较确定,通常采用反渗透工艺。当采用蒸馏工艺时,通常优先采用低温多效蒸馏工艺。

13.2.5 蒸馏淡化装置设备利用率一般在 90%以上,其出力调节范围为 40%~110%,并设置一定容量的产品水箱,整体容量上有一定裕度,所以设备可不设备用,但台数不宜少于 2 台。

13.3 锅炉补给水处理

13.3.1 锅炉补给水处理需要消耗化学药品,并有废水排放,在选择处理方案时应重视环境保护的有关条款要求。

13.3.2 电厂运行中的机组补水率反映的是在不同工况下的汽水损失率。鉴于火电机组在不同工况下补水率差距较大,尤其是在启动或酸洗期间的补水率较大,锅炉补给水处理系统设计时,应保证水处理系统按正常汽水损失率供水时能长期经济运行,同时应按锅炉酸洗、启动期间的用水要求对系统进行校核。

对于 1000MW 级机组,因投产的不多,其热力系统水汽损失率数据较少,现暂按 1%进行计算,工程设计时应具体研究。

间接空冷机组运行经验不多,循环冷却水损失率差别较大,根据计算,损失率可达 0.05%,但有电厂在正常运行期间不需要补充除盐水。因此,对于该损失率数据本规范暂不规定,待运行经验较多后再行修订。

13.3.3 反渗透预脱盐的后处理工艺应根据工程的具体水质资料,进行综合技术经济比较后确定。

当采用低温多效蒸馏淡化装置时,由于淡水水质较好,其后处理可采用流速较低、层高较高的单级混床系统。

13.4 汽轮机组的凝结水精处理

13.4.1、13.4.2 这两条分别就不同情况下的凝结水处理系统选

择原则作出了规定。

凝结水处理对提高锅炉给水品质,保证热力系统设备的安全、经济运行,具有重要的意义。凝结水处理系统的设置可以有效地提高热力系统中的水、汽品质,降低热力设备的腐蚀、结垢、积盐等风险。

对于大容量(300MW 级及以上)的机组均应设置凝结水精处理装置。

直流锅炉由于无法进行炉水排污,水汽品质要求高,全部凝结水应进行处理,不应有部分旁路不经处理进入给水系统,所以降盐设备需设备用。直流炉给水铁的含量要求是同参数的汽包炉的一半左右,所以直流炉还应设置除铁过滤器。除铁过滤器在运行一段时间后需要反洗或更换滤元,如仅设置 1 台,在反洗或更换滤元时,全部凝结水得不到处理,如设 2 台或 3 台以上的过滤器,仍能保证 50%或更多量的凝结水得到处理,但台数过多时,占地面积大,处理系统总投资也大,因此需要合理选择。

亚临界汽包锅炉供汽的汽轮机组,当冷却水水质较好时,且给水采用投加除氧剂时,凝结水精处理装置可不设备用设备,但宜有再扩建 1 台备用设备的位置,为机组今后采用加氧运行创造了条件。

当冷却水水质很差时,凝汽器少量的泄漏就会对凝结水造成较大污染,而此时若有 1 台混床失效,则凝结水不能进行全流量的处理,就会使水汽品质恶化,危害机组安全运行。给水采用加氧处理工况运行的汽轮机组的给水水质要求高,凝结水精处理装置应设有备用设备才能保证凝结水全流量处理。对于容量为 600MW 级及以上机组,由于其容量较大,安全性更为重要,所以应设置备用设备,保证凝结水全部处理。对于承担调峰负荷的超高压汽包锅炉供汽的汽轮机组,如经常启停,考虑其给水系统容易产生铁腐蚀产物,所以设置除铁装置,保证水汽品质。

亚临界直接空冷的汽轮机组,由于空冷器面积非常大,凝结水

系统含铁量也非常大,所以凝结水精处理系统应以除铁为主。

对于超临界直接空冷机组可选用前置过滤器(或粉末树脂覆盖过滤器)加阳阴分床或混床系统,但由于该类型机组处于建设阶段或投运初期,还有待于进一步研究总结其合理的凝结水处理系统。

13.4.4 为考虑机组运行安全,凝结水处理设备再生应采用体外再生方式,这样可以减少交换器内部的分配装置,减小运行阻力,避免再生酸碱进入热力系统,树脂在专门的容器中再生,可以选择最佳的设备直径和高度比例,获得较好的水力特性。

13.5 冷却水处理

13.5.2 循环水系统的浓缩倍率为3倍~5倍时,节水效果最为显著,再提高浓缩倍率,节水效果不明显,且投资会增加。

13.5.4 近年稳定剂的药效不断提高,通常可以使水中的极限碳酸盐硬度提高到10mmol/L,如辅助加酸,在补充水碳酸盐硬度不高时,循环水的浓缩倍率也可达到3倍~5倍。此种方法运行操作简单,设备投资少。

循环水补充水碳酸硬度较高,当要求较高的浓缩倍率时,就应采取补充水软化处理,或循环水旁流软化处理。

循环水、排污水必须回用于循环水系统时,或补充水的含盐量很高时,经技术经济比较,也可采用膜处理方法。当补充水是再生水, SO_4^{2-} 、 Cl^- 、有机物等含量高时,也可采用合适的超/微滤、反渗透等膜处理方法。

13.5.5 经验及研究表明,循环冷却水的悬浮物含量对凝汽器铜管及辅机冷却器铜管的腐蚀与结垢有一定影响。较高的悬浮物含量可促使冲击腐蚀,并影响加药的效果。此外,悬浮物在铜管内的沉积可导致铜管的沉积物下腐蚀,还有可能在冷却塔填料中沉积而影响冷却效率。因此提出循环冷却水旁流过滤处理的要求。

13.6 热力系统的化学加药和水汽取样

13.6.2 水汽取样分析由人工为主已转变为以在线仪表检测为主,因此可不设置现场的水汽分析试验室。

13.7 热网补给水及生产回水处理

13.7.2 供热式电厂热力用户的回水数量和质量均不稳定,因此,要综合考虑多种因素进行经济比较后确定。

13.8 废 水 处 理

13.8.1 本条规定了火力发电厂各类废水处理的原则要求。

1 废水集中处理是将全厂各种生产废水分类收集并储存,根据水质和水量,选择一定的工艺流程集中进行处理,使其出水水质达标后重复利用或排放。集中处理的优点是:设施完善,经处理后水质稳定、便于运行管理。虽投资费用高些,但鉴于我国目前普遍缺水,且形势可能更加严峻,故集中处理对电厂的废水回用和周边的环境保护是一项有力的措施。

3 布置废水处理系统在总平面的位置时,应考虑化学药品及污泥的运输、各类废水(锅炉化学清洗排水、锅炉补给水处理系统再生排水、凝结水精处理系统再生排水、预处理装置的排水等)的收集和处理后废水的排放或回收利用等因素。

13.8.3 虽然脱硫废水中的杂质含量较高,但水量较少,易于回用,因此首先要求废水经适当处理后回用;当没有条件回用时应处理达标排放。

脱硫废水产生于燃煤电厂湿法脱硫工艺。烟气脱硫工程现多由专业公司承包设计和设备配套,所产生的废水水质水量与脱硫工艺要求相关。其废水水质与电厂中其他废水差别较大,处理难度也较大,而且其处理工艺中设备的设计条件和使用药品也不同,故宜单独设置。

14 信息系统

14.2 全厂信息系统的总体规划

14.2.8 作为全厂级的监控信息系统,厂级监控信息系统(SIS)是一个公用系统。若设计的工程项目为新建电厂,则 SIS 应充分考虑将来扩充的条件。若设计的工程项目为扩建电厂,则分两种情况:第一种情况是电厂已有 SIS 时,本期不能新设 SIS,而是在原有 SIS 基础上进行扩充完善。第二种情况是电厂无 SIS 时,本期新设的 SIS 不应仅考虑本期工程,而是要全厂通盘考虑。当老厂的有关控制系统不具备与 SIS 的接口条件时,还应考虑对老厂进行技术改造。

管理信息系统(MIS)与 SIS 一样,也是全厂级的公用系统。MIS 需要的实时数据原则上均取自 SIS,故 SIS 与 MIS 无论是合设统一的网络,还是分开设置相互独立的网络,两个系统之间的耦合关系是无法切断的。因此在条件具备时,建议两个系统的网络合设。

14.2.9 实时系统直接服务于生产过程,安全等级要求比非实时系统高。电厂的各控制系统以及 SIS 都是实时系统,而 MIS 等系统则是非实时系统。以 SIS 和 MIS 为例,若 SIS 与 MIS 分开设置相互独立的网络,则应在两个网络之间安装必要的网络单向传输装置,确保 SIS 与 MIS 之间的数据流向为单向。若 SIS 与 MIS 合设统一的网络,则应在 SIS 与 MIS 之间设置防火墙。同时为了安全起见,还应在各个控制系统与 SIS 的数据接口处设置必要的网络单向传输装置。

14.3 厂级监控信息系统

14.3.2 该条将一般情况下的 SIS 功能分成了三个层次。

第一个层次是将厂级实时数据采集与监视功能和厂级性能计算与分析功能定义为基本功能,即在一般情况下,SIS 都应具备也仅需具备这两项基本功能。之所以将这两项功能定义为基本功能,一方面是因为这两项功能在目前已投产项目中普遍应用较好,另一方面是因为这两项功能是目前生产管理人员普遍比较关心和需要的功能。

第二个层次是对负荷调度分配功能进行了约定,即只有在电网已明确调度方式有非直调方式且负荷调度分配应用软件成熟这两个必要的前提下,才可以将负荷调度分配功能定义为基本功能。为什么要强调这两个前提呢?第一个前提是因为有的工程项目已明确由电网直接调机组负荷,在这种情况下若仍盲目设置负荷调度分配功能,则无疑是一种浪费。第二个前提是因为有的工程尽管设置了负荷调度分配功能,但由于所选用的软件不够成熟而未成功投运,实际上也造成了一种浪费。

第三个层次是将设备故障诊断功能、寿命管理功能、系统优化功能以及其他功能定义为非基本功能,这些功能只有在满足项目投资方要求且综合考虑电厂实际情况这两个前提下才考虑设置。之所以将以上功能定义为非基本功能,其主要出发点就是坚持经济实用的原则,避免盲目地设置华而不实的功能,确保设置一个就能投运一个,真正将项目投资转化为实实在在的效益。

14.3.3 机组级性能计算功能宜在机组分散控制系统中完成。原因如下:

自从计算机开始在火电厂应用以来,性能计算便是火电厂计算机监视系统(DAS)和机组分散控制系统(DCS)的一项重要基本功能,但由于 DAS 和 DCS 均为机组级监视或控制系统,因此无法完成厂级性能计算的功能。随着 SIS 的出现,厂级性能计算有了运算的平台,但机组级性能计算是仍然放在 DAS 或 DCS 中,还是放在 SIS 中意见并不统一。

一种观点认为,DCS 是电厂的关键控制系统,其工作的重点

应是对机组的控制和保护,作为精度、速度相对较低、重要性相对较弱的性能计算功能完全可以上移至 SIS,这样既可以将机组级性能计算和厂级性能计算统筹考虑,同时又减轻了 DCS 的负担,因此建议将机组级性能计算功能放在 SIS 中。

另一种观点认为,机组级性能计算是为机组运行人员服务的,很多机组级的运算结果如锅炉效率、汽轮机效率、主汽温度、主汽压力、再热汽温度、再热汽压力、各加热器端差等都直接为运行人员提供操作依据,而且典型的 DCS 技术规范书中都要求 DCS 供货商提供机组级性能计算功能,即 DCS 在供货时都已经提供了该项功能,没有必要在 SIS 中重复设置。

还有一种观点认为,无论是 DCS 还是 SIS,都不会因为机组级性能计算功能的增加与减少而大幅度影响系统报价,甚至是不影响系统报价,故而赞同在目前 SIS 尚不是很成熟的情况下,在 DCS 和 SIS 中都设置该功能。

通过对第一批已投产电厂 SIS 的设计总结,本规范的主导意见是第二种,但这并不意味着其他的观点不可取,具体采取什么方案,各设计院在工程设计时可根据工程情况与项目法人充分讨论后选择确定。

14.3.4 作为 SIS 的系统开发平台,实时/历史数据库的标签规模直接影响着 SIS 的功能规模。在确定实时/历史数据库的标签规模前,首先要确定 SIS 将包括哪些功能,每项功能的覆盖面有多大,具体将涉及哪些数据等,这些约束条件是确定实时/历史数据库标签规模的基本前提。

作为直接影响实时/历史数据库标签规模的更重要因素是电厂的建设规模。电厂的机组台数越多、容量越大,则实时/历史数据库的标签规模越大。正如 SIS 的网络一样,实时/历史数据库的建设也可总体规划,分步实施。对于新建工程,应充分考虑实时/历史数据库将来扩充的条件。对于扩建工程,若电厂已有实时/历史数据库,则应在原实时/历史数据库基础上进行扩充,若原来无

实时/历史数据库,则应充分考虑老厂的数据规模。最近有这样的观点,认为尽管 SIS 只有一个,但数据库可以分批建设,即每期工程都设置一个独立的数据库。但实际上若真要这样实施的话,不仅仅使投资造成浪费,在技术实现上也较困难。

影响实时/历史数据库标签规模的还有电厂的运行管理水平。同样的功能范围、同样的电厂规模,若运行管理水平不同,其所需的实时/历史数据规模也会有所差异。

14.8 门禁管理系统

14.8.1 近几年门禁管理系统在火力发电厂的应用逐渐增多,对提升火力发电厂的运行管理水平和减人增效有积极的促进作用。

15 仪表与控制

15.1 基本规定

15.1.3 该条主要基于如下原因:一方面产品必须经过鉴定后才准许生产并投放市场的做法正在发生变化,另一方面大力促进新技术发展与新产品使用也是历史发展的趋势,但由于涉及安全与保护的产品必须坚持可靠性原则,故对该部分产品提出“取得成功应用经验后”的应用前提。

15.2 自动化水平

15.2.3 通过对目前国内火电厂辅助车间自动化水平的专题调研,表明大中型火力发电厂辅助车间的自动化水平可以根据业主确定的运行管理模式,通过优化设计方案,达到集中监控、减人增效的目的。如全厂设置水、煤、灰三个辅助监控点,或只在机组集中控制室设置集中监控点,均有已经成功运行的案例。

15.3 控制方式及控制室

15.3.1 扩建机组有可能利用前期的控制室或控制系统,所以要“兼顾前期”;对于有可能扩建的机组,要为后期创造条件,所以要考虑“后期”。

15.3.2 在大型火力发电机组的建设过程中,采用“多机一控”的控制方式与传统的“两机一控”或“一机一控”方式相比较,其优点是:减少集控楼、集控室的面积,节约投资;缩小运行人员编制,减员增效;集中控制室布置紧凑,有利于运行人员的交流和提高;有利于值长的统一管理调配;对于全厂公用系统而言,有利于运行人员的集中监控。

采用“多机一控”方式也存在着缺点:受工程建设连续性的影响较大;对电源系统、消防系统的可靠性及安全性的要求较高;一旦发生事故,有可能波及全厂所有机组;不同机组在分期建设期间的调试以及正常运行后的机组检修可能会对其他机组的运行产生一定的干扰;无论如何优化集控楼的位置,集中控制室还是会距离某台机组的位置较远,给巡检人员带来不便;对于监视管理多台同型机组,运行人员走错位置、发生误操作的几率可能会增加。

但随着自动化水平和管理水平的不断提高,采用“多机一控”方式的优势将愈来愈明显。

15.3.5 由于控制水平的提高,目前已可实现各种类型的空冷机组的空冷系统控制纳入单元机组控制系统,在单元控制室控制。

15.3.9 随着控制水平的提高,供热电厂可不再单独设置热网控制室,以尽量减少控制点,达到减人增效的目的,其控制可在机组控制室内实现。仅在有特殊需要时才设单独的热网控制室。

15.4 检测与仪表

15.4.2

9 根据现行国家标准《爆炸和火灾危险环境电力装置设计规范》GB 50058—92 第 2.1.1 条,对于生产、加工、处理、转运或贮存过程中可能出现爆炸性气体时,应进行爆炸性气体环境设计。火力发电厂控制室为人员密集区域,没有进行相关爆炸性气体的抗爆设计,为保护人员的安全,不能将测量爆炸危险气体的一次仪表引入控制室。本款作为强制性条款,必须严格执行。

15.5 报 警

15.5.7 在机组启停过程中应抑制虚假报警信号,以提高报警的准确度,减少误报警。

15.6 机组保护

15.6.1

4 作为在危急情况下停止锅炉、汽轮机、发电机运行的紧急措施,本款规定了在控制台上必须设置总燃料跳闸、停止汽轮机和解列发电机的跳闸按钮,且跳闸按钮应直接接至停炉、停机的驱动回路,以保证人身和重大设备的安全。本款作为强制性条款,必须严格执行。

15.6.2 2000年2月,国际电工委员会(IEC)发布了功能安全基础标准《Functional safety of electrical/electronic/programmable electronic safety-related systems》IEC 61508,首次提出了安全完整性等级(SIL—safe integrated level)的概念。随后又颁布了针对流程工业的功能安全标准《Functional safety—Safety instrumented systems for the process industry sector》IEC 61511,与其相对应的中国国家标准《电气/电子/可编程电子安全相关系统的功能安全》GB/T 20438—2006,以及《过程工业领域安全仪表系统的功能安全》GB/T 21109—2007,相继在2007年发布并开始实施。

由于我国火电厂所用DCS最初由美国引进,系统中并没有专门用于安全保护功能的子系统或专用控制器,在DCS中,锅炉和汽轮机的跳闸保护功能通常由通用控制器来完成,提高可靠性的办法仅是采用硬件的冗余配置。

近几年,随着IEC 61508和IEC 61511等功能安全标准的颁布,一些欧美国家已将其列为强制性实施标准,国际上也有越来越多的国家,包括东南亚地区的火电厂,在锅炉和汽轮机的保护系统上要求采用功能安全系统。

功能安全系统在火电厂中的应用,不同地区和国家也存在一些差异,欧洲通常是全部锅炉炉膛安全监控系统(FSSS)均采用功能安全系统,但在美国和东南亚地区,也有一些电厂仅在FSS部

分采用了功能安全系统。

结合国外火电厂对功能安全系统的应用情况,以及国内火电厂对功能安全系统的需求,在目前阶段,提出了锅炉和汽轮机的停炉停机保护系统宜采用功能安全系统的推荐意见。

15.6.3

3 近几年,单机容量 600MW 及以上机组已经成为电网中的主力机组,有些机组虽然不具备 FCB 功能,但配置了较大容量且具有快开功能的高压旁路系统,系统运行的灵活性增加了;另一方面,考虑到锅炉热惯性大,启动速度慢,因此规定了单元机组在具备条件的情况下,可以停机不停炉。

15.6.4

5 由于在锅炉尾部增加脱硫、脱硝等烟气净化装置,很多机组采用了将引风机与增压风机合并设置的方案,使得锅炉烟风系统有可能出现引风机压头大于炉膛瞬态设计压力的情况。根据美国国家防火协会标准《Boiler and Combustion Systems Hazards Code》NFPA 85,这种情况下通常不采用增加炉膛瞬态设计压力的方式解决,而是通过增加适当的控制和保护系统解决此问题。

16 电气设备及系统

16.1 发电机与主变压器

16.1.2

1 为防止故障电流的非周期分量、负序分量或不平衡负荷激发电气与机械相互作用的工频与 2 倍工频谐振而损坏机组,故作出了本款规定。

2 系统扰动对大型汽轮发电机组轴系扭振的影响是大电网和大机组相互协调的重要问题之一,也是涉及电力系统的电磁和机电暂态过程与汽轮发电机组的机械暂态过程相互作用的综合性的研究项目,在我国属起步阶段,尚无条件制定相应的规定和标准。本款仅按现行标准和已进行此项研究的若干工程(如平圩电厂、哈尔滨第三发电厂、北仑港电厂和石洞口二厂等)的初步结果作出规定。

为提高高压输电线路的输送能力和运行可靠性,我国电网广泛采用单相重合闸。按照《电网运行准则》DL/T 1040—2007 的 5.4.2.2.2 e)“关于发电机组非正常运行能力的要求”提出了单相重合闸的规定。由于故障发生时间的随机性和故障切除时间与重合闸间隔时间的分散性,因而它们的不同组合对机组轴系扭振的影响是不确定的,每个工程需结合机组结构参数和网络结构的条件予以单独评价。

对于某些严重扰动工况(如三相重合闸、非同期并列、失步振荡和次同步谐振等)对机组轴系扭振影响的评价,各工程可结合网络与机组结构条件经仿真计算或动模试验后与制造厂商定相应的防护措施。

3 大容量发电机应具有进相、调峰和短暂失步运行、短时

失磁异步运行能力主要取决于电力系统的运行条件。按照《大型汽轮发电机非正常和特殊运行及维护导则》DL/T 970—2005 和《电网运行准则》DL/T 1040—2007 对发电机组性能的要求作出此规定。发电机组如不能满足失步运行规定时,应与制造部门协商确定运行条件。对于失磁异步运行,600MW 级及以上机组允许的运行方式、时间和负荷应与制造厂商定。

4 本款按照《大型汽轮发电机励磁系统技术条件》DL/T 843—2010 作出规定。

国内近些年 300MW 级及以上机组,已有大量采用自并励静止励磁系统的电厂投运,但不少电厂采用了由主机厂成套的进口励磁系统。600MW 级及以下机组,采用国产的自并励静止励磁系统的工程项目也在逐步扩展。具体工程励磁系统的选型应综合考虑系统稳定和厂家成熟配套等条件经技术经济比较后予以确定。

有条件时,具体工程可就励磁系统的选型对电力系统暂态稳定的影响进行动模试验,以对仿真计算的结果予以验证。

16.1.3 《油浸式电力变压器技术参数和要求》GB/T 6451—2008 已实施,替代《三相油浸式电力变压器技术参数和要求》GB/T 6451—1999 及《油浸式电力变压器技术参数和要求 500kV 级》GB/T 16274—1996。新出变压器标准:《电力变压器 第 7 部分:油浸式电力变压器负载导则》GB/T 1094.7—2008(IEC 60076—7:2005,MOD) 代替《油浸式电力变压器负载导则》GB 15164。

16.1.4 考虑到与 600MW 级机组单元连接的三相变压器具有节省初投资、空载损耗低、总重量轻和有色金属消耗小等优点,若运输条件允许和技术经济合理时,可以选用。

火力发电厂与系统连接的联络变压器也可按运输、制造和技术经济等条件采用单相或三相自耦变压器。

考虑到单相变压器组设置备用相投资大,利用率不高,故应综合考虑系统要求、设备质量以及初投资与按变压器故障率引起的停电损失费用之间合理平衡的可靠性原则等因素确定是否装设。

若确需装设,可按地区(运输条件允许时)或同一电厂 3 组~4 组相同容量、相同变比与阻抗的单相变压器组合设一台备用相考虑。一定区域内,当已有电厂(或同一发电企业所属)已设置了备用相,且参数满足该工程要求,运输条件许可时,经协商认可,该工程可不再设备用相。

从合理利用和节约资源的角度上讲,鼓励同一地区的发电企业共用备用相。

16.1.5 “不能被高压厂用启动/备用变压器替代的高压厂用工作变压器计算负荷”,系指以估算厂用电率的原则和方法所确定的厂用电计算负荷。计算方法是考虑到高压厂用启动/备用变压器可能作为高压厂用工作变压器的检修备用,主变压器的容量选择因此应考虑这种运行工况。

当装设发电机断路器且不设置专用的高压厂用备用变压器,而由另一台机组的高压厂用工作变压器低压侧厂用工作母线引接本机组的高压事故停机电源时,由于该电源不具备检修备用电源的能力,则主变压器的容量即按发电机的最大连续容量扣除本机组的高压厂用工作变压器计算负荷确定。

根据现行国家标准《电力变压器》GB 1094.1 规定,变压器正常使用条件为:海拔不超过 1000m、最高气温+40℃、最热月平均温度+30℃、最高年平均温度+20℃、最低气温-25℃(适用于户外变压器)。现行国家标准《电力变压器 第 2 部分 温升》GB 1094.2—1996 规定油浸式变压器(以矿物油或燃点不大于 300℃的合成绝缘液体为冷却介质)在连续额定容量稳态下的绕组平均温升(用电阻法测量)限值为 65K。

变压器绕组温升是指在正常使用条件下制造厂的保证值,变压器应承受规定条件下的温升试验,应以正常的温升限值为准。在特殊使用条件下的温升限值应按现行国家标准《电力变压器 第 2 部分 温升》GB 1094.2—1996 第 4.3 条的规定进行修正。

变压器容量可根据发电机主变压器的负载特性及热特性参数

进行验算。

16.2 电气主接线

16.2.2 本条几种接线方式的选择是一个涉及厂、网关系的综合性问题。它除了主要取决于接入系统的要求而外,也与电厂的总平面布置、电气主接线、起动电源的引接、控制方式以及初投资等因素有关。因此,本接线方案的确定要同时兼顾厂、网的不同要求,以使电厂与系统的连接方案在技术经济上取得总体的合理。

上海外高桥三期 $2 \times 1000\text{MW}$ 机组,根据项目法人节省工程初期投资的要求,以及电网运行部门的意见,采用了内桥形接线。华能珞璜电厂三期工程 $2 \times 600\text{MW}$ 机组 2 回 500kV 出线,不再扩建,采用了四角形接线。

16.2.3 “若接入电力系统火力发电厂的机组容量相对较小,与电力系统不匹配”系指如下情况:单机容量仅为系统容量的 $1\% \sim 2\%$ 或更小,而电厂的升高电压等级又较高,如 50MW 机组接入 220kV 系统、 100MW 机组接入 330kV 系统、 200MW 机组接入 500kV 系统。为简化与系统的连接方案和高压配电装置的接线,经技术经济比较后确定是否采用扩大单元或联合单元接线。

16.2.5、16.2.6 发电机出口装设或不装设断路器或负荷开关两个方案的综合经济比较涉及诸多因素,如电厂的升高电压等级、电气主接线形式、高压配电装置形式、启动/备用电源的引接方案与厂网分开后电网收取基本和电度电费、高压厂用备用变压器(电源)的配置标准、启动/备用变压器高压侧的接线方式以及发电机断路器或负荷开关的制造和供货条件等,故难以就其适用范围的技术经济条件作出一般性的规定。鉴于此,各工程可结合其具体条件和综合考虑上述因素,经技术经济比较后确定是否设置发电机断路器或负荷开关。

当 600MW 级机组采用 220kV 发电机-变压器-线路组或发电机-变压器单元接线方式,且技术经济合理时,也可采用主变压器

高压侧串接两台断路器和高压厂用工作变压器由其间支援的方案。

对于 600MW 级及以上机组发电机出口装设断路器或负荷开关的方案,主变压器或高压厂用工作变压器采用有载调压方式各有优缺点,且均有已投产电厂的运行经验,各工程可综合考虑电力系统和机组正常运行及启停时高压厂用母线电压水平对调压方式与范围的要求以及运行可靠性、制造和经济等条件予以确定。

接入华东电网的华能玉环电厂 1000MW 机组发电机出口装设了断路器,根据系统提供的对端 500kV 变电站电压波动范围,经过计算确定,主变压器及高压厂用工作变压器均采用无励磁调压方式,节省了大量初投资。经计算分析,仅在第 1 台机组启动前,若系统母线电压较低时,为了保证单台最大电动机启动电压,考虑由高压停机/备用变压器启动机组。高压停机/备用变压器采用了有载调压方式。

16.2.9 本条依据《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》DL/T 620—1997 第 3.1 节制定。

16.2.11

2 提出 4/3 断路器接线每串中设置 4 台断路器,当电厂装机台数与出线回路数基本上符合 2:1 比例时,可将 2 个电源进线与 1 个出线回路组成 1 串,可避免 3/2 断路器接线串数多,接线复杂等问题,节省断路器数量。一般电厂规划机组台数较多,配电装置规模达 3 串及以上时,可采用。山西阳城电厂 6 台 350MW 机组通过 500kV 3 回出线送出,电气主接线即采用了此种形式,已运行多年。

3 有的电网基于限制系统短路容量的要求,提出接入电磁环网中的 600MW 级及以上机组,电厂的 500kV 电气主接线采用双母线双分段接线,将来根据系统发展情况,适时将双分段开关断开,解环运行。如国电泰州电厂,规划容量 $4 \times 1000\text{MW}$,一期 2 台机组采用双母线接线,预留双分段开关位置。因此,对 330kV~

500kV 配电装置的接线提出“可采用双母线接线,远期可过渡到母线分段接线”。

4 出线电压为 330kV 及以上电压等级的电厂,规划装机台数较多,远期接线多考虑采用 3/2 断路器接线,初期采用四角形接线是本着简化接线,节省投资。

5 规定“当 3/2 断路器接线达三串及以上时,同名回路可接于同一侧母线,进、出线可不装设隔离开关”是考虑到:

1)同名回路接于不同侧母线将增加配电装置间隔,使架构和引线复杂,并扩大了占地面积,且在一串的中间断路器检修条件下,由于母线侧断路器合并故障而引起同名回路同时停运的几率甚小。

2)若 3/2 断路器接线达三串及以上,即使进、出线不装设隔离开关,也不致因进、出线回路检修而引起配电装置开环运行。

16.2.12 为简化接线、节省投资,并结合选用的电气设备条件,针对 2 台 600MW 级及以上机组接入 750kV 系统并且出线仅 1 回时的情况作出可采用“线路侧不设断路器的单母线接线”的规定。配电装置的布置应按远期接线形式考虑。

16.3 交流厂用电系统

16.3.1 国家标准电压等级中列入的电压均可以在火力发电厂内采用。

1 从纯技术角度而言,高压厂用电电压等级可以采用 6kV 一级、10kV 一级,或 10kV/3kV、10kV/6kV 两级方案。考虑到目前国内 3kV 电动机和相应的开关设备在制造上不完全配套,通常是 6kV 的设备运行在 3kV 的工作电压上,不具备应有的技术经济优势,故未列出 600MW 级~1000MW 级机组的火力发电厂中采用 3kV、10kV 两级高压厂用电电压的方案。本款所述的电压等级方案各有优缺点,且均有已投产电厂的运行经验。各工程可综合厂用电计算负荷、厂用开断设备参数和最大电动机容量等条

件经技术经济比较后予以确定。

2 为提高动力网络的供电可靠性以及改善主厂房照明网络的供电质量与延长灯具寿命,规定了容量为“200MW 级及以上机组,主厂房内的低压厂用电系统宜采用动力与照明分开供电的方式”。

16.3.2 按《继电保护和安全自动装置技术规程》GB 14285—2006 的规定:“单相接地电流为 10A 及以上时,保护装置动作于电动机跳闸;单相接地电流为 10A 以下时,保护装置可动作于跳闸或信号”以及参照电力行业标准《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》DL/T 620—1997 的规定:“高电阻接地的系统设计应符合 $R_0 \leq X_{0L}$ 的准则,以限制由于电弧接地故障产生的瞬间过电压。一般采用接地故障电流小于 10A。低电阻接地系统为获得快速选择性继电保护所需的足够电流,一般采用接地故障电流为 100A~600A”。

2 考虑到国内采用的不接地方式也具有成熟的运行经验,但接地电容电流均在 10A 以下。对于不接地系统,国内对单相间隙性电弧接地时过电压倍数的测试表明,一般为 3 倍左右,个别最大可达 3.5 倍。通过对中性点不接地的火力发电厂高压厂用电系统的抽样调查,在所调查的 37 次单相接地故障中有 3 次发展为相间短路,说明目前的高压厂用电系统多数是能承受此过电压水平的,故规定也可采用不接地方式。

3 对中性点经电阻接地方式而言,为满足间隙性电弧接地故障时的暂态过电压不超过 2.5 倍~2.6 倍额定相电压的要求,其允许的接地电容电流应为 $10A/\sqrt{2}=7A$,本款据此作出了相应的规定。

当接地电容电流大于 10A 时,不接地方式的运行经验很少。可以采用电阻接地或经消弧线圈接地。目前在工程中通常采用的均为电阻接地方式,已经较少采用经消弧线圈接地的方式,主要因为经消弧线圈接地时,运行方式较复杂,需要增加接地设备投资,

接地保护比较复杂。

16.3.3 主厂房内的低压厂用电系统采用高电阻接地或不接地方式时,单相接地故障可延时约 2h 跳闸,期间可有机会排除故障,从而提高供电的可靠性。不接地方式仅当系统发生接地时才投入接地电阻。但考虑到工艺系统重要辅机均有机械备用,电气的可靠性又大于机械的可靠性,故在实际工程中为方便起见,一般多采用中性点直接接地方式。故规定三种方式均可,可根据辅机配置情况和电厂运行习惯自行采用。

就辅助厂房而言,为利于对照明和检修负荷的供电,且其供电可靠性的要求相对主厂房为低,故对其中性点接地方式未予规定。一般采用中性点直接接地方式即可。

16.3.4 本条加入了对厂用电系统的电能质量要求。主要参考了《Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems》(电力系统谐波控制的推荐规程和要求)IEEE 519—1992 的表 11-1 和《Electromagnetic compatibility (EMC) -Part 2-4: Environment-Compatibility levels in industrial plants for low-frequency conducted disturbances》(电磁兼容性,第 2 部分:环境,第 4 节:工厂内低频传导干扰的兼容性等级)IEC 61000-2-4—2002 的表 1。电压谐波含有率、电压总谐波畸变率的定义可参见《电能质量 公用电网谐波》GB/T 14549—93 中的术语。

为了便于电厂根据需要合理分配产出的电能并兼顾接线及设备的简化,取消规定“与发电厂生产无关的负荷不应接入厂用电系统”。一般掌握的原则是:紧邻主厂房生产区的生产办公楼、值班人员宿舍和食堂等少量厂前区负荷可采用由接自高压厂用电系统的专用低压厂用变压器供电的方案,但家属宿舍等生活福利设施的负荷则不宜接入厂用电系统。

16.3.5 据本规范编制阶段的专题调研和专题研究分析,当发电机出口装设断路器时,在满足电厂高压母线的波动范围小,主变压

器、高压厂用变压器采用合适的分接头等特定条件时,可以不采用有载调压开关而同样保证高压厂用母线的电压水平。这一结论已经得到了实际工程的验证。

16.3.7 据部分电厂的调查,在机组正常运行时,实际的厂用电负荷约为高压厂用变压器额定容量的 60%~70%,故按“下限标准”的原则作出了高压厂用变压器容量选择的规定。

3 暗备用的变压器可以不考虑另留 10% 的裕度。因为在变压器容量选择时已经按带所有负荷考虑,其正常运行时只带额定容量一半或以下的负荷,故可以不再考虑另留有 10% 的裕度。

4 目前尚无有效的量化指标和公式来评估和计算谐波引起的发热对主要接有变频或整流负荷的变压器的容量及其运行条件带来的影响。对于空冷系统低压变压器主要接有变频调速空冷电动机时,一般换算系数 K 可暂按 1.25 选取。

16.3.9 本条对备用电源的设置要求作出了规定。随着电气设备可靠性的不断提高,可以做到尽量简化电气设备的备用设置。

1 为了避免因停电而导致人身安全和设备安全事故的发生,本款作为强制性条款,必须严格执行。

4 暗备用的备用电源应采用手动投入的规定为沿袭原思路,主要是基于风险保障考虑以避免事故扩大,由局部故障引发为全局故障。

16.3.10 在设计电厂启动/备用电源引接方案时,除了可靠和相对独立等基本要求外,还应考虑容量电费和电度电费对电厂运行费用的影响。第 2 款的规定是基于这一考虑提出的,目前已有少量 600MW 级和 1000MW 机组工程实例,但是以牺牲机组厂用的单元性和检修备用功能(高压厂用工作变故障检修,高压备用变压器代替高压厂用工作变带厂用电,使机组得以继续发电)作为代价的,设计中宜在满足一定条件时谨慎采用。

16.3.11 对于出口装设断路器或负荷开关的发电机组,其高压厂用备用变压器的功能为机组的事故停机电源和/或高压厂用工作

变压器的检修备用。事故停机电源是基本功能,应满足,检修备用可根据电厂需要,结合厂用电接线、厂用变压器容量、厂用开关开断能力等因素按需设置。

16.3.12 目前,分裂绕组变压器的运行可靠性已基本接近于双绕组变压器。因此,应以简化接线、优化布置为原则选用高压厂用变压器的台数和形式。

4 目前国内已有少数 1000MW 级机组的单元厂变采用了 1 台 10kV 的分裂变。考虑到 1000MW 级机组的重要性,以及确定厂用电接线方案和高厂变形式、台数时,辅机容量未最终确定,选用单台高厂变已基本没有裕度,故存在一定的设计风险,建议工程中谨慎选用。

16.3.13 当发电机出口不装设断路器或负荷开关时,“600MW 级及以上的机组,每 2 台机组可设 1 台或 2 台高压厂用启动/备用变压器”适用于每台机设置 2 台高压厂用工作变压器的接线方案。高压厂用启动/备用变压器的配置可综合考虑高压厂用变压器的运行可靠性和公用负荷的供电方式等条件,经技术经济比较后予以确定。

考虑装设发电机断路器或负荷开关的机组的高压厂用备用电源仅作为机组的事故停机电源和/或高压厂用工作变压器的检修备用,对高压厂用备用变压器的配置作了简化。

关于装设发电机断路器时,2 台机组高压厂用电“手拉手”,不设专用的高压备用变压器的方案,国内已有少量投运实例。但这种接线降低了机组之间的独立性,高压事故停机电源投入时仍有一定的风险,操作闭锁复杂,工程中应谨慎采用。

16.3.14 本条中的“共用断路器”在此指共用 1 台(组)断路器。考虑到变压器高压侧电源可能接自 3/2 断路器的 1 回出线间隔,用“共用 1 台断路器”作规定可能不十分确切,故取消“1 台”文字。

16.3.17 为了避免因停电而导致人身安全和设备安全事故的发生,本条作为强制性条文,必须严格执行。

16.3.23 设计和运行实践表明,真空断路器和高压熔断器串真空接触器组合设备的应用,对于大容量电厂高压厂用电系统实现无油化、提高运行可靠性、减少维修工作量、适于频繁操作以及节省初期投资与缩小占地面积极为有利。

16.4 直流系统及交流不间断电源

16.4.1 为保证全厂交流厂用电停电时系统和设备控制的连续性,避免因停电而导致人身安全和设备安全事故的发生,本条作为强制性条文,必须严格执行。据调查,与电力系统连接的火力发电厂在全厂事故停电时,一般 0.5h 左右可恢复供电,另外考虑本规范适用范围为大中型火力发电厂,对于容量为 200MW 级及以上机组设置有交流事故保安电源,柴油发电机容量一般包含了充电装置的容量,在事故末期可以由柴油发电机给蓄电池充电,所以考虑事故处理有充裕时间,厂用交流事故停电时间按 1h 计算。对于不与电力系统连接的火力发电厂,考虑恢复厂用电所需时间较长,厂用交流事故停电时间按 2h 计算。

16.4.2 由于端电池调压回路复杂,可靠性低,同时为防止端电池硫化,运行维护工作量较少,本条对端电池的设置作出了规定。

1 单机容量为 125MW~200MW 级的供热机组可能不采用单元控制方式,故规定当按单元机组设置控制系统时,蓄电池组按单元机组配置。当升高电压为 220kV 及以上时,为满足保护双重化及断路器双跳闸线圈的要求,每台机组装设 2 组蓄电池。对升高电压为 110kV 及以下的火力发电厂,由于较少采用,本款未作规定,设计时可根据电厂在电力系统中的重要程度,参照行业标准《电力工程直流系统设计技术规程》DL/T 5044 的要求,采用 2 台机组共装设 2 组蓄电池或每台机组装设 2 组蓄电池方式。

4 按“反措”要求,火力发电厂 220kV 及以上高压配电装置应独立设置蓄电池,主要考虑直流系统的可靠性,防止因机组直流系统接地或交流电源串入影响高压配电装置的安全运行,避免单

台机组直流系统故障引发全厂停电事故。本款中应独立装设不少于 2 组蓄电池的含义为:当仅设置 1 个继电器室时,应设置 2 组蓄电池,当高压配电装置采用分期建设,设置 2 个及以上继电器室时,每个继电器室分别装设 2 组蓄电池。采用按继电器室分散设置蓄电池方式可节省初投资,有利于提高直流系统的可靠性。

5 由于辅助车间直流负荷较小,蓄电池容量一般不超过 200AH(铅酸蓄电池)或 100AH(镉镍电池),采用直流电源成套装置能缩小占地面积和方便运行维护。

16.4.3 分别对控制及动力直流标称电压作了一般规定,对于控制负荷和动力负荷合并供电的直流系统,直流标称电压推荐采用 220V;如合并供电方式下动力负荷较小且能采用 110V 供电时,控制负荷和动力负荷合并供电的直流系统的标称电压也可采用 110V。

16.4.4 正常情况下,直流母线电压高于标称电压的 5%,这样使向直流负荷供电时允许有 5%的电缆电压降,以保证供电电压水平。控制用直流系统最高电压为标称电压的 110%主要是根据控制设备的最高允许电压确定的;动力用直流系统最高电压为标称电压的 112.5%主要考虑动力负荷正常一般不投入运行,而事故投入时电流很大,为保证电缆压降,允许将最高电压提高到标称电压的 112.5%。

16.4.5 规定当采用晶闸管充电装置时,2 组相同电压的蓄电池组可再设置 1 台充电装置作为公用备用,当采用高频开关充电装置时,如采用模块备用方式,2 组相同电压的蓄电池组可不再装设备用充电装置(网络继电器室除外),对于网络继电器室按“反措”要求,需装设备用充电装置。当一种电压等级的蓄电池只有 1 组时,即使采用高频开关充电装置,考虑到充电装置的中央控制器故障时不能保证充电装置正常工作,故规定当全厂一种电压等级的蓄电池只有 1 组时,不管是采用晶闸管充电装置还是高频开关充电装置,宜配置备用充电装置。

16.4.6 规定 2 组相同电压蓄电池宜采用 2 段单母线接线。当只有 1 组蓄电池时,可以采用单母线或单母线分段接线,如果采用单母线分段接线,2 台充电装置应分别接入不同母线,蓄电池应跨接到 2 段母线上。

16.4.7 为提高直流系统运行的安全性和可靠性,避免因接地或绝缘降低时造成直流电源跳闸,对于 110V 和 220V 直流系统规定采用不接地系统。对于 48V 及以下的直流系统,当直流负荷(如电子负荷)需要时,允许采用一极接地方式。

16.4.8 为满足计算机对电源的不间断要求,以避免因受电网频率或电压偏离,甚至突然断电而导致的数据丢失、设备损坏以至系统紊乱或失控的严重后果,火力发电厂计算机控制系统应设置交流不间断电源(UPS),根据其电路结构及逆变器在市电正常时工作方式的不同,UPS 可以分为后备式和在线式两大类,在线式 UPS 又可以分为双变换式、互动式和三端口式等,为保证供电质量及可靠性,规定单元机组 UPS 应采用在线式。

16.4.9 单元机组的 UPS 主要为 DCS 或计算机监控系统提供工作电源,DCS 一般均要求 2 路独立的 UPS 电源供电,根据调查,部分已运行但仅设置 1 台 UPS 的电厂发生过因 UPS 电源故障造成机组停机的事故,由于 600MW 级及以上机组在电力系统中地位重要,事故停机损失较大,故本条规定 600MW 级及以上机组宜设置 2 台 UPS,为计算机控制系统提供 2 路独立电源。对于 300MW 级及以下机组,如 DCS 或计算机监控系统需要 2 路 UPS 电源,也需要设置 2 台 UPS。

16.4.10 对于网络继电器室或其他 UPS 负荷较小的辅助车间,可以将直流系统与 UPS 综合考虑,选用将 UPS 安装在直流屏上的交直流电源成套装置,有利于节省投资和减少占地面积。

16.4.11 交流不间断电源装置静态开关的故障检测及切换时间一般为 $1/4$ 周波,对于 50Hz 的系统,其切换时间不大于 5ms,需要注意的是有些制造厂标称的切换时间 4ms 实际为 60Hz 系统的

参数。交流不间断电源满负荷供电时间,考虑到大容量机组一般设有保安电源,故按 0.5h 计算,此要求为最低要求,对于未装设保安电源的机组,厂用电消失时交流不间断电源满负荷供电时间可与直流系统相同,按 1h(与电力系统连接的火力发电厂)或 2h(不与电力系统连接的火力发电厂)计算。

16.4.12 本条规定设置有保安电源的机组,UPS 交流主电源宜由保安段引接,主要考虑以下原因:事故时保安电源的电源质量较差(电压稳定度、频率稳定度),接入旁路对 UPS 输出不利;UPS 直流电源的备用时间一般仅 30min,当保安电源接入主电源时,事故情况下在给 UPS 供电同时能给蓄电池充电(自带电池)或不使用直流电源,延长了 UPS 直流电源的实际备用时间;对单相输出 UPS,主电源采用保安电源有利于柴油发电机三相负荷平衡,避免旁路单相负荷接入柴油发电机组。

16.4.13 当 DCS 电源要求双重化时,每单元机组配置 2 台交流不间断电源,此时其主母线应采用二段单母线或单母线分段接线,双重化负载分别从二段母线供电。当设置分段开关时分段开关的控制应考虑与 UPS 的控制系统同步,保证分段开关合闸时二段母线的电压幅值、相位是相同的。

16.5 高压配电装置

16.5.5、16.5.7 严寒地区是指周围空气温度低于 -40°C 。

16.5.8 3/2 断路器接线或 4/3 断路器接线双列式布置:两组母线布置在一侧,一串设备布置在相邻的 2 个间隔中,一个间隔布置 2 台断路器,另一个间隔布置 1 台断路器(3/2 接线)或 2 台断路器(4/3 接线)。

16.6 电气监测及控制

16.6.1 本条所规定的计算机包括机组分散控制系统(DCS)、机组电气计算机监控管理系统(ECMS)和高压配电装置计算机监控

系统(NCS)等。

16.6.2 单元机组的电气设备包括主厂房内与单元机组直接相关的电气设备以及主厂房内 2 台或多台机组公用厂用电系统的电气设备。其中单元机组主要电气设备和元件主要指本规范第 16.6.7 条~第 16.6.9 条中所列的电气设备。“按机组设置”控制系统的含义是控制系统的控制网络、服务器及操作员站等按机组独立设置。对于公用厂用电系统,当采用 DCS 监控时,可接入 DCS 公用网;当采用电气计算机监控管理系统时,可以设置独立组网并通过网桥与机组控制网络连接,可以在相关机组的操作员站进行监视,但应通过设置控制权限使其仅能在 1 台机组的操作员站进行操作。

16.6.3 采用计算机、通信和网络技术后,火力发电厂运行人员大大减少,为降低造价,便于电厂管理,不推荐设置独立的网络控制室。为节省电缆,可在高压配电装置处设置继电器室,将网络监控系统间隔层设备及继电保护装置就近布置于高压配电装置继电器室内。

16.6.4 对于非单元制供热机组,由于电气系统单元性不强,按单元机组设置控制系统时可能与电气系统不对应,不方便运行管理,此时机组电气系统可以与网络监控系统统一考虑,全厂设置 1 套电气监控系统,运行方式与原主控制室控制方式相同。

16.6.5 站控层设备主要包括操作员站、系统服务器等,规定站控层设备及网络采用冗余配置主要是为了保证系统的可靠性,特别是对于具有控制功能的计算机监控系统,其站控层设备及网络宜采用冗余配置。

16.6.6 火力发电厂计算机监控系统的安全防护目前可参照电监安全〔2006〕34 号文“电力二次系统安全防护总体方案”及《发电厂二次系统安全防护方案》执行。

16.6.7~16.6.9 这几条规定了应在控制室控制、宜在控制室控制和宜在控制室监测的电气设备和元件。条文中的规定为最低要

求,当采用现场总线技术进行监控时,在不增加投资的情况下能方便地将所有电气设备(包括辅助车间的电气设备)信息接入监控系统,则建议将全厂电气设备纳入监控系统进行监视、控制和管理,以提高运行管理水平。

16.6.10 本条规定了在高压配电装置的网络监控系统进行监控的主要设备,随着运行管理水平的提高,相应设备或元件的在线监测系统也应接入高压配电装置控制系统进行监视。

16.6.11 随着设备制造水平和自动化水平的提高,为保证运行人员的人身安全,防止隔离开关开断时的电弧和焊渣造成人身伤害,220kV 及以上的隔离开关推荐采用在相应的监控系统进行远方控制,远方控制是指控制地点远离隔离开关下部。远方操作后隔离开关的到位情况可以就地确认也可以远方确认。为降低运行人员劳动强度,远方确认时可装设高压配电装置工业电视遥视系统,用于操作时监视隔离开关的工作状态和到位情况,遥视系统可与网络计算机监控系统综合考虑,并能根据控制对象要求自动定位及进行画面切换。

16.6.14 本条中的“三相联动操动机构”是指有条件时宜采用三相机械联动,设备选择困难时也可以采用三相电气联动。

16.6.15 目前防误操作闭锁方式较多,通常采用的有电气硬接线闭锁、微机防误闭锁和程序锁或上述各种闭锁方式的组合,不管采用何种闭锁方式,其最终的执行方式都是机械的、电磁的或电气回路的闭锁,所以本条作此规定。

16.6.16 对于采用单元制控制方式的机组,同步装置应按机组配置。当采用计算机控制时,控制室一般不装设常规后备控制屏,由于自动同步的可靠性和可用率已满足机组并网要求,不建议装设手动准同步装置;仅在机组有特别需求或运行人员要求的情况下,可以考虑装设手动准同步装置。

16.6.17 由于 200MW 级及以上机组厂用电故障时厂用电压衰减较慢,普通的备用电源自动投切装置的切换方式不能保证机炉

辅机的连续运行,故规定 200MW 级及以上机组的高压厂用电源切换宜采用快速切换。

16.6.18 为避免因 DCS 或计算机监控系统故障或死机造成全厂停电时,柴油发电机及保安电源不能正常启动和切换,柴油发电机及保安电源宜采用独立的控制系统进行控制,DCS 或计算机监控系统中可保留常规控制功能。

16.6.19 考虑 DCS 或计算机监控系统故障或死机时,为保证机组安全,本条规定了应在控制室装设硬接线紧急停机设备的范围。其中发电机或发电机变压器组紧急跳闸、灭磁开关跳闸和柴油发电机启动可以采用同一套按钮实现,并应采取有效措施防止误操作,可以采用双按钮串联、增加确认按钮或加保护罩防止误操作。

16.6.20 考虑继电保护、自动电压调节、自动准同步、故障录波以及厂用电源快速切换等装置的重要性和实时性,上述装置宜独立于控制系统工作。

16.6.21 本条规定保护装置应直接接入断路器的跳合闸回路,其回路中不允许串入如选择开关等其他可能断开的设备,以防止误操作造成保护装置不能可靠跳闸。

16.6.22 本条规定了信号灯或计算机显示器上模拟图的颜色,其中黑色主要应用于计算机显示器上。对于操作按钮的颜色本条未作规定,主要原因是目前电力系统行业标准《火力发电厂、变电所二次接线设计技术规程》DL/T 5136 与现行国家标准《人-机界面标志标识的基本和安全规则 指示器和操作器的编码规则》GB/T 4025 不一致,所以操作按钮的颜色可以按有关行业标准执行。

16.6.23 “电压 250V”是指正常运行时的对地电压,本条规定的目的是保证人身安全。

16.6.25 控制室一般不具备装设常规仪表条件,故推荐采用计算机测量,就地测量的常规仪表指装设在屏或柜上的电测量表计,包括指针式仪表、数字式仪表、记录型仪表及仪表的附件和配件等。

16.6.26 交流采样具有接线简单,维护工作量小等优点,所以规

定当计算机监控系统能实现交流采样时,应优先采用交流采样。当采用 DCS 监控时,由于 DCS 不能采用交流采样,也可采用经变送器直流采样方式,对于不重要的显示信息,还可以考虑采用智能变送器或综合保护测控装置实现交流采样后通过通讯方式送入 DCS。一次仪表测量方式指经电流、电压互感器的仪表测量方式,一次仪表的参数应与测量回路的电流、电压互感器的参数相配合;直接仪表测量方式指直接接入一次电力回路的测量方式,直接仪表的参数应与电力回路的电流、电压参数相配合。

16.7 元件继电保护

16.7.2 发电机、主变压器以及高压厂用变压器由于设备造价高,在电厂中地位重要,应设置独立的保护装置以保证发生故障时保护能可靠动作。对于高、低压厂用电系统一般采用保护与测控功能合一的综合保护测控装置,低压厂用电系统也可以采用断路器自身的脱扣器实现保护功能。装置中的保护功能宜相对独立的含义是实现保护功能的处理器(CPU)、数据采集回路(如 A/D 转换)等宜不依赖测控独立工作。

16.7.3 本条规定了双重化保护设计应满足运行及检修的要求。

16.7.4 按“反措”要求,双重化保护之间不应有直接电的联系,故本条规定双重化保护装置的交流电压、交流电流宜分别从不同的电压互感器和电流互感器相互独立的绕组引接,对于发电机匝间保护用的纵向零序电压及定子接地保护用中性点零序电压,可采用隔离变压器进行隔离。

16.7.6 为保证非电量保护电源的可靠性,当机组配置有 2 组蓄电池时,非电量保护电源宜采用 2 路电源切换后供给,电源切换可采用自动切换或手动切换。

16.8 照明系统

16.8.8 为确保电厂的安全运行和防止船只对取、排水口及码头

等构筑物可能造成的危害,本条作出了相应的规定。

16.9 电缆选择与敷设

16.9.4 考虑到 300MW 级及以上容量的机组均为电网的主力机组,为提高其运行的安全性,除应对电缆采取有效的防火封堵等措施外,还作出了其主厂房、输煤、燃油及其他易燃易爆场所应选用阻燃电缆的规定。按采用阻燃电缆后增加的初期投资与电缆火灾几率引起的损失费用之间合理平衡的原则,规定应采用能满足《电缆在火焰条件下的燃烧试验 第 3 部分:成束电线或电缆的燃烧试验方法》GB/T 18380.3 的 C 类阻燃电缆。

16.9.5 鉴于全厂的重要负荷回路(如消防、报警、应急照明、保安负荷、断路器操作直流电源、计算机监控、双重化保护、中央水泵房和输煤系统等)在着火后一定时间需维持供电或不致因此而扩展为全厂性事故,故条文规定“应采取耐火分隔或分别敷设于两个相互独立的电缆通道中”。两个相互独立的电缆通道可以指敷设在两层或沟道的两侧并加隔板。

16.10 接地系统

16.10.3 目前除了防静电接地的接地电阻明确要求小于 30Ω 外,其余接地系统的接地电阻均没有确切的数值要求,可按现行国家标准《交流电气装置的接地设计规范》GB/T 50065 的相关规定确定具体工程中的接地系统接地电阻值。

16.10.8 人体允许的工频安全电流不作为接地系统的设计指标,其计算可参见《IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding》(交流变电站接地安全导则)IEEE 80—2000 第 13 页式 8。

16.12 调度自动化系统子站

16.12.6 国家现行有关电力二次系统安全防护总体方案是指“电力二次系统安全防护总体方案”(电监安全〔2006〕34 号)。

17 水工设施及系统

17.1 基本规定

17.1.1 由于水工设计与地形、地质、水文和气象等自然条件有着密切的关系,因此设计的质量很大程度上取决于设计时掌握的基础资料是否完整和正确。本条首先强调了水工设计应有完整和正确的基础资料。其次,搜集的基础资料要能满足设计要求,为使设计人员对各阶段应该搜集的基础资料内容有所遵循,可参考《火力发电厂水工设计基础资料及其深度规定》DLGJ 128。

17.2 水源和水务管理

17.2.5 根据现行国家标准《污水再生利用工程设计规范》GB 50335,当以再生水作为工业用水时,应以新鲜水系统作为备用。电厂采用再生水作为补给水源时,应设备用水源,这样可以保证再生水处理系统出现故障时不中断电厂的供水。

17.2.7 我国是一个水资源短缺的国家,人均占有水资源量仅为 2200m^3 ,是世界人均占有量的28%,水资源短缺已经成为我国国民经济与社会可持续发展的重要制约因素。本条根据我国的缺水现状和目前节水技术成熟程度,提出了火力发电厂不同类型机组的耗水指标。正文中列出的空冷机组耗水指标,可根据该地区缺水严重程度选用,在水资源论证报告中提出后,报国家有关部门批准。

17.3 供水系统

17.3.2、17.3.3 这两条强调了汽轮机冷端优化的主要目的是确定汽轮机的背压及其相应的冷端配置,指导汽轮机末级叶片的

选择。

17.3.4 汽轮机额定进汽量时的排汽参数是指汽轮机最大连续出力(TMCR)流量下的排汽量及焓值等。

17.4 取水建(构)筑物

17.4.1 考虑到电厂建设规模越来越大、电厂在电网中的作用和电厂供水系统的重要性等因素,地表水取水建(构)筑物包括水泵房应按保证率为 97% 的低水位设计,并以保证率为 99% 的低水位校核。

17.4.5 为了使岸边水泵房具备较好的抵御洪水能力,避免发生取水设备的财产损失,保障火力发电厂取水的安全性和可靠性,本条作为强制性条文,必须严格执行。关于浪高的确定,以前采用重现期为 50 年的 $H_1\%$ (波列累积频率为 1% 的波高) 乘以折减系数 0.6~0.7 后的波高值,系根据调研有关航务工程设计院确定码头面标高的方法和直立堤顶高程确定的一般原则后提出的一种初步估算方法。近年来,随着滨海电厂工程的增多,特别是一些海域工程的水泵房位于防波堤以外,多采用直墙式结构,设计中发现原规定浪高的取值方法为允许少量越浪的直墙式建筑物的波浪高度取值方法,有的工程委托科研单位进行的海浪模型试验,得出的波峰面高度大于原规定(0.6~0.7)的 $H_1\%$,差值超过 40%,而按现行的《海港水文规范》JTJ 213—98 计算的波峰面高度则与试验值较为接近,而且现行的《防波堤设计与施工规范》JTJ 298—98 对直立堤堤顶高程明确“对允许少量越浪的直立堤,宜定在设计高水位(0.6~0.7)倍设计波高值处;对基本不允许越浪的直立堤,宜定在设计高水位(1.0~1.25)倍设计波高值处”。鉴于火力发电厂岸边水泵房的重要性,按现行行业标准《海港水文规范》JTJ 213—98 规定,作用在直墙式建筑物前的波浪分立波、远破波和近破波三种波态,可根据不同的波态求出直墙式建筑物的波峰面高度。如欲简化计算,浪高的取值可采用重现期为 50 年的 $H_1\%$ 乘以 1.0~

1.25。由于波浪因素复杂,可通过模型试验确定波峰面高度,即满足安全要求,又可结合采取的工程措施,降低岸边水泵房±0.00m层标高,以节约投资。

17.5 管道和沟渠

17.5.4 随着水资源的短缺,长距离输水的火力发电厂越来越多,如已建成的内蒙古上都电厂输水管道长60km,康平电厂输送再生水管道长达110km,管道穿越处地形复杂,高差大,应对输水系统进行水锤计算,采取必要的防护措施,保证输水系统的安全可靠性。

17.6 湿式冷却塔

17.6.7 排烟冷却塔在欧洲国家已有20多年的运行经验,取得了较好的社会效益。2006年,北京热电厂一期改造工程投运了我国第一座排烟冷却塔,淋水面积 3090m^2 ;2007年,国内自主设计的排烟冷却塔在三河电厂二期工程投运,淋水面积 4500m^2 。本条规定了排烟冷却塔在设计时应考虑的主要因素和技术要求。

17.8 空冷系统

17.8.2 空冷系统的设计气温应根据典型年小时干球温度统计计算。典型年的含义是:从当地的气象资料中求出多年(一般为近期10年)的年平均气温,然后再求出最近5年内各年按小时气温统计的算术年平均,将这算术年平均逐一与多年年平均气温比较,其中与多年年平均气温最相近的一年被认为是典型年。

17.8.9 表面式凝汽器间接空冷系统既可采用钢管钢片散热器,也可采用铝管铝片散热器,国内首台600MW间接空冷机组阳城电厂二期工程就是采用了表面式凝汽器和铝管铝片散热器组成的SCAL间接空冷系统。

17.8.11 国内运行空冷电厂的调研表明,根据空冷凝汽器受污染

程度的不同,空冷系统冲洗前、后,夏季空冷系统的背压可降低 5kPa 左右,直接影响空冷机组的经济性。因此,直接空冷凝汽器或间接空冷散热器应配置清除其外表面污垢的水冲洗设施,水冲洗设施应根据散热器形式满足水压和水量的要求。

17.8.13 空冷机组辅机冷却水系统采用空冷技术,在伊朗、土耳其等缺水国家得到了成功的应用,如伊朗的 sahand 电站和 arak 电站,土耳其的 Gebze/Adapazari 电站等。国内严重缺水地区为达到节水效果,可以对辅机冷却水采用间接空冷系统进行论证,条件合适时可以选用。

18 辅助及附属设施

18.0.3 据调研,多数电厂的热工控制用和检修用空气压缩机采用与除灰系统用空压机统一设置,且采用相同形式和容量,从运行情况看,具有系统运行安全、可靠、稳定,还可减少空压机的规格、数量及占地面积,控制工程造价,便于统一管理、节能降耗等优点,因此,将全厂各专业仪用压缩空气系统集中设计,不设专业仪用压缩机,如不设除灰、脱硫、化水专业的仪用空压机,并与除灰气力输送用空压机统一考虑,公共备用;全厂设置集中空压机站,按专业需求联合设计、集中布置,公用备用空压机,以提高空气压缩机的利用率和备用率。系统的配置保证仪用空气优先的原则,在仪用、厂用、气力输送的空气管道上设有保证电厂安全运行的措施,如系统运行分开,空压机出口设大母管,母管上设隔离阀,正常运行时仪用空压机与气力输送用空压机通过隔离阀系统分开运行;设备故障时,通过阀门切换到备用空压机,并在仪用空气部分设止回阀控制倒流;除灰气力输送用气部分设控制压力和流量的措施;厂用气部分设有快速切断供应措施。

当机组容量大,空压机台数多,集中布置设1个空压机房有困难时,也可采用分散布置。

18.0.5

1 由于贮油箱的容积是按1台机组的系统油量设置,故2台机组共用1台贮油箱的容积与1台机组设1台贮油箱的容积是相同的,因此条件合适时也可2台机组共用1台贮油箱。

18.0.8

2 考虑到化学清洗的介质不同,且化学清洗设施每年最多使用1次~2次等因素,故要求电厂不宜设固定的化学清洗设施。

19 建筑与结构

19.1 基本规定

19.1.3 依据《建筑结构可靠度设计统一标准》GB 50068—2001 第 1.0.5 条明确了火力发电厂建(构)筑物的结构设计使用年限。为了保证火力发电厂建筑结构的安全性,本条作为强制性条文,必须严格执行。

19.1.4 对于不同结构,其安全等级不同。一般应按《建筑结构可靠度设计统一标准》GB 50068、《混凝土结构设计规范》GB 50010 和《钢结构设计规范》GB 50017 的有关规定执行。

考虑到主厂房悬吊煤斗及汽机房屋盖主要承重结构的破坏对主厂房结构及设备产生严重后果,因此其安全等级定为一級。

根据《烟囱设计规范》GB 50051—2002 第 4.1.4 条的规定,高度不小于 200m 且单机容量不小于 200MW 级机组烟囱的安全等级为一級。

19.2 抗震设计

19.2.2 要求抗震设防区所有新建的建筑工程均应进行抗震设计。

19.2.3 根据《建筑工程抗震设防分类标准》GB 50223 和《建筑抗震设计规范》GB 50011,火力发电厂建(构)筑物的抗震设防类别最高为重点设防类(乙类),同时根据电厂各建(构)筑物的重要性进行了重点设防类(乙类)、标准设防类(丙类)、适度设防类(丁类)三类的划分。

19.3 建筑设计

19.3.1 按火力发电厂建筑使用性质,建筑分为生产建筑、生产辅

助和附属建筑,要注意在火力发电厂附属建筑中有一些属于民用类建筑,应考虑按相应的民用建筑有关规范要求进行设计。

19.3.4 长时间在噪声很大的环境中工作,对人的健康有不良影响,而控制噪声最根本的办法是远离噪声和减少设备噪声,因此要求采取相应措施。

19.3.5 明确火力发电厂建筑采光设计的原则,主要从建筑节能要求出发,提倡自然采光,并应保证人员使用部位有良好的采光条件。

19.3.8

4 供氢站电解间等存有可燃气体的房间,若采用金属等在开关时碰撞、摩擦后易产生火花的材料做门窗,会引起爆炸,所以规定应采用不发火花的材料。

19.3.9 黏土是不可再生的资源,国家已明令禁止或限制使用,各地方政府也制定了相应的规定,此条要求设计人员应遵守国家的此项规定,减少土壤资源的消耗。

19.3.11 主厂房的长度、宽度、进深、楼层高度及变化等在火力发电厂中具有特殊性,往往随发电机组的等级及布置方式而变化。因此,对主要出入口、楼梯和通道的布置要求进行规定。

19.3.12

1 汽机房屋面虽然按不上人屋面设计,但客观上有人员需要定期到屋面进行巡视及设备检修,因此要求在屋面设计时需要考虑人员的活动。尤其是当屋面为轻型结构时,应设置专门的人员检修步道。

19.4 地基与基础

19.4.2 根据现行国家标准《建筑地基基础设计规范》GB 50007的定义,将火力发电厂各类建(构)筑物的地基基础设计等级进行了甲、乙、丙级划分。

19.4.4 主厂房地基设计宜采用同一类型的地基,考虑到主厂房

区域占地面积较大,可能存在差异较大的地质条件,因此可根据工程的具体地质条件,对不同的结构单元采用不同的地基基础形式。

19.4.5 当地基承载力较低时,贮煤场沉降较大,其竖向、侧向变形对贮煤场内及其邻近建(构)筑物将产生不利影响,因此应对贮煤场进行地基处理。

19.4.6 建筑物的地基变形计算值,不应大于地基变形允许值,地基变形允许值根据不同的建(构)筑参考其相应规范(如烟囱、冷却塔等),同时当工艺有特殊要求时也应满足。

19.5 主厂房结构

19.5.3 厂房结构设置温度伸缩缝是为了避免由于温差和混凝土收缩使结构产生严重的变形和裂缝。伸缩缝最大间距的取值主要根据设计规范的规定,并结合火力发电厂的特点以及设计经验确定。

19.5.4 模型试验是提前验证的手段,根据本规范《600MW 汽机基础模型试验调查报告》,大部分汽机基座设计已有成熟方法和经验,无需通过模型试验进行验证,故仅对新型机组的首台基础(如新型的二缸二排汽机组的基础、采用柔性方案的新型机组的基础、进口的国外新型机组的基础)宜做模型试验进行验证。汽轮发电机采用弹簧隔振技术在国外已大量采用,国内部分引进项目也有采用,是成熟方案,但应做综合技术经济比较。

19.6 烟 囱

19.6.2 烟气腐蚀等级应根据本规范第 8.4.5 条的规定确定。

19.7 运煤建(构)筑物

19.7.5 随着环保要求的日趋严格,封闭式圆形煤场近年来被较多采用,其中整体式为近年来提出的结构形式,虽有个别工程实例,但其结构受力分析和使用要求仍处于研究和完善阶段。在相同堆煤等条件下,采用整体式挡煤墙结构混凝土量比分离式挡煤

墙结构少,但钢筋量却比分离式挡煤墙结构多。因此,结构选型应综合考虑工艺、设备,经技术经济比较确定。

19.8 水工建(构)筑物

19.8.1 火力发电厂的水工建(构)筑物,根据其工作条件和使用情况,可分为一般工业与民用建筑、水利水电建筑、给水建筑以及港口建筑等,本条对不同类型水工建(构)筑物应采用的设计规范作了原则规定,以统一设计标准,使设计人员有所遵循。

19.9 空冷凝汽器支撑结构

19.9.1 考虑到空冷凝汽器支撑结构为高架结构,主要荷载集中在支架顶部,因此从抗震设计角度上应采用平面布置规则、对称的结构形式。

19.9.5 因空冷凝汽器支撑结构较高,主要承重钢结构维护困难,因此应采取可靠的防腐措施(如镀锌、喷锌等)。

20 采暖、通风和空气调节

20.1 基本规定

20.1.1 《工业企业卫生设计标准》GBZ 1 对设置集中采暖和局部采暖设施区域进行了划分。火力发电厂内的建设亦应根据当地冬季气象条件、劳动强度分级和房间使用性质确定全厂采暖方式。为便于区别和应用,本条对集中采暖地区和采暖过渡地区进行了划分。

20.1.2 易发生冻结车间或建筑一般指化学水处理车间、泵房类,采暖过渡地区这些车间是否需要采暖,采用何种采暖方式,可根据具体情况确定。目前采暖方式很多,在设计中可以多样化,因此未强调“集中采暖”。厂前区的办公、生活建筑的采暖标准不同于厂内生产建筑。

20.1.4 本条主要考虑电厂采暖、通风和空气调节系统的冷、热源在选择中执行国家有关节能、降耗、可持续发展的循环经济政策的指导方针。在制定冷、热源方案时,要对利用电厂工艺系统的余热和周边企业余热,以及天然冷、热源进行分析,根据其品质、可靠性进行技术方案和经济性论证,以保证电厂内采暖、通风、空调系统的正常、稳定运行。

关于火力发电厂主厂房、运煤系统采暖热媒的选择一直存在较大争议,主要争议在于:一是热水温度相对蒸汽温度低,散热强度小,对厂房高大的汽机房、锅炉房形成的烟囱效应和围护结构保温相对薄弱的运煤栈桥,存在散热器布置受到限制的问题;二是热水系统使散热器承压过高,存在安全问题。为此,规范编制组在近十年来一直给予关注,并在工程实践中进行研究,积极推广高温热水在火力发电厂中的应用。调研报告《严寒地区火电厂采暖热媒

的选择》，对严寒地区采用热水采暖进行了较全面的分析和比较，并通过对严寒地区十几个大中型火力发电厂采用高温水采暖的调查，表明运行效果良好，安全可靠，达到了设计标准，彻底解决了蒸汽采暖系统凝结水回收难度大，以及回收后利用困难、浪费能源和水资源的问题。

20.1.5 严寒、寒冷地区采暖季较长(3个月~5个月)，除采暖需要蒸汽作为热源外，一些工艺设备也需要蒸汽进行加热，蒸汽用量较大，从能量梯级使用考虑，采用较低级抽汽参数，可避免经减温减压造成的热能损失，提高汽轮机整体效率。但采暖蒸汽来源一般由工艺统一供给，此时蒸汽参数均较高(0.6MPa~0.8MPa)，可直接选择适应较高蒸汽参数的汽-水热交换器进行换热，而不必进行减温减压。

汽-水换热器产生的凝结水热能，通过增加水-水换热器对采暖回水进行预热，提高回水温度，可减少汽-水换热器面积，同时使凝结水温度降低至80℃左右，避免汽化损失。

条文中仍保留了严寒地区采用蒸汽采暖方式，主要考虑一些建设单位在认识上的差异和习惯，对一些具有丰富管理经验和措施可靠，确实能做到凝结水回收利用的火力发电厂，可采用蒸汽采暖方式，但需要进行必要的经济技术论证。

《民用建筑热工设计规范》GB 50176—93 对全国建筑热工设计分区指标如下：

严寒地区：最冷月平均温度小于或等于-10℃，日平均温度小于或等于5℃的天数大于或等于145d。

寒冷地区：最冷月平均温度0℃~-10℃，日平均温度小于或等于5℃的天数为90d~145d。

20.1.7 本条规定是为了使辅助车间控制系统安全稳定运行，并且为控制运行人员和管理人员创造良好舒适的工作和休息环境，有利于人们集中精力、高效工作，可避免由于人员的原因造成工作失误所带来的损失。同时各类控制设备对室内环境也有一定的

要求。

20.1.8 现行国家标准《室内空气质量标准》GB/T 18883—2002 第 4 节规定了办公建筑室内空气质量物理性、化学性、生物性标准、放射性标准,针对电厂内分布于不同区域的办公室、会议室,应根据该区域生产工艺和室外空气质量确定是否需要进行必要的空气处理。

20.1.9 本条给出了火电厂各类建筑通风设计的基本原则,通风设计主要针对生产环境对卫生条件的要求而设置。在确定通风方式时,应根据工艺要求、散发有害物设备的特点,与工艺密切配合,了解生产过程,收集各类有害物产生的数据,结合当地气象条件和工程具体情况,因地制宜地确定通风设计方案。

集中采暖地区主厂房夏季采用百叶窗进风方式,虽然可在一定程度上增加进风面积,增加进风量,改善室内通风效果,但冬季却会由于百叶窗关闭不严,在室内、外温差和室外风速的作用下造成大量冷风渗透,使室内温度普遍过低,严重时会发生室内采暖、消防给水等管道被冻裂的情况。为补偿冷风渗透热损失,必然要增加采暖能耗,从而形成在不断提高室内温度的同时,冷风渗透量亦不断增加的恶性循环。因此,设置集中采暖的高大厂房,不应采用任何形式的百叶窗作为夏季通风进风设备。

20.2 主 厂 房

20.2.2 由于主厂房采暖散热器布置受工艺系统的设备、管道限制,按设计热负荷难以全部安装散热器,因此,一般主厂房采暖系统的散热器采暖承担了大部分热负荷,不足部分由暖风机承担。在机组正常运行情况下,工艺设备、管道的散热量很大,仅散热器采暖系统运行完全可以维持室内温度不低于 $10^{\circ}\text{C}\sim 16^{\circ}\text{C}$,所以暖风机的设置应主要针对检修期间局部采暖的要求。暖风机按照大容量选型,可减少台数,减少设备维护管理工作量。

20.2.3 严寒、寒冷地区在冬季停机、停炉检修时,工艺设备、管道

均处于冷态,且采暖系统仅按室内温度 5°C 设计,检修车辆经常出人的大门不能设避风门斗,因此,为防止因大量冷空气侵入室内,造成设备、管道冻结,对用于车辆通行的主要大门需设置热风幕。

20.2.4 主厂房通风设计方案应根据厂房的特点,并结合气象条件,在满足卫生标准要求的同时,还应考虑节能和方便通风设备的检修维护。

湿冷机组从节能角度考虑,采用自然通风方式较为合理,但对夏季室外通风计算温度较高的南方地区,采用自然通风时室内温度难以达到卫生标准的要求,需采取其他补充措施,如局部机械送风。

直接空冷机组风机群对汽机房夏季通风效果的影响,经有关设计单位与清华大学采用计算流体力学(CFD)方法进行了仿真模拟数值分析。分析结论认为在风机群的作用下,主厂房下部进风侧负压(绝对值)趋于减小,致使室内热压效应相应减小,进风量受到影响;同时,由于风机群大量散热,在主厂房上部形成局部热区,对室内排风产生影响。因此,推荐采用自然进风、机械排风方式,并适当加大风机压头。

所谓全封闭式汽机房,即厂房在设计上考虑防止室外污染严重的空气进入厂房,仅设置不可开启的采光窗,因此,为排除室内余热,应采取机械送风方式向室内送风,排风则应根据工艺系统是湿冷或空冷机组确定采用机械和自然排风。

处于严寒或部分寒冷地区的大中型火力发电厂的锅炉本体高大,为保证冬季安全运行,一般采用紧身封闭形式将锅炉封闭。夏季由于锅炉本体散热使锅炉房内温度高于室外,尤其是顶部温度可达 $40^{\circ}\text{C}\sim 50^{\circ}\text{C}$,在室内、外温差作用下形成较强的热压,因此,采用自然排风方式即可获得较好效果。

20.2.6 汽机房是多层建筑,在各层设置通风格栅使底部气流在热压作用下顺利流向上部并带走热量,同时对进深较大的车间,在距进风窗较远处设置格栅,可起到引导气流流动的作用,减少通风

死角。

汽机房内高、低压加热器,减温减压器、凝汽器散热强度较高,除设备对流散热外,辐射热亦较强,周边空气温度均高于车间平均值。这些设备在布置上又都占据较大空间,厂房通风系统一般难以直接对这些区域产生作用,使该空间或区域气流不够畅通形成通风死角。因此,有必要在这些区域附近设置局部通风设备,强制通风进行扰动。

20.2.7 火力发电厂的集中控制室、电子设备间是锅炉、汽轮机运行控制和管理中心,在建筑布置上需考虑振动、噪声、热源、粉尘危害等因素,通常与锅炉房、汽机房相对隔离和封闭。因此,对上述房间应采取全年性空气调节措施,以保证房间内的温、湿度符合电子控制设备的要求,同时还应保证室内运行人员必须的新鲜空气量的需要和符合室内空气含尘浓度标准的要求。

控制室内主要以运行人员、计算机设备、显示屏幕等为主,由于计算机和显示屏幕对环境温、湿度要求较低,因此集中控制室空调系统按舒适性空调进行设计,即可满足要求。

电子设备间的电子控制设备对室内温、湿度的要求,各制造商要求不尽相同,总体来说温、湿度波动较大时易发生故障,故本条提出根据工艺要求确定室内设计参数,以及推荐室内设计参数。

20.2.9 合理确定空气处理方式,不仅仅是空调房间能否达到室内设计温、湿度要求的问题,更重要的是空调系统的节能和环保问题。由于我国地域广阔,气象条件差异很大,条文中的炎热干燥地区,主要指新疆、甘肃、内蒙古、宁夏等省区。这些省区的气候特点是夏季干球温度高,湿球温度低,空气的含湿量低,具备采用直接蒸发冷却技术的条件。直接蒸发冷却空气处理方式,不需电动制冷消耗电能,也无消耗臭氧层物质的排放,是一种即节能又环保的空气处理方式,因此,应积极推广使用。

上述炎热干燥地区,虽然采用直接蒸发冷却对空气进行处理可以降低空气温度,但不一定能满足空调系统送风温度的要求,此

时仍需辅以电动制冷进一步等湿冷却处理至要求的空气状态。两者结合使用可较大幅度降低制冷、空调系统的能耗。

20.2.10 直接蒸发空气处理对水温要求不高,一般常温即可,但由于经过直接蒸发冷却处理的空气被送入空调房间后与人直接接触,因此水质应符合生活用水的标准。

20.2.13 严寒、寒冷地区空调系统冬季运行时,当室外温度较低的空气直接与室内回风混合易产生水雾,严重时会产生凝结水并结冰。为防止此类现象的发生,需对新风进行预热处理。

20.2.14 火力发电厂集中控制室、电子设备间大多布置于两炉之间,属于厂区内粉尘污染严重部位。空调系统的新风口不论如何设置,都会不可避免地将空气中的粉尘带入空调房间,因此,送入室内的空气需进行过滤处理。根据多年运行实践,采用初、中效过滤器基本可满足室内尘粒的控制要求,保证电子设备的安全运行。

20.2.17 过渡季节采用大量新风运行具有节能意义。但空调系统能否满足新风量变化的要求,需针对不同地区气象特征,根据焓湿图分析空气处理过程的不同要求,合理配置空气处理机组的功能段和能力,保证空气处理参数符合设计值。

20.2.19 《火力发电厂劳动安全和工业卫生设计规程》DL 5053对真空清扫装置的配置提出了原则性规定。由于真空清扫设备和管网的选择,随锅炉房布置方式、锅炉容量以及除灰方式的不同,其真空度、吸尘点数量、管网长度和卸灰方式存在较大差别,并对使用效果有直接影响。因此,要根据各种条件合理确定真空清扫设备和管网。另外,在选择设备时应注意海拔高度对真空设备能力的影响。

20.3 电气建筑与电气设备

20.3.1 励磁调节装置室仍属于电气设备间,考虑其散热强度较一般电气设备间大很多,且室内温度不宜设计过低,因此,可按降温通风系统的要求进行设计。

20.3.2 蓄电池作为电厂的保安电源,在发生事故失电时,承担着主要工艺设备紧急停机的供电负荷。目前电厂蓄电池主要采用阀控式密封免维护铅酸蓄电池,即免维护蓄电池,根据生产厂家提供资料要求环境温度在 $25^{\circ}\text{C}\sim 30^{\circ}\text{C}$ 之间,环境温度过高免维护蓄电池寿命将受到影响。免维护蓄电池在充电过程中仍有少量氢气释放,从防爆要求考虑,直流式降温通风系统可满足室内空气不允许再循环的要求。

20.3.3 对炎热高湿地区的电气设备间,尤其是设有干式变压器的配电间,室内温度普遍过高,根据对未设置降温设备的电气设备间室内温度的实地调研和检测,一般均超过 40°C ,最高可达 45°C 以上。本条给出了这类电气设备间夏季室内的设计标准,并按一定的气象条件规定了设置降温通风系统的范围。

一般电气设备的环境最高允许温度不超过 40°C ,通风设计中的不保证设计温度的时间不宜过长,因此规定不宜高于 35°C 作为设计温度,而过低的室内温度必然耗费电能。

20.3.4 由于变频器满负荷工作时,其总损耗(转变为热量)约为变频器额定功率的 $2\%\sim 4\%$,散热量很大,仅靠一般通风去消除需要风量很大,风管受空间的限制难以布置,因此通过设置降温通风系统,加大送风温差,减少系统风量。热平衡计算的目的是确定室内设计温度及送、排风量等,风平衡计算的目的是根据送风量和设备本体所需排风量确定室内排风量。

20.3.8 降温通风系统设计在加大温差、减少风量的同时,必须防止出现送风温度低于室内环境露点温度时产生的结露现象。

20.3.9 锅炉房、汽机房均属热车间,且建筑进深较大,有些通风、空调系统的进风口难以直接由室外取风而设于室内,为避免造成过大的计算误差,规定夏季进风温度在室外计算温度基础上按室内温度梯度附加取值。

20.3.10 较大风量的机械通风系统主要指汽机房全面通风系统、各类电气设备间通风系统。

20.4 运煤建筑

20.4.1 火力发电厂翻车机室、火车卸煤沟地上部分的大门冬季需要较长时间开启且不能设门斗,室内因设有各类水管(生产、消防、喷雾除尘及生活用水)而不允许室温低于 0°C 。故本条规定对 -10°C 及以下地区的翻车机室宜设热风幕。

对冬季通风室外计算温度比 -10°C 略高的地区,采用喷水除尘有可能产生水雾或冰冻影响运行时,可视具体情况,经过技术经济比较也可设置热风幕。

20.4.2 在采暖过渡地区,运煤建筑物内仍有冰冻可能,使运煤胶带打滑减小出力。为了保护胶带机正常运行,碎煤机室、转运站可设置采暖。

20.4.4 电厂火车、汽车地下卸煤沟地下部分一直是粉尘污染严重,且难以治理的部位,为此,有关科研和设计单位通过不懈努力,研制成功自动跟踪除尘装置,并在许多电厂应用,取得良好效果。规范编制组在总结工程经验和修编过程中进一步调研的基础上,提出“地下卸煤沟通风除尘方式”专题报告,对卸煤沟通风除尘方式进行了归纳总结。根据专题报告本条提出地下卸煤沟对移动尘源的治理措施和基本要求。

20.4.5 火力发电厂运煤系统的地下部分(包括地下卸煤沟、地下运煤隧道、地下转运站等)夏季内部阴冷潮湿,运行时煤尘飞扬,劳动条件很差,为此,均设有必要的通风、除尘设施。根据多年经验,如仅以夏季通风量或除尘排风量进行冬季热补偿,热能消耗很大。从运煤系统间断运行以及节约能源考虑,提出了通风、除尘系统运行期间室内温度处于动态变化中,但不低于 5°C 的要求。校核散热器采暖系统补偿能力的目的是为了确定是否设置热风补偿系统。

20.4.7 北方缺水和沿海缺乏淡水地区,运煤系统地面清扫方式主要取决于厂内是否设置水冲洗系统。

20.5 化学建筑

20.5.1 化学水处理室的电渗析室、反渗透间、过滤器、离子交换器管道及电动机等设备均会产生余热,过滤器、离子交换器内水温有时可达到 40℃,其散热面积大,且不保温,因此在设计夏季通风时,应按排除设备余热考虑车间的通风量;在设计冬季采暖时车间内温度按 5℃计算,不计设备、管道散热量。

20.5.2 《工作场所有害因素职业接触限值》GBZ 2 要求车间内空气中的盐酸浓度不超过 15mg/m³,硫酸浓度不超过 2mg/m³。根据这一要求,火力发电厂的酸库及酸计量间在正常工作期间均应设置机械通风设施,及时排除放散至室内的酸气,据实测结果,电厂的酸库和酸计量间设置每小时不少于 15 次换气的通风设施,可以满足卫生的要求。

集中采暖地区和过渡地区酸、碱库宜分别设置的目的是为了减少冬季热风补偿的热负荷。

20.5.3 通风方式指根据化学有害气体容重确定采用上部或下部排风;通风量应满足《工作场所有害因素职业接触限值》GBZ 2.1、GBZ 2.2 的要求,一般按换气次数计算。

20.6 其他辅助建筑及附属建筑

20.6.4 循环水泵或岸边水泵房,较多为半地下布置,自然通风条件较差,室内的电动机容量又较大,散热量和散湿量亦较大。实测一些水泵房内的电动机进风 29℃时,排风温度达 55℃,若余热全散发至室内,夏季室内温度将会很高;而大量的湿气对电动机的绝缘性能有较大的影响。因此,本条规定了半地下或地下泵房应设机械通风。

20.7 厂区制冷站、加热站及管网

20.7.4 调研报告“电厂电制冷与吸收式制冷适用条件的综合分

析”对新建、改扩建电厂采用热力制冷进行了分析,结论是:需要有可靠的汽源;节电耗汽,但量很小,初期投资稍大,运行管理比电制冷复杂。是否采用热力制冷取决于蒸汽汽源是否有可靠保证,并应考虑由于检修或其他原因导致的停机、停炉期间是否仍能保证溴化锂制冷机需要的蒸汽汽源。

20.7.5 本条规定了电厂制冷机组配置的原则。主要是考虑制冷设备配置尽可能地适应空调系统冷负荷随季节变化这一特点,避免因制冷机组单机容量过大,不易调节,效率低的问题。

1 溴化锂冷水机组在运行一段时间后,在蒸发器、吸收器、冷凝器的换热管的内壁逐渐形成一层污垢,使热阻增大,传热工况恶化,制冷量下降。因此,在选择设备时,单台制冷量应增加 10% 作为裕量。另外,溴化锂冷水机组与压缩式冷水机组相比,其内部运转部件较少,故障率较低,运行可靠,维修简单,因此,在设备选型时可不考虑备用。

2 压缩式冷水机组,机械运转设备较多,发生故障的概率较高,维修时间长,同时考虑使用灵活,便于能量调节,在空调冷负荷较低时,能够起到互相备用的作用,故规定按 $2 \times 75\%$ 或 $3 \times 50\%$ 选型。

21 环境保护和水土保持

21.2 大气污染防治

21.2.5 根据美国环保局颁发的可供选择的工业源综合扩散模式 (ISC3), 当火力发电厂的烟囱高度低于厂区内最高建筑物高度的 2 倍时, 发生建筑物尾流影响的邻近区域为建筑物周围的矩形区域, 该矩形区域在沿风向轴线上从距建筑物上风向 2 倍典型尺寸处到距建筑物下风向 5 倍典型尺寸处, 在横风向轴线上从建筑物左边界外 $1/2$ 倍典型尺寸处到建筑物右边界外 $1/2$ 倍典型尺寸处, 其中建筑物的典型尺寸为其高度和横风向长度之间的较小值。按照《环境影响评价技术导则 大气环境》HJ 2.2—2008 推荐的 AERMOD 模式和电厂主要建筑物的尺寸, 计算出的建筑物尾流的影响范围位于上述矩形区域内。

21.2.7 根据煤堆起尘特性, 只有当煤堆表面风速大于煤粒起尘风速时, 才会引起粉尘扬起。其中煤粒起尘风速和含水率、煤粒粒径有关, 一般为 $4\text{m/s} \sim 6\text{m/s}$ 。另外, 当煤的含水率大于起尘临界含水率时, 煤粒变得极不易起尘。

21.3 废水和温排水治理

21.3.6 由于脱硫废水经处理后水质中含盐量较高, 一般不外排, 可回用于除灰渣系统的调湿或补充水。

21.4 灰渣和石膏治理及综合利用

21.4.2 《中华人民共和国水污染防治法》第三十三条规定禁止向水体排放、倾倒工业废渣、城镇垃圾和其他废弃物。为了避免火力发电厂产生的废弃物污染江、河、湖、海, 本条作为强制性条文, 必

须严格执行。

21.4.3 按照《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》GB 18599 的要求,火力发电厂灰渣属于第Ⅱ类一般工业固体废物,灰场应采用天然或人工材料构筑防渗层;而美国环保局认为火力发电厂灰渣不属于有毒废物,不要求灰场都采用土工膜防渗,各个州要求也相差较大,一些州要求采用防渗土工膜或压实黏土层进行防渗,个别州要求采用其他防渗措施。由于在制定《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》GB 18599 时未充分考虑火力发电厂的灰渣特性,未经充分论证而制定的某些指标偏严,导致在工程实施中存在一些问题,但从管理角度看,除《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》GB 18599 之外,目前还没有其他更适用于灰场环保管理的标准,因此,在灰场环保管理中目前暂按《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》GB 18599 考虑。

21.4.6 灰渣和石膏综合利用市场调研工作,应首先分析火力发电厂所在地区的建材、建工、筑路、回填、农业、资源回收等行业对灰渣和石膏的需求现状,再预测火力发电厂运行期间所在地区各行业对灰渣和石膏的需求量,并对其品质提出要求,然后结合所在地区灰渣和石膏供应量进行供需平衡分析,合理确定火力发电厂灰渣和石膏综合利用的数量和途径。

21.5 噪声防治

21.5.2 控制工程噪声对环境的影响,有从声源上根治噪声和从噪声传播途径上控制噪声两种措施。应首先按国家规定的产品噪声标准,从声源上控制噪声。对于声源上无法根治的生产噪声,可采用对设备装设隔声罩,对外排汽阀装设消声器,在建筑物内敷吸声材料等措施控制噪声。

以往一些设备在签订产品技术协议时规定的噪音水平如下:

引风机(进风口前 3m 处):85dB(A);

送风机(吸风口前 3m 处):90dB(A);

钢球磨煤机:95dB(A)~105dB(A);

其他中、高速磨煤机:86dB(A)~95dB(A);

发电机及励磁机(距离声源 1m 处):90dB(A);

汽轮机(包括注油器,距声源 1m 处):90dB(A);

排料机(距机壳 1.5m 处):85dB(A);

汽动给水泵:101dB(A)。

21.5.4 由于城市电厂厂界紧邻居民区,由厂界噪声超标导致的环境纠纷问题较为突出,故在城市电厂的设计和施工建设中应充分认识到电厂噪声对周边环境的影响的重要性,在设计中对噪声传播途径采取相应的隔声措施,其中主厂房围护结构的设计优化起着重要作用,具体为在主厂房围护结构设计中应改善墙、门、窗、通风等的结构来提高其隔声量,尽量减小门窗的面积,优化门窗的隔声设计。

21.5.5 根据调研结果,大同二电厂二期工程和大唐国际云冈热电厂,为了满足我国环保对噪声控制的要求,直冷系统采用了 20 世纪 90 年代的技术,风机选用低噪声设计,风机叶片采用扭曲叶型设计,选用较低转速。挡风墙内加装隔音板,地面采用卵石铺地等措施。

21.5.6 根据湿式冷却塔噪声治理调查结果,成都热电厂在冷却塔进风口外安装通风消声装置,上海吴泾电厂八期工程和杭州半山电厂的冷却塔采用隔声屏障的方式,均达到了预期效果。

21.6 环境保护监测

21.6.2 按《火电厂大气污染物排放标准》GB 13223 的要求,火电厂应装设烟气监测系统,因此制定本条规定。

21.6.3 由于火力发电厂烟气连续监测系统的监测结果与脱硫电价的兑现密切相关,按照电监会及环保部门的要求,明确了烟气连续监测系统监测点的位置。

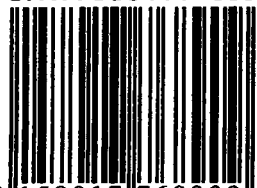
22 消防、劳动安全与职业卫生

22.1 基本规定

22.1.1 现行国家标准《火力发电厂与变电站设计防火规范》GB 50229 是专门针对火力发电厂防火设计的国家标准,内容包括火力发电厂建(构)筑物的火灾危险性分类及其耐火等级、总平面布置、建(构)筑物的安全疏散和建筑构造、工艺系统的防火措施、消防给水和灭火装置、火灾探测报警系统、消防供电和照明等。

22.1.2 改善劳动条件,保护劳动者在生产过程中的安全和健康,是我国的一项重要政策。劳动安全和职业卫生设施是火力发电厂建设中必不可少的设施,必须与主体工程同时设计、同时施工、同时投入生产和使用(简称“三同时”)。

S/N: 1580177 • 689



9 158017 768909 >

统一书号: 1580177 • 689

定 价: 64.00 元