

前 言

本标准是根据住房城乡建设部《2015年工程建设国家标准制修订计划》(建标[2014]189号)的要求,由中国电力企业联合会和中国能源建设集团有限公司工程研究院会同有关单位共同编制而成的。

本标准在编制过程中,编制组进行了广泛的调研,对塔式太阳能光热发电站的关键技术进行了专题研究,认真总结实践经验,参考有关国际标准,并在广泛征求意见的基础上,制订本标准。

本标准共分23章和1个附录,主要技术内容是:总则,术语,基本规定,电力系统要求,太阳能资源评估,站址选择,总体规划,集热场布置,发电区布置,集热系统及设备,传热、储热与换热系统及设备,汽轮机设备及系统,水处理设备及系统,信息系统,仪表与控制,电气设备及系统,水工设施及系统,辅助系统及附属设施,建筑与结构,供暖通风与空气调节,环境保护与水土保持,职业安全和职业卫生,消防等。

本标准由住房城乡建设部负责管理,由中国电力企业联合会负责日常管理,由中国能源建设集团有限公司工程研究院负责具体技术内容的解释。执行过程如有意见或建议,请寄送中国能源建设集团有限公司工程研究院(地址:北京市朝阳区西大望路26号院1号楼,邮政编码:100022)。

本标准主编单位、参编单位、主要起草人和主要审查人:

主 编 单 位:中国电力企业联合会

中国能源建设集团有限公司工程研究院

参 编 单 位:中国能源建设股份有限公司

中国电力工程顾问集团西北电力设计院有限

公司

中国电力工程顾问集团有限公司

中国能源建设集团新疆电力设计院有限公司

浙江中控太阳能技术有限公司

河北省电力勘测设计研究院

国核电力规划设计研究院有限公司

上海电力设计院有限公司

国家电投集团黄河上游水电开发有限责任公司

内蒙古电力勘测设计院有限责任公司

东方电气集团东方锅炉股份有限公司

主要起草人:许继刚 汪毅 吕平洋 陈玉虹 赵晓辉

秦初升 李红星 李心 彭兢 仇韬

张开军 章荣国 胡焕勋 庄涛 王立军

杨金芳 刘宏民 綦建国 陶逢春 焦玉红

李永泉 冯云岗 田启明 王小春 奚正稳

郭锋 曾春花 马庆虎 宓霄凌 张桂英

卢海勇 郭力威 闫晓宇 陈永安 寇建玉

丁路 孙延虎 阎占良 王伊娜 裴新荣

徐能 金建祥

主要审查人:李惠民 钟晓春 毕建惠 刘明秋 柴靖宇

白凤武 黄生睿 张钧 赵磊 赵红梅

齐志鹏 唐海锋 冯璟 孙即红 马溪原

时文刚 秦晓平 黄文君 齐玉明 尹显俊

王志勇 王世军 韦绩 刘德有 肖刚

师立涛 于航 赵章乐 李健 刁立新

目 次

1	总 则	(1)
2	术 语	(2)
3	基本规定	(5)
4	电力系统要求	(6)
4.1	一般规定	(6)
4.2	接入系统技术要求	(6)
4.3	系统继电保护及安全自动装置	(7)
4.4	调度自动化	(7)
4.5	系统通信	(8)
4.6	电能计量	(8)
5	太阳能资源评估	(9)
5.1	一般规定	(9)
5.2	参考气象站	(9)
5.3	现场观测站	(10)
5.4	太阳辐射数据验证与分析	(10)
6	站址选择	(12)
7	总体规划	(14)
7.1	一般规定	(14)
7.2	站区外部规划	(14)
7.3	站区内部规划	(15)
8	集热场布置	(19)
8.1	一般规定	(19)
8.2	定日镜布置	(19)
8.3	吸热塔布置	(19)

8.4	安全防护	(20)
8.5	维护检修设施	(20)
9	发电区布置	(21)
9.1	一般规定	(21)
9.2	储热区域布置	(22)
9.3	蒸汽发生器区域布置	(22)
9.4	汽机房布置	(22)
9.5	辅助加热区域布置	(23)
9.6	集中控制室布置	(23)
9.7	维护检修设施	(24)
9.8	综合设施	(25)
10	集热系统及设备	(26)
10.1	一般规定	(26)
10.2	定日镜	(26)
10.3	吸热器	(27)
10.4	定日镜清洗装置	(28)
11	传热、储热与换热系统及设备	(29)
11.1	一般规定	(29)
11.2	传热系统及设备	(29)
11.3	储热系统及设备	(30)
11.4	换热系统及设备	(30)
11.5	辅助系统及设备	(32)
12	汽轮机设备及系统	(33)
12.1	一般规定	(33)
12.2	汽轮机设备	(33)
12.3	主蒸汽、再热蒸汽和旁路系统	(34)
12.4	给水系统及给水泵	(35)
12.5	除氧器及给水箱	(36)
12.6	凝结水系统及凝结水泵	(36)

12.7	疏放水系统	(38)
12.8	辅机冷却水系统	(38)
12.9	凝汽器及其辅助设施	(39)
13	水处理设备及系统	(40)
13.1	水质及水的预处理	(40)
13.2	水的预脱盐	(40)
13.3	除盐水处理系统	(40)
13.4	凝结水精处理	(41)
13.5	热力系统的化学加药和水汽取样	(42)
13.6	冷却水处理	(42)
13.7	定日镜清洗水处理	(42)
13.8	废水处理	(43)
13.9	药品储存	(43)
14	信息系统	(44)
14.1	一般规定	(44)
14.2	电站信息系统的总体规划	(44)
14.3	管理信息系统	(44)
14.4	安全防范系统	(45)
14.5	生产视频监视系统	(45)
14.6	视频会议系统	(46)
14.7	信息系统布线	(46)
14.8	信息安全	(46)
15	仪表与控制	(47)
15.1	一般规定	(47)
15.2	自动化水平	(47)
15.3	控制方式及控制室	(47)
15.4	检测和仪表	(48)
15.5	报警	(49)
15.6	保护	(50)

15.7	开关量控制	(51)
15.8	模拟量控制	(52)
15.9	控制系统	(52)
15.10	控制电源	(54)
15.11	仪表导管、电缆及就地设备布置	(54)
16	电气设备及系统	(55)
16.1	发电机与主变压器	(55)
16.2	电气主接线	(55)
16.3	交流站用电系统	(56)
16.4	直流电源系统及交流不间断电源	(58)
16.5	高压配电装置	(60)
16.6	电气监测与控制	(61)
16.7	元件继电保护	(63)
16.8	照明系统	(64)
16.9	接地系统	(65)
16.10	站内通信	(66)
16.11	其他设施	(66)
17	水工设施及系统	(67)
17.1	一般规定	(67)
17.2	水源及水务管理	(67)
17.3	供水系统	(68)
17.4	取水建(构)筑物	(69)
17.5	管道和沟渠	(69)
17.6	湿式冷却塔	(70)
17.7	空冷系统	(71)
17.8	给水排水	(72)
18	辅助系统及附属设施	(73)
19	建筑与结构	(76)
19.1	一般规定	(76)

19.2	抗震设计	(76)
19.3	建筑设计	(77)
19.4	地基与基础	(80)
19.5	汽机房结构	(81)
19.6	吸热塔结构	(81)
19.7	站区内其他建(构)筑物	(82)
19.8	水工建(构)筑物	(82)
20	供暖通风与空气调节	(84)
20.1	一般规定	(84)
20.2	汽机房	(85)
20.3	电气建筑	(86)
20.4	集中控制室	(87)
20.5	化学建筑	(87)
20.6	其他建筑	(88)
20.7	站区供暖系统及管网	(88)
21	环境保护与水土保持	(90)
21.1	一般规定	(90)
21.2	污染源治理	(90)
21.3	水土保持	(91)
22	职业安全和职业卫生	(92)
22.1	一般规定	(92)
22.2	职业安全	(92)
22.3	职业卫生	(93)
23	消 防	(94)
23.1	一般规定	(94)
23.2	建筑物的火灾危险性分类、耐火等级及防火分区	(94)
23.3	消防给水、灭火设施及火灾自动报警	(96)
23.4	消防供电及应急照明	(97)
附录 A	发电量估算	(99)

本标准用词说明	(101)
引用标准名录	(102)

住房和城乡建设部信息公开
浏览专用

Contents

1	General provisions	(1)
2	Terms	(2)
3	Basic requirements	(5)
4	Requirements of electric power system	(6)
4.1	General requirements	(6)
4.2	Technical requirements for the connection to the power system	(6)
4.3	Relay protection and automatic safety equipment	(7)
4.4	Dispatching automation system	(7)
4.5	System communication	(8)
4.6	Electric energy calculation	(8)
5	Solar Resource assessment	(9)
5.1	General requirements	(9)
5.2	Reference weather station	(9)
5.3	Site observation station	(10)
5.4	Validation and analysis of solar radiation data	(10)
6	Site selection	(12)
7	Overall planning	(14)
7.1	General requirements	(14)
7.2	Off-site planning	(14)
7.3	On-site planning	(15)
8	Layout of Solar Field	(19)
8.1	General requirements	(19)
8.2	Layout of heliostat	(19)

8.3	Layout of receiver tower	(19)
8.4	Safety protection	(20)
8.5	Maintenance and overhaul facilities	(20)
9	Layout of power block	(21)
9.1	General requirements	(21)
9.2	Layout of thermal storage block	(22)
9.3	Layout of steam generator block	(22)
9.4	Layout of turbine room	(22)
9.5	Layout of auxiliary heating block	(23)
9.6	Layout of central control room	(23)
9.7	Maintenance and overhaul facilities	(24)
9.8	Complex facilities	(25)
10	Collector system and equipment	(26)
10.1	General requirements	(26)
10.2	Heliostat	(26)
10.3	Receiver	(27)
10.4	Heliostat cleaning device	(28)
11	Heat transfer, thermal storage and heat exchange system and equipment	(29)
11.1	General requirements	(29)
11.2	Heat transfer system and equipment	(29)
11.3	Thermal storage system and equipment	(30)
11.4	Heat exchange system and equipment	(30)
11.5	Auxiliary system and equipment	(32)
12	Steam turbine equipment and system	(33)
12.1	General requirements	(33)
12.2	Steam turbine equipment	(33)
12.3	Main steam, reheat steam and bypass system	(34)
12.4	Feedwater system and feedwater pumps	(35)

12.5	Deaerator and feedwater storage tank	(36)
12.6	Condensate system and condensed pumps	(36)
12.7	Draining and discharge system	(38)
12.8	Cooling water system of auxiliary equipment	(38)
12.9	Condenser and auxiliary facilities	(39)
13	Water treatment equipment and system	(40)
13.1	Water quality and water pretreatment	(40)
13.2	Water pre-desalination	(40)
13.3	Demineralized water treatment system	(40)
13.4	Condensate polishing system	(41)
13.5	Chemical dosing and water-steam sampling for thermal cycle system	(42)
13.6	Cooling water treatment	(42)
13.7	Heliostat cleaning water treatment	(42)
13.8	Waste water treatment	(43)
13.9	Chemicals storage	(43)
14	Information system	(44)
14.1	General requirements	(44)
14.2	Overall planning of plant information system	(44)
14.3	Management information system	(44)
14.4	Safety and protection system	(45)
14.5	Production video monitoring system	(45)
14.6	Video meeting system	(46)
14.7	Cabling of information system	(46)
14.8	Information security	(46)
15	Instrumentation and control	(47)
15.1	General requirements	(47)
15.2	Level of automation	(47)
15.3	Control mode and control room	(47)

15.4	Measurement and instrumentation	(48)
15.5	Alarming system	(49)
15.6	Protection system	(50)
15.7	On-off control	(51)
15.8	Modulating control	(52)
15.9	Control system	(52)
15.10	Control power supply	(54)
15.11	Instrument tube, cable and local equipment arrangement	(54)
16	Electrical equipment and system	(55)
16.1	Generator and main transformer	(55)
16.2	Main electrical connection	(55)
16.3	AC auxiliary power system	(56)
16.4	DC system and AC uninterruptible power supply	(58)
16.5	High voltage switchgear arrangement	(60)
16.6	Electrical monitoring and control	(61)
16.7	Electrical component relay protection	(63)
16.8	Lighting system	(64)
16.9	Grounding system	(65)
16.10	In-plant communication	(66)
16.11	Other facilities	(66)
17	Hydraulic facilities and system	(67)
17.1	General requirements	(67)
17.2	Water source and water management	(67)
17.3	Water supply system	(68)
17.4	Water intake building and structure	(69)
17.5	Piping and culvert	(69)
17.6	Wet cooling tower	(70)
17.7	Air cooling system	(71)

17.8	Water supply and water drainage	(72)
18	Auxiliary system and ancillary facilities	(73)
19	Buildings and structures	(76)
19.1	General requirements	(76)
19.2	Seismic resistant design	(76)
19.3	Architectural design	(77)
19.4	Ground and foundation	(80)
19.5	Main building structure	(81)
19.6	Receiver tower structure	(81)
19.7	Other buildings and structures in plant	(82)
19.8	Hydraulic building and structure	(82)
20	Heating ventilation and air conditioning	(84)
20.1	General requirements	(84)
20.2	Steam generator building	(85)
20.3	Electrical building	(86)
20.4	Central control room	(87)
20.5	Chemical building	(87)
20.6	Other buildings	(88)
20.7	Heating system and piping network in plant	(88)
21	Environmental protection and water&-soil conservation	(90)
21.1	General requirements	(90)
21.2	Pollution source control	(90)
21.3	Water & soil conservation	(91)
22	Occupational safety and occupational health	(92)
22.1	General requirements	(92)
22.2	Occupational safety	(92)
22.3	Occupational health	(93)
23	Fire fighting	(94)

23.1	General requirements	(94)
23.2	Fire risk classification, fire resistance classification and fire compartment	(94)
23.3	Fire water supply, fire extinguishing facilities and automatic fire alarm	(96)
23.4	Power supply and emergency lighting for fire protection	(97)
Appendix A Estimation of electric output		(99)
Explanation of wording in this standard		(101)
List of quoted standards		(102)

住房和城乡建设部信息公开
浏览专用

1 总 则

1.0.1 为规范塔式太阳能光热发电站设计,满足安全可靠、技术先进、经济合理的要求,制定本标准。

1.0.2 本标准适用于采用蒸汽轮发电机组的新建、扩建和改建塔式太阳能光热发电站的工程设计。

1.0.3 塔式太阳能光热发电站的设计应以电网接入条件、太阳能资源、水文、气象、地质等相关资料为依据。

1.0.4 塔式太阳能光热发电站的设计除应符合本标准外,尚应符合国家现行有关标准的规定。

2 术 语

2.0.1 太阳能光热发电 solar thermal power, solar thermal electricity

将太阳能转化为热能,通过热功转换过程发电的系统。

2.0.2 吸热器 receiver

用于接收太阳辐射的装置,包括吸热体和任何附带的透明盖层。

2.0.3 吸热塔 receiver tower

支撑吸热器及配套系统的高耸结构,包括钢筋混凝土结构、钢结构和混合结构型式。

2.0.4 集热场 solar field, collector field

将太阳能聚集并转化为热能的区域,一般由定日镜场、吸热塔组成。

2.0.5 集热系统 collector system

将太阳能聚集并转化为热能的系统,一般由定日镜、吸热器及其配套设施组成。

2.0.6 发电区 power block

由储热区域、蒸汽发生器区域、汽机房、辅助加热区域、集中控制室和有关设施组成的相对集中的区域。

2.0.7 塔式太阳能光热发电站 solar power tower plant

集热场由定日镜和位于高塔上的吸热器组成的太阳能光热发电站。

2.0.8 典型太阳年 typical solar year(TSY)

分析太阳能光热发电站所需要的关于直接辐射和其他相关气象变量的完整标准数据库。该数据库能够作为某地一年的辐射度

估计的参考,具有长期变化特性。

2.0.9 法向直射辐照度 direct normal irradiance(DNI)

直接辐射在与射束垂直的平面上的辐照度,单位为 W/m^2 。

2.0.10 设计点 design point

在太阳能热发电系统中,用于确定集热系统参数的某年、某日、某时以及对应的气象条件和太阳法向直射辐照度等。

2.0.11 定日镜 heliostat

以机械驱动方式使太阳辐射恒定地朝一个方向反射的反射器。

2.0.12 定日镜场 heliostat field

由多台定日镜组成将太阳辐射聚集至吸热装置的区域。

2.0.13 吸热器最大热功率 receiver maximum net thermal power

设计工况下单位时间内吸热器对外输出的最大热能。

2.0.14 储热系统 thermal storage system

将吸热器输出的热量部分或全部存储的系统。

2.0.15 显热储热 sensible heat thermal storage

通过改变储热介质的温度且不发生相变,使系统储存热量或释放热量的方法。

2.0.16 潜热储热 latent heat thermal storage

通过改变储热介质的相态使系统储存热量或释放热量的方法。

2.0.17 熔融盐 molten salt

一种不含水的无机盐熔融体,其固态大部分为离子晶体,在高温下熔化后形成离子熔体。通常由碱金属或碱土金属与卤化物、硝酸盐、碳酸盐、硫酸盐及磷酸盐组成。

2.0.18 集热场年效率 annual efficiency of collector field

一年中传热工质从集热场中获得的总能量与入射在定日镜场采光口面积上的太阳法向直接总辐照量之比。

2.0.19 阴影损失 shadowing loss

被其他定日镜或塔遮挡,使得太阳直接辐射无法到达该定日镜的采光面而造成的能量减少。

2.0.20 遮挡损失 blocking loss

定日镜的反射光投射到目标靶之前被相邻定日镜遮挡造成的能量减少。

2.0.21 通量密度 flux density

单位面积辐射通量,单位为 W/m^2 。

2.0.22 储热系统容量 capacity of thermal energy storage system

在某一启动条件下储热系统可以提供的完全释热量。

2.0.23 储热系统额定容量 rated capacity of thermal energy storage system

在汽轮发电机额定功率条件下储热系统可以提供的完全释热量。

3 基本规定

- 3.0.1** 塔式太阳能光热发电站的设计应充分、合理利用站址资源条件,统筹规划本期工程和远期工程。
- 3.0.2** 电站应在满足电力系统要求的条件下,通过技术经济比较确定机组容量、储热时间、运行方式。
- 3.0.3** 电站应按总装机容量分为大型、中型、小型。总装机容量大于或等于 400MW 的宜为大型电站,小于 400MW 且大于或等于 50MW 的宜为中型电站,小于 50MW 的宜为小型电站。
- 3.0.4** 机组容量匹配应符合下列规定:
- 1** 集热场的容量应与汽轮发电机组的额定容量和储热系统额定容量相匹配;
 - 2** 蒸汽发生系统的最大连续蒸发量应与汽轮机最大进汽量相匹配;
 - 3** 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。
- 3.0.5** 电站计算机监控系统应符合信息安全防护的要求。
- 3.0.6** 电站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。
- 3.0.7** 电站年发电量估算宜按本标准附录 A 的方法计算。
- 3.0.8** 电站工艺系统的设计寿命应按 25 年设计。
- 3.0.9** 电站的设计宜采用全站统一的标识系统。

4 电力系统要求

4.1 一般规定

4.1.1 大型、中型塔式太阳能光热发电站应具有参与电网调峰、调频的能力。

4.1.2 电站与电网连接的主变压器、断路器等电气设备应满足电站频繁启停机运行工况的要求。

4.2 接入系统技术要求

4.2.1 电站接入系统方案应符合现行行业标准《电力系统安全稳定导则》DL 755 的规定。

4.2.2 电站接入系统方案应结合电站的规划容量和电网近期、远期规划等因素,经技术经济比较后确定。

4.2.3 接入系统电压等级应根据电站容量选择,不宜超过两种。电站送出线路回路数有两回及以上时,送出线路导线截面应满足线路“N-1”运行原则。

4.2.4 主变压器的选择应符合下列规定:

1 宜选择无载调压型变压器;经调压计算论证确有必要且经技术经济比较合理时,可选用有载调压变压器;

2 额定电压、阻抗及电压分接头的选择应满足地区电力系统近期、远期的调相调压要求。

4.2.5 断路器开断容量的选择应满足电站投产后 10 年~15 年短路水平要求。

4.2.6 电站发电机组额定功率因数可按 0.80~0.85(滞后)选取,并具有进相 0.95(超前)的能力。

4.2.7 电站并网点的电能质量指标应符合现行国家标准《电能质

量 供电电压偏差》GB/T 12325、《电能质量 电压波动和闪变》GB/T 12326 和《电能质量 三相电压不平衡》GB/T 15543 的规定。

4.3 系统继电保护及安全自动装置

4.3.1 电站系统继电保护及安全自动装置设计应符合现行国家标准《继电保护和安全自动装置设计规程》GB/T 14285 的有关规定。

4.3.2 220kV 线路应设置全线速动保护,按双重化设置。电站线路还应根据电压等级配置综合重合闸装置或三相一次重合闸装置。

4.3.3 电站 220kV 母线应设置双套母差保护和断路器失灵保护。110kV 及以下双母线应配置一套母差保护,单母线、单母线分段接线可配置一套母差保护。

4.3.4 电站应设置故障录波装置,故障录波装置应符合现行行业标准《电力系统动态记录装置通用技术条件》DL/T 553 的规定。

4.3.5 电站可设置保护及故障信息管理系统子站,采集相应信息并上传调度端。

4.3.6 电站不宜作为系统安全自动控制系统的的主要控制站点,当系统有要求时可设置切机执行装置、高周切机装置等安全自动装置。

4.3.7 当机组采用自并励磁系统时,发电机应设置电力系统稳定器。

4.4 调度自动化

4.4.1 电站调度自动化功能应纳入电力网络计算机监控系统,不单独设远动终端。远动信息应符合现行行业标准《电力系统调度自动化设计技术规程》DL/T 5003 的规定。

4.4.2 电站应根据电网调度需要设置电力调度数据网接入设备。

4.4.3 大型、中型电站应具有自动发电控制和自动电压控制的功能。

4.4.4 接入 220kV 及以上电压系统的电站应根据需要设置同步相量测量装置。

4.4.5 电站宜设置太阳能功率预测预报系统,并具有向调度部门上传功率预测结果、法向直射辐照度、电站储热系统容量等实时信息的功能。

4.5 系统通信

4.5.1 电站通信设计应符合现行行业标准《电力通信运行管理规程》DL/T 544 和《电力系统自动交换电话网技术规范》DL/T 598 的规定。通信系统应满足调度自动化、继电保护、安全自动装置、电能计量及调度电话的要求。

4.5.2 大型、中型电站至电力调度部门之间应有两个独立的调度通道,并应有一个通道为光纤数字通道。

4.6 电能计量

4.6.1 电站电能计量关口点宜设置在电站与电网设施的产权分界处或贸易结算点,启动/备用变压器高压侧也应设置电能计量关口点;电能计量关口点设置相同精度的主副电能表各一套。在发电机出口、主变高压侧和高压站用变分支宜设置考核用电能表。

4.6.2 电站应配置电能量采集终端,并将信息传输至电力调度部门。

5 太阳能资源评估

5.1 一般规定

5.1.1 电站设计应对站址所在区域的太阳能资源进行分析,并对相关地理条件、气候特征和基本气象要素进行适应性分析。

5.1.2 电站应根据典型太阳年对太阳能资源丰富程度进行评估。

5.1.3 用于太阳能资源评估的现场观测数据应为连续观测记录,且不少于一个完整年。

5.2 参考气象站

5.2.1 参考气象站应按照与站址所在地气候特征基本相似、自然地理条件及下垫面条件相近的原则进行选择。

5.2.2 参考气象站宜具有连续近 10 年以上的太阳法向直射辐照量观测记录。

5.2.3 参考气象站收集数据应符合下列规定:

1 长期观测应记录所采用的标准、辐射仪器型号、安装位置、高程、周边环境状况,以及建站以来的站址迁移、辐射设备维护记录、周边环境变动等情况;

2 数据应包括连续近 30 年累年月平均气温、极端最高气温、极端最低气温、昼间最高气温、昼间最低气温;

3 数据应包括连续近 30 年累年平均风速、多年最大风速及发生时间、主导风向,多年最大冻土深度和积雪厚度,多年平均降水量和蒸发量;

4 数据应包括连续近 30 年累年年连续阴天日数、雷暴日数、冰雹日数、沙尘暴日数、强风日数等;

5 数据宜包括连续近 10 年以上的历年各月水平面总辐照

量、散射辐照量、法向直射辐照量、日照时数等,且与现场观测站同期至少一个完整年的逐小时的观测记录。

5.3 现场观测站

5.3.1 电站站址区域应设置太阳能资源现场观测站。

5.3.2 现场观测站的数量及安装位置应结合电站总装机容量及运行控制要求统筹规划。

5.3.3 现场观测站太阳能资源观测内容应包括法向直接辐射、水平面总辐射、散射辐射、气温、相对湿度、风速、风向、降水量等实测时间序列数据。

5.3.4 现场观测站安装和实时观测记录应符合国家现行标准《太阳能资源测量 总辐射》GB/T 31156、《太阳能资源测量 直接辐射》GB/T 33698、《太阳能资源测量 散射辐射》GB/T 33699 和《地面气象观测规范 第1部分:总则》QX/T 45、《地面气象观测规范 第2部分:云的观测》QX/T 46、《地面气象观测规范 第5部分:气压观测》QX/T 49、《地面气象观测规范 第6部分:空气温度和湿度观测》QX/T 50、《地面气象观测规范 第7部分:风向和风速观测》QX/T 51、《地面气象观测规范 第8部分:降水观测》QX/T 52、《地面气象观测规范 第11部分:辐射观测》QX/T 55、《地面气象观测规范 第12部分:日照观测》QX/T 56、《地面气象观测规范 第18部分:月地面气象记录处理和报表编制》QX/T 62、《地面气象观测规范 第19部分:月气象辐射记录处理和报表编制》QX/T 63 和《地面气象观测规范 第22部分:观测记录质量控制》QX/T 66 的规定。

5.3.5 电站运行时,实时观测数据应直接传送至控制系统。

5.4 太阳辐射数据验证与分析

5.4.1 太阳辐射观测数据完整性检验应符合下列规定:

1 观测数据的实时观测时间顺序应与预期的时间顺序相同;

2 按某时间顺序实时记录的观测数据量应与预期记录的数据量相等。

5.4.2 太阳辐射观测数据合理性检验应包括太阳辐射观测数据的极值检查、相关性检查和趋势检查。

5.4.3 太阳辐射观测逐时数据的有效数据完整率应达到 90%。

5.4.4 太阳辐射观测数据经完整性和合理性检验后,应对其中不合理和缺测的数据进行修正,并补充完整,形成至少一个连续完整年的逐小时太阳辐射观测数据。

5.4.5 太阳能资源分析应符合下列规定:

1 根据参考气象站的长时间序列观测数据与验证后的现场法向直射辐射测光数据,计算出典型太阳年数据;

2 确定多年总辐照量、法向直射辐照量年际变化、月际变化、最近三年内连续 12 个月现场测量的各月法向直射辐照量日变化及各月典型日法向直射辐照度的小时变化。

6 站址选择

6.0.1 站址选择应满足国家可再生能源中长期发展规划、城乡规划、土地利用总体规划和环境保护与水土保持、军事设施、矿产资源、文物保护、风景名胜与生态保护、饮用水源保护、接入系统、交通运输等方面的要求,并应按照国家规定的程序进行。

6.0.2 站址选择应研究太阳能资源、水源、环境保护、电网结构、出线走廊、辅助能源供应、交通及大件设备运输、地形、地质、地震、水文、气象、用地与拆迁、施工以及周边企业对电站的影响等因素,通过全面的技术经济比较和分析,对站址进行论证和评价。

6.0.3 站址宜选择在法向直射资源丰富和稳定的区域。

6.0.4 站址应利用非可耕地和劣地,宜选择在场地开阔、地势平坦的地区,满足建设所需的场地面积和适宜的建站地形,注重植被保护,不破坏原有水系,减少土石方工程量,减少房屋拆迁和人口迁移。

6.0.5 站址选择应满足接入电力系统的出线走廊条件。

6.0.6 站址的抗震设防烈度应按现行国家标准《中国地震动参数区划图》GB 18306 确定。

6.0.7 站址不应选择在强烈岩溶发育、滑坡、泥石流地区或发震断裂地带。

6.0.8 站址应避开地质灾害易发区和采空区影响范围。当局部区域无法避开地质灾害易发区和采空区影响范围时,应进行地质灾害危险性评估,提出建设站址适宜性的评价意见,采取相应的防范措施。

6.0.9 电站供水水源应落实、可靠,并应符合下列规定:

1 采用江水、河水作为供水水源时,取水口位置应选择在河

床全年稳定的地段,应避免泥沙、草木、冰凌、漂流杂物、排水回流等的影响;

2 采用地下水作为水源时,应按照现行国家标准《供水水文地质勘察规范》GB 50027 的要求,提出水文地质勘探评价报告,并取得有关水资源主管部门的批准。

6.0.10 站址应符合国家和项目所在地空气环境、水环境、声环境及海洋环境功能区划要求,并应符合下列规定:

1 站址应避免开饮用水水源保护区、自然保护区、名胜古迹、文化遗址和风景游览区;

2 站址宜避开鸟类栖息区和候鸟迁移路线。

6.0.11 站址选择应符合下列规定:

1 站址应避让军事设施;

2 站址应避免压覆重要矿产资源;

3 站址应避免开对飞机起落有影响的区域。

7 总体规划

7.1 一般规定

7.1.1 电站总体规划应结合站址及附近的自然条件和城乡及土地利用总体规划,对站区、施工区、水源地、取排水管线、辅助燃料管线、临时储热介质储存区、交通运输、出线走廊等进行统筹规划,应以近期工程为主,兼顾远期工程。

7.1.2 电站总体规划应贯彻节约集约用地的原则,控制站区用地,提高土地利用效率。站前建筑区宜采用联合建筑,施工用地应充分利用电站内空隙地、预留发展用地。

7.1.3 电站站区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,站区用地应统筹规划、分期征用。

7.2 站区外部规划

7.2.1 站区外部规划应在确定的站址和站内各个主要工艺系统的基础上,根据电站的规划容量和站区自然条件,对交通运输、供排水、辅助能源供应、送出工程统筹协调。

7.2.2 交通运输规划应符合下列规定:

1 结合自然条件与总平面布置要求进行规划,应与当地交通运输规划相协调;

2 进站道路应就近与城乡现有道路相连接,宜短捷且方便行车;进站道路应按三级厂矿道路标准建设,行车道宽度宜为6m;

3 站外取排水设施、辅助燃料管线的维护检修道路宜利用现有道路,当需新建时,可按辅助道路标准建设,行车道宽度宜为3.5m。

7.2.3 供排水设施规划应根据电站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 根据确定的水源,站外补给水系统应合理布置补给水泵房的位置及补给水管线路径,并留出适当的管廊扩建条件;

2 供排水管线宜沿现有道路或规划道路布置,路径顺畅。

7.2.4 电站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,按电站规划容量和本期工程建设规模统筹规划。

7.2.5 辅助能源的燃料供应应可靠稳定,燃料运输方式应通过对站址周围的运输和协作条件进行技术经济比较后确定。辅助燃料管线规划应符合下列规定:

1 管线应根据城乡和土地利用总体规划、环保要求等合理规划;

2 管线宜沿现有道路布置,选择高差小、跨越及转弯少的地段,减少与道路或铁路的交叉及对农业耕作的影响,满足与周边设施安全防护的要求,并符合现行国家标准《输气管道工程设计规范》GB 50251的规定。

7.3 站区内部规划

7.3.1 电站总平面布置应在总体规划的基础上,以工艺流程合理为原则,结合各生产设施及工艺系统的功能,紧凑合理,因地制宜地进行布置,满足防火、防爆、环境保护、职业安全和职业卫生的要求。

7.3.2 站区应按不同功能要求进行分区,可分为集热场、发电区和其他设施区,站区总平面规划应符合下列规定:

1 集热场应根据项目所处地理位置、太阳能资源条件、地形地貌、设备特点、运行模式、施工及检修要求等合理布置;

2 发电区宜集中布置在吸热塔附近;

3 吸热塔、汽机房、熔融盐罐、直接空冷平台、冷却塔等荷载

大的高大建(构)筑物应布置在土质均匀、地基承载力较高的区域；

4 辅助燃料应单独分区存放，储热区域应单独设置；

5 站内进出线走廊规划宜减少或避免交叉。

7.3.3 电站内建(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 的规定。

7.3.4 电站的防洪(涝)标准应符合下列规定：

1 发电区防洪(涝)标准应符合表 7.3.4 规定；

表 7.3.4 发电区防洪(涝)标准

发电区容量(MW)	防洪标准
≥400	不低于100年一遇的高水(潮)位
≥50,且<400	不低于50年一遇的高水(潮)位
<50	

2 吸热塔的防洪(涝)标准应与发电区的防洪(涝)标准一致；

3 定日镜场的防洪(涝)标准不应低于50年一遇的高水(潮)位；

4 其他独立区域的防洪(涝)标准不应低于50年一遇的高水(潮)位。

7.3.5 站区场地设计标高或防洪措施应根据表 7.3.4 进行确定，当场地标高低于设计高水(潮)位或虽高于设计高水(潮)位，但受波浪影响时，应采取防洪措施，并应符合下列规定：

1 汽机房和吸热塔散水标高应高于设计高水(潮)位 0.5m，其他区域的场地标高不应低于表 7.3.4 的规定；

2 定日镜场场地标高应以洪水不淹没定日镜场电气控制设备，并符合本标准第 7.3.4 条的规定进行确定，且定日镜的基础应采取有效的防护措施；

3 当采取其他满足防洪要求的可靠防洪措施时，场地标高可适当低于设计高水(潮)位；

4 防排洪设施宜在初期工程中按规划容量统一规划,分期实施。

7.3.6 电站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因素综合确定,并应符合下列规定:

1 在满足工艺要求的前提下,应合理利用地形,减少土石方工程量,降低基础处理和场地平整工程量,土石方工程量宜填、挖方量平衡;

2 定日镜场宜保持原始地形,除地势起伏大的区域外,不应进行大范围的场地平整;

3 发电区和其他设施区竖向设计可采用平坡式或阶梯式布置形式;

4 建(构)筑物、道路等标高的确定应满足生产和维护的要求,并应排水顺畅。建(构)筑物室内地坪设计标高应根据建筑功能、交通联络、场地排水、场地地质条件等因素综合确定,宜高出室外地坪标高 150mm~300mm,并应根据地质条件分析建筑物沉降的影响;

5 场地最小坡度及坡向应以能排除地面水为原则,并应与建筑物、道路及场地的雨水口、排水口相适应。

7.3.7 电站应根据场地地形、水文气象、工程地质、地下水位、站外排水口等因素进行场地排水设计,并应符合下列规定:

1 发电区场地排水可根据具体条件,采用自然散排或道路雨水口、场地雨水口、明沟等形式接入雨水排放系统;

2 定日镜场场地排水应充分利用天然排水系统,宜采用自然散排或明沟排水,分区排放。

7.3.8 电站站区管线布置可采取直埋、沟道及架空三种敷设方式。管线布置应从整体出发,结合规划容量、站区平面布置、竖向布置及管线性质、生产安全等因素统一规划,并应符合下列规定:

1 发电区可采用综合管架进行敷设;

2 可燃性、爆炸危险性的管线不应穿越与其无关的建(构)筑

物、生产装置、辅助生产车间及仓储设施、贮罐区等。

7.3.9 电站出入口的位置应便于站内外交通联系,主要出入口处主干道行车道宽度宜为 6.0m。

7.3.10 电站道路设计应符合现行国家标准《厂矿道路设计规范》GBJ 22 的规定。站区应根据生产、运行维护、生活、消防的需要设置行车道路、消防车道、人行道和检修通道,并应符合下列规定:

1 发电区及易燃易爆区周围宜设环形消防车道;当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 $12.0\text{m} \times 12.0\text{m}$,供大型消防车使用时不应小于 $18.0\text{m} \times 18.0\text{m}$;

2 消防车道宽度不应小于 4.0m,道路上空有管架、栈桥等障碍物时,其净高不应小于 4.0m,道路转弯半径应满足消防车辆通行要求;

3 发电区环形道路及进出发电区的主干道行车道宽度宜为 6.0m,采用水泥混凝土或沥青混凝土路面;

4 定日镜场宜进行分区,各分区间道路和定日镜场外围环形道路行车道宽度宜为 4.0m,采用低等级路面;

5 定日镜场内部宜设置检修通道;

6 发电区内应根据设备检修要求设置检修地坪。

7.3.11 电站厂界围墙除有特殊要求外,宜采用围栅形式,高度不应低于 1.8m。

7.3.12 施工区规划应符合下列规定:

1 施工区布置应合理紧凑、方便施工和生活;

2 应按施工流程的要求,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 应因地制宜地利用地形、地质条件,减少场地平整土石方量。

8 集热场布置

8.1 一般规定

- 8.1.1 集热场的布置应符合工艺流程,做到布局合理、紧凑,管线连接短捷、整齐。
- 8.1.2 集热场的布置应结合集热场年效率、地理位置、自然条件、场地范围、土地利用率等因素,对吸热塔高度、定日镜与吸热塔的距离和定日镜间的距离进行技术经济比较后确定。
- 8.1.3 集热场的布置应兼顾发电区布置及出线要求。
- 8.1.4 集热场的布置应留有检修场地并满足安装运输车辆、检修车辆、清洗车辆的通行要求。

8.2 定日镜布置

- 8.2.1 定日镜排列方式可采用辐射交错式、阵列式等多种形式。
- 8.2.2 定日镜的布置应充分利用地形条件,降低阴影损失和遮挡损失。
- 8.2.3 定日镜的布置应满足吸热器表面辐射的通量密度均匀性和限值的要求。

8.3 吸热塔布置

- 8.3.1 吸热塔在集热场中的定位应根据集热场设计点各项效率优化计算后确定。
- 8.3.2 吸热塔高度应根据集热场设计点各项效率以及经济性优化计算后确定。
- 8.3.3 吸热塔内设备和设施布置应根据系统工艺流程和电站总体规划确定。

8.3.4 吸热塔内各层平台的设置应满足工艺布置、结构、电气及消防等空间要求。

8.3.5 吸热塔内应设置楼梯,楼梯的布置应符合安全性和通畅性的要求。

8.3.6 吸热塔内宜设置电梯,电梯的布置应满足维护检修的要求。

8.3.7 吸热塔内各层设备、设施及通道应满足管道安装及热膨胀位移空间要求,且与管道保持安全距离。

8.3.8 吸热塔外壁宜设置校靶区。

8.4 安全防护

8.4.1 吸热塔顶应设置航空标识。

8.4.2 集热场宜设置驱鸟装置。

8.4.3 吸热器周围应设置防止集热场能量对吸热器周边设备造成损坏的防护措施。

8.4.4 吸热塔应设置防雷接地系统,并在塔顶最高处设置避雷针。

8.5 维护检修设施

8.5.1 集热场检修场地应满足检修车辆和起重设备的停放以及物品临时存放的要求。

8.5.2 集热场内道路布置以及定日镜间距布置应符合设备维护检修的要求。

8.5.3 吸热塔内的设备、阀门及仪表的布置应方便维护检修,需维护检修的场所宜设置平台和楼梯。

8.5.4 吸热塔宜设置检修起吊设施。

9 发电区布置

9.1 一般规定

- 9.1.1 发电区布置应适应生产工艺流程的要求,满足安装、运行、检修的需要;设备布局 and 空间组合宜紧凑、合理;管线及电缆连接应短捷、整齐,减少交叉。
- 9.1.2 发电区布置应根据设备和系统功能的要求,采用集中、合并布置,功能分区明确,系统连接简捷。汽机房与除氧间宜集中布置。换热与储热区域及辅助加热区宜紧凑布置,并靠近汽机房。
- 9.1.3 在工艺要求和环境条件许可的情况下,设备宜采用露天或半露天布置。
- 9.1.4 发电区布置应便于运行与检修,并符合防火、防爆、防潮、防尘、防腐蚀、防冻等有关要求。在满足工艺要求的前提下,宜使运行检修人员集中场所远离振动源和噪声源。
- 9.1.5 发电区及其内部的设施、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。
- 9.1.6 发电区布置应根据厂区地形、定日镜场布置、吸热塔位置和施工、运行条件等因素合理安排。发电区的建(构)筑物高度和布置应减少对定日镜场产生阴影和遮挡。
- 9.1.7 空冷系统的布置应与汽机房和吸热塔布置相协调。
- 9.1.8 主变压器宜布置在汽机房外侧,经过技术经济论证合理时,主变压器也可布置在其他区域。
- 9.1.9 屋内外配电装置的布置应方便进出线,避免线路交叉和跨越永久性建筑物。
- 9.1.10 发电区内应设置必要的检修起吊设施、检修场地及检修运输通道。

9.1.11 发电区内辅助生产建筑应按功能特点分区,组成联合建筑或采用成组布置。

9.2 储热区域布置

9.2.1 储热罐区应独立布置。

9.2.2 冷储罐、热储罐宜露天布置。

9.2.3 熔融盐储热罐区四周应设置不燃性实体防护堤。防护堤高度不应小于1m,防护堤内有效容积不应小于堤内最大单罐容量。

9.2.4 熔融盐循环泵组宜选用立式泵布置在储罐顶部。

9.3 蒸汽发生器区域布置

9.3.1 熔融盐蒸汽发生器宜靠近储热罐布置。

9.3.2 蒸汽发生器宜采用露天或半露天布置,对严寒或风沙大等特殊气候地区可采用室内布置。

9.3.3 蒸汽发生器各换热器的布置应满足工艺流程、疏放及运行检修要求。

9.3.4 疏放熔融盐泵、罐宜布置在熔融盐管道低位处,且方便操作,在严寒地区宜采用室内布置。

9.3.5 定、连排污扩容器宜靠近蒸汽发生器布置。

9.4 汽机房布置

9.4.1 汽轮机宜室内布置。

9.4.2 汽机房布置应根据自然条件、总体规划和主辅设备特点及施工场地等因素,进行技术经济比较后确定。

9.4.3 汽机房内应设置必要的检修起吊设施和检修场地,以及设备和部件检修所需的运输通道。

9.4.4 当汽轮机为轴向或侧向排汽时,汽轮机应低位布置;当汽轮机为垂直向下排汽时,汽轮机应高位布置。

9.4.5 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、布置条件适合时，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。当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。

9.4.6 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汽机房外侧；

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，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；在汽机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 1 台最大机组油系统的油量；

3 在油箱的事故排油管上应设置 2 个钢制截止阀，其操作手轮应设在距油箱外缘 5m 以外的地方，并应有 2 个以上的通道。

9.5 辅助加热区域布置

9.5.1 启动锅炉宜靠近汽机房布置。

9.5.2 辅助加热燃料分压、储存设施应单独成区布置。采用室内布置时，其泄压部位应避免面对人员集中场所和主要交通道路。

9.6 集中控制室布置

9.6.1 集中控制室与电子设备间、热工设备维修间等联合布置时，可设置集中控制楼。

9.6.2 集中控制室净空高度不宜小于 3.20m，吊顶以上的空间应

能满足结构、暖通、电气、消防等专业的需求。

9.6.3 集中控制室的疏散出口不应少于 2 个。

9.6.4 集中控制室不得穿行汽、水、油等工艺管道。

9.7 维护检修设施

9.7.1 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轮发电机组在汽机房内检修的要求；

2 汽机房宜设置 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。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。

9.7.2 汽机房内的桥式起重机的设置应符合下列规定：

1 设置 1 台电动桥式起重机；

2 起重量应按检修起吊最重件确定，不包括发电机静子；

3 起重机的轨顶标高应满足起吊物件最大起吊高度的要求。

9.7.3 利用汽机房桥式起重机起吊受到限制的设备和部件时，应设置必要的检修起吊设施。

9.7.4 汽机房应留有利用桥式起重机抽出发电机转子所需要的场地和空间。汽机房应留有抽、装凝汽器冷却管的空间位置。

9.7.5 熔融盐循环泵组布置区域、蒸汽发生器区域应留有设备维护检修空间。

9.7.6 检修起吊设施应符合下列规定：

1 室内布置、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 室内布置、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 室内布置、起重量为 10t 及以上的设备应设置电动起吊设施；

4 汽机房内，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。

9.7.7 汽机房内各主、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。汽机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，应在汽轮机零米检修场靠 A 列柱侧设置大门，并应与厂区道路相连通。

9.7.8 发电区内管道阀门的布置应方便检查和操作，凡需经常操作维护的阀门而人员难以到达的场所，宜设置平台、楼梯，或设置传动装置引至楼面、地面，方便操作。

9.8 综合设施

9.8.1 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 发电区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。

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

10 集热系统及设备

10.1 一般规定

- 10.1.1 集热系统设计应根据典型太阳年数据、机组容量、储热系统容量、运行模式等,经技术经济比较后确定。
- 10.1.2 集热系统设备选型应满足站址环境条件的要求。
- 10.1.3 定日镜场采光面积应满足吸热器最大热功率要求。
- 10.1.4 集热场特殊设备应采取相应的防护措施,符合防火、防爆、防潮、防尘、防腐、防冻等有关要求。

10.2 定日镜

- 10.2.1 定日镜的反射镜、支架、驱动装置等部件应满足定日镜设备性能要求,定日镜应满足集热系统工艺要求。
- 10.2.2 定日镜运行风荷载应根据当地气象条件进行技术经济比较后确定。
- 10.2.3 在保护状态下,定日镜设计应满足当地 50 年一遇最大风速时不发生破坏的要求。
- 10.2.4 在保护状态下,定日镜设计应能够承受当地 50 年一遇的基本雪荷载。
- 10.2.5 定日镜镜面尺寸应根据机组容量、站址地形、环境气象条件、吸热塔布置及吸热器受热面尺寸,并结合定日镜驱动装置配置,经过技术经济比较后确定。
- 10.2.6 反射镜选择应符合下列规定:
 - 1 反射镜的镜面形状误差应满足聚光性能要求;
 - 2 反射镜的镜面反射率应满足集热场整体性能要求;
 - 3 反射镜的镜面强度应符合现行国家标准《太阳能用玻璃

第3部分：玻璃反射镜》GB/T 30984.3和《光热发电玻璃反射镜抗冰雹冲击试验方法》GB/T 33235的规定。

10.2.7 支架设计应符合下列规定：

1 支架强度应满足定日镜遭遇设计极端工况时的结构安全要求；

2 支架刚度应满足定日镜的聚光性能要求，抵抗反射镜重力及定日镜工作过程中风载引起的弯曲和扭转变形；

3 支架应根据站址所在地的环境气象条件进行25年防腐蚀处理。

10.2.8 驱动装置可采用回转减速机、电动推杆、液压缸或螺旋升降机等方式，其精确度应满足集热场的整体性能要求。

10.3 吸热器

10.3.1 吸热器设计应满足集热系统工艺要求。

10.3.2 吸热器工质可采用熔融盐或水/蒸汽。

10.3.3 吸热器可采用外置式或腔式两种型式，应根据机组容量和环境气象条件，并结合定日镜的布置方式确定。

10.3.4 外置式熔融盐吸热器设计应符合下列规定：

1 对应设计点的吸热器输出热功率应根据汽轮机额定热功率及储热系统容量确定；

2 吸热器出口熔融盐工作温度及压力宜与传热、换热系统设计参数相匹配，吸热器出口熔融盐额定温度宜在 $\pm 5^{\circ}\text{C}$ 范围内变化；

3 吸热器应设置进口缓冲罐，其容积应根据定日镜场散焦时间确定；进口缓冲罐配置空气储罐；在进口缓冲罐和空气储罐上应设置安全阀；

4 吸热器宜设置出口缓冲罐，出口缓冲罐按常压设计；

5 吸热器宜在20%~100%最大热功率范围内安全稳定工作；

6 在吸热器不能被阳光照射的部位应设置电伴热,电伴热功率宜满足预热和防凝要求。

10.3.5 外置式和腔式水/蒸汽吸热器设计应符合下列规定:

1 对应设计点的吸热器输出热功率不应小于汽轮机额定热功率;

2 吸热器出口过热蒸汽额定温度宜高于汽轮机额定进汽温度 3°C ;

3 吸热器出口再热蒸汽额定温度宜高于汽轮机中压缸额定进汽温度 2°C ;

4 吸热器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% ;

5 再热器设置应经技术经济比较后确定;

6 吸热器的汽包、过热器出口、再热器进口均应设置安全阀,其要求应符合现行行业标准《电站锅炉安全阀技术规程》DL/T 959的有关规定;

7 根据设计参数和系统整体要求,吸热器可采用自然或强制循环方式。

10.4 定日镜清洗装置

10.4.1 定日镜清洗装置应根据当地环境、定日镜面积和数量、镜面清洁度要求确定。

10.4.2 定日镜宜采用水清洗方式。在缺水和冬季严寒地区,定日镜可采用无水清洗方式。

11 传热、储热与换热系统及设备

11.1 一般规定

- 11.1.1 储热系统额定容量宜结合集热系统配置、汽轮机功率以及运行模式等因素,经技术经济比较后确定。
- 11.1.2 水工质吸热器电站可配置蒸汽蓄热器储热或熔融盐罐储热系统。
- 11.1.3 储热系统宜采用双罐显热储热系统。
- 11.1.4 熔融盐种类的选择应满足传热和储热的要求。
- 11.1.5 蒸汽发生器最大热负荷应与汽轮机最大出力工况匹配。

11.2 传热系统及设备

- 11.2.1 吸热器熔融盐循环泵组出口流量和扬程应按吸热器最大热功率结合吸热器进、出口熔融盐参数确定。
- 11.2.2 吸热器熔融盐循环泵组配置应根据吸热器最大热功率结合熔融盐泵的可靠性确定,不应少于2台,且1台备用,当其中任何1台停用时,其余泵应满足总容量的110%。
- 11.2.3 吸热器熔融盐循环泵应采用调速泵。
- 11.2.4 吸热器熔融盐循环泵的总扬程应按下列各项之和计算:
 - 1 低温熔融盐储罐内熔融盐最低工作液面至泵入口的静压差,取负值;
 - 2 泵本体出口与吸热器入口之间的静压差;
 - 3 按吸热器最大热功率工况的介质流量,计算泵出口至吸热器入口的介质流动总阻力,并增加10%的裕量;
 - 4 吸热器系统入口压力,此时吸热器系统入口压力应包括本体阻力和本体静压差,本体阻力计算应增加10%裕量。

11.2.5 吸热器熔融盐循环泵组至吸热器入口的管道,以及吸热器出口至高温熔融盐储罐入口的管道,均宜按 $1 \times 110\%$ 容量选取。

11.3 储热系统及设备

11.3.1 储热介质的选择应符合下列规定:

1 传热介质作为储热介质具有较好经济性,且系统已被验证成熟可靠时,应优先选用传热介质作为储热介质;

2 选择利用储热介质的显热或潜热储存热能;

3 储热介质应能满足工艺需求条件下的储热最高温度,且储热介质的物理化学性能参数应具有长期稳定性;

4 采用熔融盐作为传热介质时,宜采用同一熔融盐作为储热介质;采用水/蒸汽作为传热介质时,不宜采用水作为大容量储热系统中的储热介质。

11.3.2 储热设备的选择应符合下列规定:

1 熔融盐作为显热储热介质时,宜采用冷、热双罐存储;熔融盐作为潜热储热介质时,宜采用单罐存储;也可采用熔融盐显热储热、潜热储热组合存储;

2 熔融盐显热储热应采用拱顶储罐;

3 水/蒸汽作为传热介质并采用熔融盐显热储热时,应设置 1 组熔融盐充热换热器。

11.3.3 储热系统的储罐和管道选择应满足介质工作温度范围内的许用应力和防腐蚀要求。

11.4 换热系统及设备

11.4.1 当采用熔融盐储热时,宜设置 $1 \times 100\%$ 或 $2 \times 50\%$ 容量蒸汽发生器。

11.4.2 当采用熔融盐储热时,蒸汽发生器出口蒸汽温度和压力至汽轮机入口的降低值,宜结合蒸汽发生器和汽轮机的相对位置确定,并应符合下列规定:

1 蒸汽发生器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℃；对于超临界参数机组，宜高于汽轮机额定进汽温度 5℃；

3 再热系统总压降宜为汽轮机额定功率工况下高压缸排汽压力的 5%~11%，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%、1.5%~5.5%、2.0%~3.5%。

11.4.3 当采用熔融盐显热储热时，蒸发器设备可采用直流、釜式、汽包式或其他结构形式。

11.4.4 水/蒸汽作为传热介质并采用熔融盐显热储热时，充热换热器容量应与吸热器系统设计、储热系统额定容量及工艺特点相匹配。

11.4.5 蒸汽发生器熔融盐循环泵组出口流量应按蒸汽发生器最大设计热负荷确定。

11.4.6 蒸汽发生器熔融盐循环泵组的配置宜与给水泵配置相协调，应不少于 2 台，且 1 台备用，并应采用调速泵。

11.4.7 蒸汽发生器熔融盐循环泵的扬程应按蒸汽发生器熔融盐最大流量工况计算，计算应包括熔融盐输送管道、阀门以及设备的各项阻力。总扬程应按下列各项之和计算：

1 高温熔融盐储罐内熔融盐最低工作液面至泵吸入口的静压，取负值；

2 高温熔融盐储罐最低工作液面与熔融盐系统最高位置之间的静压；

3 泵本体出口与熔融盐系统最高位置之间管道沿程阻力、局部阻力及设备本体阻力，并增加 10% 的裕量；

4 低温熔融盐储罐分配管出口与低温熔融盐储罐最高液位之间的静压；

5 熔融盐系统最高位置与低温熔融盐储罐内熔融盐分配管出口之间管道沿程阻力、局部阻力及设备本体阻力,并增加 10% 的裕量。当熔融盐系统最高位置与低温熔融盐储罐最高液位的高度差产生的静压大于上述计算值时,则泵总扬程计算不应计入此项。

11.4.8 调温泵宜设置 2 台,其中 1 台备用,并应采用调速泵。

11.4.9 调温泵的流量应满足各级换热器熔融盐入口温度不超过换热器设计温度的要求,同时满足汽轮机组变负荷时过热器及再热器出口蒸汽温度不超过汽轮机入口允许值的要求。

11.4.10 调温泵的扬程计算应符合本标准第 11.4.7 条的规定。

11.5 辅助系统及设备

11.5.1 熔融盐初始熔化设备可选择燃料加热或电加热形式,其配置应根据熔融盐总量及允许初熔时长确定。

11.5.2 熔融盐吸热器宜设置独立的空压机。当满足吸热器安全性和经济性时,可与仪用空压机合并设置。

11.5.3 熔融盐管道及换热器应设置电伴热,电伴热宜冗余配置。

11.5.4 疏盐系统应设置疏盐罐,容量应根据管道及设备容积确定。

11.5.5 熔融盐储罐内应设置浸没式电加热器。

11.5.6 蒸汽发生器及辅助系统的设置应满足防止熔融盐凝固的要求,可配置低负荷预热器、外部强制循环泵等措施满足预热器给水入口温度不低于熔融盐防凝要求。

11.5.7 当采用汽包式或釜式蒸汽发生器时,蒸汽发生器汽水侧应设置排污扩容器。

11.5.8 蒸汽发生器水动力设计当采用强制循环时,强制循环泵数量不宜低于 2 台,且 1 台备用,并应采用调速泵。

11.5.9 当没有外部汽源满足启动阶段加热需求时,蒸汽发生器应设置启动电加热器。启动电加热器的容量应根据冷态启动时间要求,结合蒸汽发生器及汽轮机范围热力系统管道与设备预热总热量需求确定。

12 汽轮机设备及系统

12.1 一般规定

12.1.1 汽轮机蒸汽参数应以提高机组循环效率为原则确定。蒸汽温度应根据传热介质设计温度、储热工艺确定。

12.1.2 采用熔融盐储热时，汽轮机回热系统加热器宜采用小旁路。

12.2 汽轮机设备

12.2.1 汽轮机设备的选型和技术要求应符合国家现行标准《电站汽轮机技术条件》DL/T 892 和《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。

12.2.2 汽轮机应按照电力系统负荷的要求，承担不同性质负荷，应满足电站频繁、快速启动的要求。

12.2.3 汽轮机的背压和凝汽器的面积应按工程水文气象条件，结合机组运行模式计算后确定，空冷汽轮机的额定背压应根据空冷系统的设计气温经冷端优化计算后确定，湿冷汽轮机的额定背压应根据循环水系统的设计水温经冷端优化计算后确定。

12.2.4 干旱指数大于 1.5 的缺水地区宜选用空冷式汽轮机。

12.2.5 集热场和汽轮发电机组宜采用单元制。汽轮发电机组容量宜与集热和储热系统容量相协调。

12.2.6 汽轮机额定功率及其他功率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，空冷机组额定功率和最大功率宜按下列要求确定：

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额定背压和 3% 的补给水率条件下,当考核机组热耗时,补给水率为 0;
- 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。

2 最大功率的确定宜符合下列条件：

- 1) 在规定的主蒸汽和再热蒸汽参数及额定的背压和零补给水率条件下;
- 2) 主蒸汽流量为汽轮机最大进汽量;
- 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、额定冷却水温条件下,发电机端输出的功率;

12.2.7 汽轮机进汽参数应根据集热及储热系统相关参数确定,并应符合下列规定：

1 水作为传热介质时,汽轮机的进汽参数应与吸热器出口参数相一致,并计入管道传输过程中的压力和温度损失;

2 熔融盐作为传热介质时,汽轮机的进汽参数应与蒸汽发生器出口参数相一致,并计入管道传输过程中的压力和温度损失。

12.3 主蒸汽、再热蒸汽和旁路系统

12.3.1 主蒸汽系统应采用单元制。

12.3.2 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。

12.3.3 汽轮机旁路系统的设置及其功能、型式和容量应根据汽轮机、蒸汽发生器的特性和电网对机组运行方式的要求,并结合蒸汽发生器和汽轮机的启动参数匹配后确定。

12.4 给水系统及给水泵

12.4.1 给水系统应采用单元制。

12.4.2 给水泵的台数和容量应符合下列规定：

1 不应少于2台，且1台备用，正常运行及备用给水泵宜选用调速给水泵；

2 给水泵的总容量及台数应保证在任何一台给水泵停用时，其余给水泵的总出力仍能满足所连接的系统全部蒸汽发生器最大连续蒸发量110%；

12.4.3 给水泵的扬程应为下列各项之和：

1 蒸汽发生器最大连续蒸发量时的给水量，从除氧器给水箱出口至蒸汽发生器进口给水流动的总阻力，另加10%裕量；

2 蒸汽发生系统各级换热器中的最高水位与除氧器给水箱正常水位间的水柱静压差；

3 从蒸汽发生器设备出口至过热器入口蒸汽流动的总阻力，另加10%裕量；

4 过热器出口要求的蒸汽压力；

5 除氧器额定工作压力，取负值；

6 蒸汽发生系统各设备本体的阻力，当采用汽包式蒸汽发生器时，蒸汽发生器设备本体阻力应为蒸汽发生器给水入口至汽包饱和和蒸汽出口之间的阻力，包括汽水分离器阻力；

7 蒸汽发生器启动预热器、低负荷预热器、高压加热器等附属设备的水侧阻力。

12.4.4 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，并增加10%的面积裕量，并应校核汽轮机最大进汽量工况的给水流量。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。

12.5 除氧器及给水箱

12.5.1 除氧器的总出力应按全部蒸汽发生器最大连续蒸发量的给水量确定。每台机组宜设置 1 台除氧器。

12.5.2 给水箱的储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,不宜小于 15min 的最大给水消耗量。

12.5.3 除氧器给水箱的最低水位面到给水泵中心线间的水柱所产生的压力,不应小于下列各款之和:

- 1 给水泵进口处水的汽化压力和除氧器的工作压力之差;
- 2 给水泵的汽蚀余量;
- 3 给水泵进水管的流动阻力;
- 4 给水泵安全运行必需的富余量 $3\text{kPa}\sim 5\text{kPa}$ 。

12.5.4 除氧器内可设置启动电加热器,满足回热系统启动预热需求。

12.5.5 除氧器系统的设计应采取防止除氧器过压爆炸的措施。

12.6 凝结水系统及凝结水泵

12.6.1 凝汽式机组的凝结水泵的容量和台数应符合下列规定:

1 凝结水泵的总容量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) 汽轮机最大进汽工况时的凝汽量;
- 2) 进入凝汽器的经常补水量和经常疏水量;
- 3) 其他杂项用水。

2 每台机组宜设置 2 台调速凝结水泵,每台容量为最大凝结水量的 100%;也可设置 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。

12.6.2 凝结水泵的扬程应为下列各项之和：

1 从凝汽器热井到除氧器凝结水入口之间管道和附件的介质总阻力，并另加 10% 的裕量；介质总阻力应按汽轮机最大进汽量工况时的凝结水的流量计算；低压加热器的疏水，经疏水泵并入主凝结水管道时，在并入点前应按最大凝结水量计算，在并入点后应加上低压加热器疏水量计算；

2 除氧器凝结水入口与凝汽器系统热井最低水位间的水柱静压差；

3 除氧器入口凝结水管喷雾头所需的喷雾静压差；

4 除氧器最大工作压力；

5 凝汽器系统的最高真空；

6 凝结水系统设备本体的阻力。

12.6.3 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，并增加 10% 的面积裕量，并应校核汽轮机最大进汽量工况下，介质流速不应超过标准的规定值。

12.6.4 当需配置低压加热器疏水泵时，每台加热器宜设置 2 台疏水泵，其中 1 台应为备用。疏水泵容量应按在汽轮机最大进汽量工况时接入该泵的低压加热器的疏水量之和计算，并应加 10% 裕量。

12.6.5 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喷雾头出口的介质流动阻力，并另加 10% 裕量；介质流动阻力应按汽轮机最大凝结水量对应工况计算；

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，当为正压时，应取负值；

12.7 疏放水系统

12.7.1 热力系统宜按压力等级设置高、低压疏放水母管。

12.7.2 疏放水应回收至凝汽系统或其他设备。

12.8 辅机冷却水系统

12.8.1 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确定。

12.8.2 转动机械轴承冷却水中以 CaCO_3 计的碳酸盐硬度宜小于 250mg/L , pH 值不应小于 6.5, 不宜大于 9.5, 悬浮物的含量宜小于 50mg/L 。

12.8.3 辅机冷却水系统和冷却水源应符合下列规定:

1 以淡水作为辅机冷却水源, 当水质满足辅机冷却水质要求时, 宜采用开式循环冷却水系统; 当水质不能满足辅机冷却水质要求时, 宜采用开式循环和闭式循环相结合的冷却水系统;

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冷却水宜采用闭式循环冷却水系统, 闭式循环冷却水热交换器应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冷却水宜采用闭式循环冷却水系统, 闭式循环冷却水热交换器应采用再生水作为冷却水源;

4 缺水地区宜采用闭式循环冷却水系统;

5 湿冷机组的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。

12.8.4 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。

12.8.5 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

应满足按最大冷却水量计算的系统管道最大阻力,另加 10% 裕量。

12.8.6 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供水的范围。当需要设置时,宜设 2 台升压水泵,单台升压泵的容量应不小于需要升压的冷却水量的 110%。升压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最大阻力,另加 10% 裕量;
- 2 最高用水点与升压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。

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

12.8.8 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。

12.9 凝汽器及其辅助设施

12.9.1 采用湿冷机组时,凝汽器宜设置胶球清洗装置。

12.9.2 每台机组凝汽器抽真空系统宜设置 2 台水环式真空泵。每台泵的容量应满足凝汽器正常运行抽真空的需要,条件适宜时可采用射汽抽气器或其他抽气方式。

12.9.3 凝汽器的管板与管束的材质应根据循环水水质确定,材质的选择应符合现行行业标准《发电厂凝汽器及辅机冷却器管选材导则》DL/T 712 的有关规定。

13 水处理设备及系统

13.1 水质及水的预处理

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

- 1 地表水、再生水等应为 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 预处理系统设计及设备选择应符合现行行业标准《发电厂化学设计规范》DL 5068 的有关规定。

13.2 水的预脱盐

13.2.1 水的预脱盐应根据水源类型及水质特点等因素选择处理工艺。

13.2.2 非海水水源的预脱盐系统设计及设备选择应符合现行行业标准《发电厂化学设计规范》DL 5068 的有关规定。

13.2.3 海水淡化系统的设计及设备选择应符合现行国家标准《火力发电厂海水淡化工程设计规范》GB/T 50619 的有关规定。

13.3 除盐水处理系统

13.3.1 除盐水处理系统应根据进水水质、热力系统水汽质量标准、机组补给水率、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。

13.3.2 除盐水处理系统出力应满足电站全部除盐水处理系统正常水汽损失的补给水量要求,同时应按机组启动期间的用水要求对系统出力进行校核。各项正常水汽损失应按表 13.3.2 计算。

表 13.3.2 塔式太阳能光热发电站各项正常水汽损失

序号	损失类别	正常损失
1	厂内水汽循环损失	最大连续蒸发量的 2%~3%
2	蒸汽发生器排污损失	蒸汽发生器最大连续蒸发量的 0.3%~1.0%
3	闭式循环水损失	循环水量的 0.3%~0.5%
4	间接空冷机组循环冷却水损失	根据具体情况确定
5	定日镜清洗水量	
6	厂外供汽损失	
7	其他用汽、用水损失	
8	厂外供除盐水量	

13.3.3 除盐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,选择的处理系统应结合工程的具体条件经技术经济比较确定。当酸碱供应困难、受环保要求限制或为凝汽式电站时,宜选用预脱盐加电除盐处理工艺。

13.3.4 除盐水处理系统设计及设备选择应符合现行行业标准《发电厂化学设计规范》DL 5068 的有关规定。

13.4 凝结水精处理

13.4.1 电站凝结水精处理系统的设置应根据机组参数、机组启动频率和机组冷却方式等因素确定,并应符合下列规定:

1 对于湿冷、直接空冷和表面式凝汽器间接空冷机组,宜设置除铁装置,除铁装置不设备用;

2 混合式凝汽器间接空冷机组应设置除铁和除盐装置,除铁装置不设备用,除盐装置宜设备用。

13.4.2 凝结水精处理系统处理能力应与凝结水泵的最大流量相适应,凝结水精处理系统的设计压力应按凝结水泵关闭压力设计。

13.4.3 当机组设置凝结水精处理装置时,每台机组应分别设置 1 套精处理装置;当精处理系统设有除盐装置时,每台机组应分别

设置 1 套树脂再生装置,精处理装置的树脂应采用体外再生方式进行再生。

13.5 热力系统的化学加药和水汽取样

13.5.1 热力系统化学加药设施应根据蒸汽发生器型式、机组参数及水化学工况设置,并应符合下列规定:

1 蒸汽发生器给水宜采用加氨及加联氨或其他化学除氧剂处理;

2 蒸汽发生器水宜采用碱性处理。

13.5.2 热力系统的水汽监测项目、仪表及取样点设置应根据机组容量、型式、参数、热力系统和化学监督的要求确定。取样分析的信号应能作为相关系统控制的输入信号。

13.6 冷却水处理

13.6.1 冷却水的处理系统应根据冷却方式、全厂水量平衡、补充水水质等因素经技术经济比较后确定,并应满足防垢、防腐蚀和防菌藻及水生物滋生的要求。

13.6.2 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浓缩倍数。采用非海水水源时,浓缩倍数不宜小于 3.5;采用海水水源时,浓缩倍数宜为 1.5~2.0。

13.6.3 循环冷却水处理系统的水质控制指标应符合现行国家标准《工业循环冷却水处理设计规范》GB/T 50050 的有关规定。

13.7 定日镜清洗水处理

13.7.1 定日镜清洗水可采用软化水、反渗透产水或除盐水,处理工艺应经技术经济比较后确定。

13.7.2 当清洗水采用反渗透产水或除盐水时,清洗水处理系统和除盐水处理系统宜合并设置。当清洗水处理系统和除盐水处理系统合并设置时,应增加相关的除盐水处理系统设备容量,并应符

合下列规定：

1 增加的系统出力应能在定日镜 2 个清洗批次的时间间隔内累积 1 个清洗批次的清洗耗水量；

2 增加的水箱容积应能满足定日镜 1 个清洗批次的清洗耗水量。

13.8 废水处理

13.8.1 废水处理系统应根据废水种类、性质、水量、复用条件和排放的水质要求等因素设置。废水经处理后应复用或达标排放。

13.8.2 废水处理系统的设计应符合现行行业标准《发电厂废水治理设计规范》DL/T 5046 的有关规定。

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 药品储存设施的布置位置应便于运输和装卸。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 一般规定

14.1.1 电站信息系统的总体规划与建设应做到技术先进、经济合理,统一规划、分步实施。

14.1.2 电站信息系统的总体规划与建设应满足电站信息化要求。

14.1.3 电站信息系统的规划设计应满足系统中数据的准确性、一致性和唯一性要求。

14.1.4 信息系统的设计应符合安全防护要求。

14.2 电站信息系统的总体规划

14.2.1 信息系统宜包括管理信息系统、生产视频监视系统,可包括安全防范系统、视频会议系统。

14.2.2 信息系统规划应根据各个系统在各个阶段的信息特征与信息需求,满足电站在设计、施工、调试和运行阶段的实际需要。

14.2.3 信息系统应通过安全的网络接口和数据库设置,实现全站信息的收集与管理。

14.2.4 实时系统与非实时系统之间的数据流向应为单向传输,并应采用必要的隔离措施。

14.3 管理信息系统

14.3.1 管理信息系统宜包括建设期管理信息系统和生产期管理信息系统。建设期管理信息系统的软硬件、系统数据、系统功能宜向生产期管理信息系统过渡。

14.3.2 建设期管理信息系统功能应包括进度管理、质量管理、物

资产管理、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。

14.3.3 生产期管理信息系统功能应包括生产管理、设备管理、经营管理、行政管理、综合查询、系统维护等。

14.4 安全防范系统

14.4.1 电站可根据需要设置安全防范系统,安全防范系统设计宜符合现行国家标准《安全防范工程技术规范》GB 50348 的有关规定。

14.4.2 安全防范系统可包括入侵报警系统、安防视频监视系统和出入口控制系统等。

14.4.3 入侵报警系统应符合下列规定:

1 入侵报警系统范围宜包括站界围墙和重要区域;

2 入侵报警系统设计应符合现行国家标准《入侵报警系统工程设计规范》GB 50394 的有关规定。

14.4.4 安防视频监视系统设计应符合下列规定:

1 安防视频监视系统的监视范围宜包括电站出入口、特种材料库、固态熔融盐储存间等;

2 安防视频监视系统应符合现行国家标准《视频安防监控系统工程设计规范》GB 50395 的有关规定。

14.4.5 出入口控制系统设计应符合下列规定:

1 出入口控制系统的控制范围宜包括电站出入口、工程师室、电子设备间、配电间等重要房间;

2 出入口控制系统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;

3 出入口控制系统应与火灾报警系统及其他紧急疏散系统联动。

14.5 生产视频监视系统

14.5.1 生产视频监视系统的监视范围宜包括汽机房、升压站、电

子设备间、配电间、吸热塔、定日镜场、无人值班的辅助车间等。

14.5.2 生产视频监视系统应设置与管理信息系统的接口。

14.6 视频会议系统

14.6.1 视频会议系统宜具有音视频远程传输,实现点对点、多点、同时多个会议的功能要求。

14.6.2 视频会议系统宜与管理信息系统留有接口。

14.7 信息系统布线

14.7.1 信息系统布线设计应符合现行国家标准《综合布线系统工程设计规范》GB 50311的有关规定。

14.7.2 管理信息系统、视频会议系统、安全防范系统和厂内通信系统布线宜统一设计。

14.8 信息安全

14.8.1 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。

14.8.2 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。

14.8.3 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。

14.8.4 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。

14.8.5 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。

14.8.6 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 一般规定

15.1.1 电站仪表与控制系统的設計应满足机组安全、经济运行以及启停控制的要求。

15.1.2 在定日镜投入和退出时,应采取保护人员安全的控制策略。

15.2 自动化水平

15.2.1 电站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,以及预期的电站运行管理水平等因素确定。

15.2.2 集热系统、传热系统、储热系统、换热系统、发电系统及其他辅助系统的自动化水平应协调一致,所有系统应能在就地人员的巡回检查和少量操作的配合下,在集中控制室内通过操作员站实现整套机组启停、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 控制方式应根据机组的建设规模、自动化水平和实际运行管理模式确定,宜采用全站集中控制方式。全站宜设置 1 个集中控制室。

15.3.2 机组应采用集中控制方式,控制点应设在集中控制室。辅助系统宜采用集中控制方式,控制点宜设置在集中控制室,辅助系统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。

15.3.3 集中控制室及电子设备间应符合下列规定:

- 1 集中控制室的布置应根据电站规划容量和机组数量确定;

2 电子设备间可根据工艺设备的布置情况确定相对集中设置或分散设置；

3 集中控制室及电子设备间的空调、照明、隔热、防火、防尘、防震、防噪声等措施应满足控制系统、控制设备对环境的要求。

15.4 检测和仪表

15.4.1 检测与仪表的设置应符合下列规定：

1 应满足机组安全、经济运行的要求，并能准确地检测、显示工艺系统各设备的运行参数和运行状态；

2 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；

3 应设置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、经济运行的参数和仪表；

4 运行中需要进行监视和控制的参数应设置远传仪表；

5 供运行人员现场检查 and 就地操作所必需的参数应设置就地仪表；

6 用于经济核算的工艺参数应设置检测仪表；

7 在爆炸危险气体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或有毒气体检测报警仪；

8 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；

9 测量熔融盐、蒸汽、水、油等的一次仪表不应引入控制室。

15.4.2 检测应包括下列内容：

1 法向直射辐照度、风速、风向、温度等环境参数；

2 定日镜位置及校准参数，定日镜执行机构状态和运行参数；

3 吸热器温度、压力、流量、液位等运行参数；

4 传热系统压力、温度、流量以及吸热器熔融盐循环泵状态和运行参数；

5 储热系统压力、温度、液位等运行参数；

6 换热系统压力、温度、流量以及换热器熔融盐循环泵状态和运行参数；

7 汽轮发电机组的运行状态和运行参数；

8 辅助系统和辅机的运行状态和运行参数；

9 电气系统和电气设备的运行状态和运行参数；

10 动力关断阀门的开关状态和调节阀门的开度；

11 仪表与控制用电源、气源及其他必要条件的供给状态和运行参数。

15.4.3 检测仪表的选择应符合下列规定：

1 仪表准确度等级应根据仪表用途、形式和重要性选择；

2 仪表防护等级应根据所在区域确定；

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 电站宜配置云层监测装置。

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；

8 风速和云层异常报警。

15.5.2 报警系统应具有自动闪光、音响和人工确认等功能。控制系统内的全部报警项目应能在操作员站显示器上显示和打印机

上打印。在系统启停过程中应抑制虚假报警信号。

15.5.3 控制室设置光字牌报警时,其输入信号不宜取自控制系统的输出,光字牌报警窗应仅限于下列内容:

- 1 重要参数偏离正常值;
- 2 系统主要保护跳闸;
- 3 重要控制装置电源故障。

15.5.4 控制系统的报警应根据信号的重要性设置报警优先级。

15.5.5 控制系统报警的信号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。

15.6 保 护

15.6.1 保护系统的设计应符合下列规定:

1 保护系统的设计应有防止误动和拒动的措施,保护系统电源中断和恢复不应误发动作指令。

2 保护系统应遵循独立性的原则,并应符合下列规定:

- 1)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)用于机组跳闸的指令应采用硬接线方式。

3 机组应设置下列独立于控制系统的硬接线后备操作手段:

- 1)汽轮机跳闸;
- 2)启动直流润滑油泵;
- 3)启动交流润滑油泵;
- 4)发电机或发电机变压器组跳闸;
- 5)发电机灭磁开关跳闸。

4 保护动作原因应设事件顺序记录,并具有事故追忆功能。

5 保护系统输出的操作指令应优先于其他任何指令。

15.6.2 吸热器的保护应包括下列内容：

- 1 吸热器表面超温保护；
- 2 传热介质断流保护；
- 3 吸热器设备要求的其他保护。

15.6.3 汽轮机的保护应包括下列内容：

- 1 汽轮机超速保护；
- 2 汽轮机润滑油压力低保护；
- 3 凝汽器真空过低保护；
- 4 汽轮机轴向位移大保护；
- 5 汽轮机轴承振动大保护；
- 6 手动停机指令；
- 7 发电机事故跳闸；
- 8 外部系统故障引起发电机解列；
- 9 汽轮机数字电液控制系统失电；
- 10 汽轮机本体要求的其他保护。

15.6.4 发电机的保护应包括下列内容：

- 1 发电机断水保护；
- 2 发电机设备要求的其他保护。

15.7 开关量控制

15.7.1 开关量控制的功能应满足系统启动、停止及正常运行工况的控制要求，并能实现系统在异常运行工况下的事故处理和紧急停机的控制操作，保证系统安全。

15.7.2 开关量控制功能应符合下列规定：

1 实现泵、风机、阀门、挡板、电气发电机变压器组及站用电源设备的顺序控制、控制操作及试验操作；

2 在发生局部设备故障跳闸时，联锁启动和停止相关的设备；

3 实现状态报警、联锁及保护。

15.7.3 顺序控制应按驱动级、子组级、功能组级水平进行设计，设计应遵守保护、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，并使工艺系统按照保护、联锁指令执行。

15.8 模拟量控制

15.8.1 模拟量控制系统应满足系统正常运行的控制要求。控制回路的设计应按照实用、可靠的原则，适应系统在启动过程中以及不同负荷阶段中安全经济运行的需求，并采取系统在事故及异常工况下与相关的联锁保护协同控制的措施。

15.8.2 模拟量控制宜设置下列项目：

- 1 吸热器传热介质温度调节系统；
- 2 储热介质流量调节系统；
- 3 过热蒸汽温度调节系统；
- 4 除氧器压力调节系统；
- 5 除氧器水位调节系统；
- 6 加热器水位调节系统。

15.9 控制系统

15.9.1 电站的控制应按由值班员统一集中控制的原则进行设计，主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。

15.9.2 分散控制系统的选择应符合下列规定：

- 1 系统内所有模块应为标准化、模块化 and 插入式结构；
- 2 数据通信系统、处理器模块、操作员站、电源模块应冗余配置；

- 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 吸热器传热系统、储热系统、换热系统的监视与控制宜纳入主控制系统。

15.9.4 汽轮机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。汽轮机控制系统选型应坚持成熟、可靠的原则,电子控制装置宜与主控制系统选型一致,选型不一致时应与主控制系统可靠通信。

15.9.5 发电机变压器组和厂用电源系统的顺序控制宜纳入主控制系统。

15.9.6 辅助车间可纳入主控制系统监视与控制。

15.9.7 定日镜就地控制装置可采用可编程控制器或其他控制装置。控制装置应与定日镜场控制系统进行通信。定日镜就地控制装置应符合下列规定：

- 1 定日镜就地控制装置跟踪精确度应满足定日镜场的整体性能要求；

- 2 定日镜就地控制装置外壳的防护等级不应低于 IP65；

- 3 定日镜就地控制装置应能实现定日镜安装及跟踪误差自校正功能。

15.9.8 定日镜场控制宜纳入电站主控制系统。当采用独立控制系统时,应与电站主控制系统实现通信连接。

15.9.9 电站应设置定日镜校准系统,校准系统的配置数量应根

据定日镜规模确定。

15.10 控制电源

15.10.1 定日镜场控制系统、主控制系统、汽轮机控制系统、汽轮机跳闸保护系统、现场观测站等重要系统的供电电源应有两路,互为备用。一路应采用交流不间断电源,一路采用交流不间断电源或站用保安段电源。

15.10.2 独立于控制系统的硬接线后备控制装置的供电电源应有两路,互为备用。一路应采用交流不间断电源,一路采用站用保安段电源。

15.10.3 辅助车间控制系统均应有两路供电电源,该电源宜引自各辅助车间配电柜。

15.10.4 每组热工交流动力电源配电箱、交流电源盘应有两路输入电源,分别引自站用低压母线的不同段。在有事故保安电源的电站中,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站用事故保安电源段。两路电源应互为备用,可设置自动投切装置。

15.11 仪表导管、电缆及就地设备布置

15.11.1 取源部件应设置在能反映被测介质参数的工艺设备和管道上。

15.11.2 露天布置的仪表与控制设备及导管、阀门等部件应有防尘、防雨、防冻、防凝、防高温、防震、防腐、防止机械损伤等措施。

15.11.3 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危害,并应根据防火要求实施阻隔。

15.11.4 定日镜场区电缆宜采用直埋或电缆沟敷设。

15.11.5 电缆的设计和选型应符合现行国家标准《电力工程电缆设计标准》GB 50217 的规定。

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的选型和技术要求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、《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 和《中小型同步电机励磁系统基本技术要求》GB 10585 的规定。

16.1.2 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:液浸式变压器的温升》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/T 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/T 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 的规定。

16.1.3 当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站用启动/备用变压器替代的高压站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。

16.1.4 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 电站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、环境条件和电站的安全可靠、运行灵活及经济合理性等要求,合理选择方案;

2 应根据电站在系统中所处的地位、单机和规划容量、工程特点及所采用的设备条件,做到远、近期结合,以近期为主,并应适当留有扩建的条件;

3 当电站建设机组为3台及以下,出线回路少,且电网对电站主接线没有特殊要求时,宜简化电气主接线,可采用发电机—变压器—线路组接线、联合单元接线或单母线接线;

4 应与高压站用备用或启动/备用电源引接方案统筹设计。

16.2.2 发电机与主变压器宜采用单元接线,发电机与变压器之间宜设置断路器或负荷开关。

16.2.3 发电机的额定容量为50MW级及以下,与变压器为单元连接且有站用分支引出时,发电机的额定电压宜采用6.3kV;当技术经济比较合理时,也可采用10.5kV。

16.2.4 发电机中性点的接地方式可采用不接地、经高电阻或消弧线圈接地的方式。

16.2.5 发电机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接地或不接地,或经消弧线圈接地。当采用接地或经消弧线圈接地时,应设置隔离开关。

16.3 交流站用电系统

16.3.1 电站的站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的规定外,还应符合下列规定:

1 电站宜采用6kV或10kV一级高压站用电电压;

2 电站低压动力网络的电压宜采用380V、380/220V。

16.3.2 高压站用电系统中性点接地方式可采用不接地或经电阻接地方式。低压站用电系统中性点接地方式宜采用中性点直接接地方式。

16.3.3 高压站用工作变压器、高压站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 高压站用工作变压器的阻抗，应根据限制高压站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站用母线电压水平等因素经优化选取；

2 高压站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；

3 当设置发电机断路器或负荷开关时，站用分支线上连接的高压站用工作变压器宜采用有载调压；在满足机组启动和正常运行等不同工况下的高压站用母线电压水平要求时，高压站用工作变压器可不采用有载调压；

4 当不设置发电机断路器或负荷开关时，站用分支线上连接的高压站用工作变压器不应采用有载调压。

16.3.4 当发电机与变压器为单元连接时，高压站用工作电源应从主变压器低压侧引接。当设置发电机断路器时，站用分支应接在变压器与该断路器之间。

16.3.5 高压站用变压器容量应按高压电动机计算负荷与低压站用电的计算负荷之和选择。采用专用备用方式的低压站用工作变压器的容量宜增加 10% 的裕度。对于接有变频负荷的变压器，其容量选择应将变频负荷引起的谐波导致变压器过热的因素计算在内，并应按可能出现的最大运行方式计算。

16.3.6 当高压站用工作变压器高压侧的站用分支线采用分相封闭母线时，该分支线不宜设置断路器和隔离开关，但应有可拆连接点。

16.3.7 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，应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，应设置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。

16.3.8 高压站用备用或启动/备用电源引接方式应符合下列规定:

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低压绕组引接,并应保证在全站停电的情况下能从外部电力系统取得足够的电源;

2 当技术经济合理时,可从外部电网引接专用线路供电。

16.3.9 高压站用备用变压器/电抗器或启动/备用变压器的容量不应小于最大一台/组高压站用工作变压器/电抗器的容量。专用备用的低压站用备用变压器的容量应与最大的一台低压站用工作变压器的容量相同。

16.3.10 高压站用电系统应采用单母线接线。当发电机的额定容量为 100MW 及以下时,每台机组可由 1 段母线供电;发电机的额定容量为 100MW 以上时,每台机组高压站用电不宜少于 2 段母线。低压站用母线应采用单母线接线,可分区域设置 1 段或 2 段母线供电。

16.3.11 交流站用电系统应设置交流保安电源。交流保安电源的电压和中性点的接地方式应与全站交流高压或低压站用电系统一致。交流保安电源宜采用柴油发电机组或燃气内燃机组。

16.3.12 电站应设置固定的交流低压检修供电网络,并应在各检修现场设置电源箱。

16.3.13 站用变压器接线组别的选择应使站用工作电源与备用电源之间相位一致。全站低压站用变压器宜采用“D、yn”接线。

16.4 直流电源系统及交流不间断电源

16.4.1 直流电源系统的设计应符合现行行业标准《电力工程直流电源系统设计技术规程》DL/T 5044 的规定。

16.4.2 电站内应设置向直流控制负荷和动力负荷供电的蓄电池组。

16.4.3 蓄电池组应以全浮充电方式运行,不宜设置端电池,蓄电池配置应符合下列规定:

1 蓄电池宜按机组配置,每台机组宜设置 1 组控制负荷和动力负荷合并供电的蓄电池;单机容量为 125MW 以上的机组,当控制系统按单元机组设置时,每台机组宜设置 2 组控制负荷和动力负荷合并供电的蓄电池;

2 电站升压站设有电力网络计算机监控系统时,220kV 及以上配电装置应独立设置 2 组控制负荷和动力负荷合并供电的蓄电池组;110kV 配电装置根据规模可设置 2 组或 1 组蓄电池;

3 当远离汽机房的集热场配电系统需要直流电源时,宜设置动力和控制合用的成套直流电源装置。

16.4.4 电站直流系统标称电压宜采用 220V。

16.4.5 蓄电池组充电及浮充电设备的配置应符合下列规定:

1 当采用高频开关充电装置时,每组蓄电池宜设置 1 套配置有备用模块的充电设备;

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,可不设置备用充电装置;

3 当全站一种电压等级的蓄电池只有 1 组时,宜再设置 1 台备用充电装置;

4 充电设备的容量及输出电压的调节范围应满足蓄电池组浮充电和充电的要求。

16.4.6 选择蓄电池组容量时,站用交流电源事故停电时间应按 1h 计算;供交流不间断电源用的直流负荷计算时间可按 0.5h 计算。

16.4.7 电站的直流电源系统宜采用单母线或单母线分段接线方式。当采用单母线分段时,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。

16.4.8 电站的直流电源系统应采用不接地方式,直流主母线应设置绝缘监测装置。

16.4.9 电站采用计算机控制系统时,应设置交流不间断电源,交流不间断电源装置宜采用在线式。每台机组可配置 1 台交流不间断电源装置。

16.4.10 对于网络控制室和集热场供电区,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;交流站用电消失时,用于控制系统的交流不间断电源满负荷供电时间不应小于 0.5h。

16.4.12 交流不间断电源装置宜由一路交流电源、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站用母线段引接。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应采用单母线分段,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上。

16.5 高压配电装置

16.5.1 高压配电装置的设计应符合国家现行标准《污秽条件下使用的高压绝缘子的选择和尺寸确定 第 1 部分:定义、信息和一般原则》GB/T 26218.1、《电力设施抗震设计规范》GB 50260、《建筑设计防火规范》GB 50016、《3~110kV 高压配电装置设计规范》GB 50060、《高压配电装置设计规范》DL/T 5352 和《火力发电厂与变电站设计防火规范》GB 50229 的规定。

16.5.2 配电装置的选型应符合下列规定:

- 1 35kV 及以下的配电装置宜采用屋内式。
- 2 110kV 及以上的配电装置应符合下列规定：
 - 1) 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，并结合电站总平面布置，优先采用占地少的配电装置形式；
 - 2) e 级污秽及高海拔地区宜采用屋内配电装置，当技术经济合理时，可采用气体绝缘金属封闭开关设备配电装置。

16.6 电气监测与控制

16.6.1 电站电气设备的控制、测量、信号应采用计算机监控方式。

16.6.2 电站的电气系统及电力网络部分宜在集中控制室内控制，对电站电力网络部分运行有特别要求时，也可另设网络控制室。

16.6.3 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。

16.6.4 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 发电机主变压器组或发电机变压器线路组；
- 2 发电机励磁系统；
- 3 高压站用电源；
- 4 高压站用电源线；
- 5 低压站用变压器及低压母线分段断路器；
- 6 低压站用备用变压器及备用电源；
- 7 集热系统、储热系统供电电源；
- 8 消防水泵；
- 9 动力中心至电动机控制中心的电源馈线。

16.6.5 下列设备或元件宜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 柴油发电机组或燃气内燃机组。

16.6.6 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 母线联络断路器、母线分段断路器及电抗器；
- 2 6kV 及以上线路；
- 3 联络变压器；
- 4 并联电容器、串联补偿装置等。

16.6.7 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。

16.6.8 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。

16.6.9 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作机构。

16.6.10 隔离开关、接地开关和母线接地器与相应的断路器之间应设置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。在电力网络计算机监控系统中应设置五防闭锁功能。

16.6.11 电站单元机组应设置 1 套自动准同步装置，也可再设置 1 套带有闭锁的手动准同步装置。电站的网络控制部分应设置捕捉同步装置或带闭锁的手动准同步装置。

16.6.12 电站的高压站用电源切换宜采用带同步检定的站用电源快速切换方式。

16.6.13 交流保安电源宜设置独立的控制系统。

16.6.14 电站单元机组的励磁系统自动电压调节、自动准同步、继电保护、故障录波以及站用电源快速切换等功能宜由专用装置实现。

16.6.15 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、站用电切换相关的断路器的跳合闸回路应监视其回路的完好性。

16.6.16 电压为 250V 以上的回路不宜引入控制屏和保护屏。

16.6.17 电站电气设备的测量和计量设计应符合现行国家标准《电力装置电测量仪表装置设计规范》GB/T 50063 的规定。

16.6.18 电站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。

16.6.19 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。

16.6.20 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 发电机、变压器以及高、低压站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《继电保护和安全自动装置技术规程》GB/T 14285 的有关规定。

16.7.2 发电机、主变压器以及高压站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、低压站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。当设置发电机断路器时,发电机保护装置和变压器保护装置应分别安装在不同的保护屏上。

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 组蓄电池组时,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 照明系统的设计应符合现行国家标准《建筑照明设计标准》GB 50034 和《建筑设计防火规范》GB 50016 的有关规定。

16.8.2 电站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 发电机的额定容量为 100MW 及以下时,正常照明的电源宜由动力和照明网络共用的低压站用变压器供电。发电机的额定容量为 100MW 以上时,正常照明可由高、低压站用电系统引接的集中照明变压器供电。

2 应急照明宜采用蓄电池直流系统供电。应急照明与正常照明可同时投入,正常时由低压 380V/220V 站用电供电,事故时自动切换到蓄电池直流母线供电。集中控制室的应急照明,除常明灯外,也可为正常时由 380V/220V 站用电供电,事故时自动切换到蓄电池直流母线供电。当经济技术合理时,应急照明也可采用由交流事故保安电源供电。

3 汽机房的出入口、通道、楼梯间以及远离汽机房的重要工作场所要求的应急照明应采用应急灯。

16.8.3 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应便于维修。在调压站、辅助燃料罐区、蓄电池室、柴油发电机室等有爆炸危险的场所应采用防爆灯具。

16.8.4 吸热塔和其他高耸建筑物或构筑物上应设置障碍照明，并报当地航空管理部门批准。高建筑物标志灯供电电源可由就近可靠的 380/220V 配电柜供电，标志等回路不允许“T”接其他用电负荷。

16.9 接地系统

16.9.1 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 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。

16.9.2 站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。各种类型的接地网应与主接地网连接。

16.9.3 集热场钢支架之间采用接地支线两点可靠连接，距主接地网最近的支架与主接地网两点可靠连接。

16.9.4 电站接地的类别划分应符合下列规定：

1 电站的交流接地系统可按用途分为工作接地、保护接地、雷电保护接地和防静电接地；

2 电站电子设备接地可分为工作接地和设备保护接地。

16.9.5 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经接地电阻时，接地点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；

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。

16.9.6 接地体的材料及截面选择应符合下列规定：

1 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 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时发热的热稳定要求选择;

3 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 站内通信

16.10.1 站内通信应包括生产管理通信和生产调度通信。当站内配置一套生产调度程控交换机兼做生产管理交换机时,应具备与当地电力调度通信系统组网的功能。

16.10.2 站内通信设备可由直流系统设置 DC/DC 变换器提供,也可设置通信专用直流电源提供。直流电压宜为 48V。

16.10.3 站内通信和系统通信可共用通信电源。

16.11 其他设施

16.11.1 电缆选择与敷设的设计应符合现行国家标准《电力工程电缆设计标准》GB 50217 的规定。

16.11.2 电气装置的过电压保护设计应符合现行国家标准《绝缘配合 第 1 部分:定义、原则和规则》GB 311.1、《绝缘配合 第 2 部分:使用导则》GB/T 311.2、《建筑物防雷设计规范》GB 50057 和《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》GB/T 50064 的有关规定。

16.11.3 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 一般规定

17.1.1 电站水工设计应符合现行国家标准《地表水环境质量标准》GB 3838、《生活饮用水卫生标准》GB 5749、《污水综合排放标准》GB 8978、《城镇污水处理厂污染物排放标准》GB 18918 的有关规定。

17.1.2 电站的节水措施应符合现行行业标准《发电厂节水设计规程》DL/T 5513 的有关规定。

17.2 水源及水务管理

17.2.1 电站的水源应稳定可靠。在确定水源的供水能力时,应综合当地农业、工业和其他用水情况及水利规划对水源变化的影响;在确定水源、取水量和取水地点时,应开展相关的论证工作。

17.2.2 北方缺水地区新建、扩建电站生产用水不应取用地下水,应控制使用地表水,优先利用城市再生水和其他废水。

17.2.3 当有不同的水源可供电站选用时,应根据电站规划、水量、水质和水价等因素经技术经济比较确定。

17.2.4 电站供水水源的设计保证率应为 95%。

17.2.5 采用单一水源可靠性不能保证时,应设备用水源。采用多水源供水时,宜满足在事故时能相互调度。

17.2.6 城市再生水作为水源时,应根据污水处理厂现状和规划来水量及水质情况、处理工艺及运行情况、出水水量及出水水质情况、其他用户情况等分析确定可供电站使用的水量。

17.2.7 矿区排水作为水源时,应根据补给范围、边界条件、水文地质特征及补给水量,并结合矿井开采规划和疏干方式,分析确定

可供电站使用的矿区稳定的最小排水量。

17.2.8 电站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,不包括厂外输水管道损失水量、原水预处理系统和再生水深度处理系统的自用水量。

17.2.9 电站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 17.2.9 的规定。

表 17.2.9 电站的设计耗水指标表

序号	冷却方式	耗水指标 $[\text{m}^3/(\text{s} \cdot \text{GW})]$	
		单机容量小于 50MW	单机容量大于或等于 50MW
1	淡水循环冷却系统	≤ 1.20	≤ 1.00
2	直流冷却系统、海水循环冷却系统	≤ 0.18	≤ 0.12
3	空冷系统	≤ 0.20	≤ 0.15

17.2.10 电站中的供、排水系统应配置必要的计量和监测装置。

17.3 供水系统

17.3.1 供水系统的选择应根据电站的类型与规模、水源情况、气象条件及环保要求等条件,通过技术经济比较综合确定。供水系统的设计应符合现行行业标准《火力发电厂水工设计规范》DL/T 5339 的有关规定。

17.3.2 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。

17.3.3 电站宜采用单元制供水系统,每台机组宜采用 1 条进、排水管沟,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量。

17.3.4 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。

17.3.5 电站用水的水质应根据生产工艺和生活、消防用水的要求确定,并应符合现行行业标准《火力发电厂水工设计规范》DL/T 5339 的有关规定。

17.4 取水建(构)筑物

17.4.1 地表水取水建(构)筑物和水泵房应按保证率为 95% 的低水位设计,并以保证率 97% 的低水位校核。

17.4.2 地表水取水建(构)筑物±0.00m 层标高应根据机组容量,结合水位历时过程、取水建筑物型式、设备布置和运行操作条件等因素确定,并应符合现行行业标准《火力发电厂水工设计规范》DL/T 5339 的规定。

17.4.3 集中取水的补给水泵台数不宜少于 2 台,其中 1 台备用。

17.4.4 取水建(构)筑物的设计应符合现行行业标准《火力发电厂水工设计规范》DL/T 5339 的规定。

17.5 管道和沟渠

17.5.1 补给水总管的条数应根据电站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 2 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时,可采用 1 条总管。

17.5.2 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 输送再生水的管道宜采用非金属管材,其他淡水的管道宜采用钢管;

2 自流管、沟宜采用钢筋混凝土结构。

17.5.3 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。

17.5.4 输配水管道及沟渠的设计应符合现行行业标准《火力发电厂水工设计规范》DL/T 5339 的规定。

17.6 湿式冷却塔

17.6.1 湿式冷却塔的塔型选择应根据循环水的水量、水温、水质和循环水系统的运行方式等使用要求,并结合下列因素及具体工程条件,通过技术经济比较确定:

- 1 当地的气象、地形和地质等自然条件;
- 2 冷却塔与周边布置的建筑物、定日镜场等的相互影响;
- 3 材料和设备的供应情况及施工条件。

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 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。

17.6.4 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。

17.6.5 自然通风冷却塔应设置除水器。

17.6.6 对寒冷地区建设的冷却塔应采取防冻措施。

17.6.7 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。

17.6.8 湿式冷却塔的噪声应满足环境保护要求。

17.6.9 湿式冷却塔的设计应符合现行国家标准《工业循环水冷却设计规范》GB/T 50102 的规定。

17.7 空冷系统

17.7.1 空冷系统型式的选择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。光热电站宜采用直接空冷系统。

17.7.2 空冷系统基本设计参数的确定应符合下列规定：

1 空冷系统设计气温宜根据光热发电站的储热时间和汽轮发电机组在不同时段的运行方式，扣除空冷典型年内停运时段的小时气温后，采用 5°C 以上加权平均法计算确定；

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 TMCR 工况的排汽参数，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站所在地的气象资料确定。对于直接空冷电站，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；对于间接空冷电站，不宜小于 10m 标高处最大月平均风速。

17.7.3 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。

17.7.4 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。

17.7.5 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。

17.7.6 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，辅机冷却水系统宜采用空冷系统。

17.8 给水排水

17.8.1 净水站水处理工艺流程的选择应根据原水水质、设计处理能力、处理后的水质要求、场地条件，通过技术经济比较确定。给水处理设施的工艺设计应符合现行国家标准《室外给水设计规范》GB 50013 的规定。

17.8.2 当电站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。

17.8.3 电站建筑的给水排水设计应符合现行国家标准《建筑给水排水设计规范》GB 50015 和《民用建筑节能设计标准》GB 50555 的规定。

17.8.4 电站内的生活污水、生产废水和雨水宜采用分流制排水系统，排水系统的设计应符合现行国家标准《室外排水设计规范》GB 50014 的规定。

17.8.5 各类废、污水应按清污分流的原则分类收集输送，并根据其污染程度、复用和排放要求进行处理。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 的规定；处理后对外排放的水质应符合现行国家标准《污水综合排放标准》GB 8978 的规定和地方综合排放标准的要求。

17.8.6 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。

17.8.7 生活污水、含油废水处理的设计应符合现行行业标准《发电厂废水治理设计规范》DL/T 5046 的规定。

18 辅助系统及附属设施

18.0.1 电站应设置集热系统、储热系统、换热系统、汽轮机、电气、热工等设备的检修间,并配备常用的检修工具,不宜设中心修配厂。

18.0.2 电站的金属试验室、化学试验室、电气试验室、热工试验室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。对使用率低和费用高的设备、仪器,宜按地区协作的原则统筹安排。

18.0.3 辅助燃料系统设置及设备布置应符合下列规定:

1 辅助燃料系统宜邻近发电区集中布置,同时兼顾辅助燃料的输送便利;

2 辅助燃料宜选用天然气等洁净能源;

3 辅助燃料年耗量应根据站区冬季供暖、机组启动和特殊工况用气等因素确定;

4 辅助燃料系统宜采用单元制;

5 当辅助燃料采用天然气时,可采用液化天然气罐装车运输进厂或管道直接引接,并应根据厂址条件经技术经济比较后确定;

6 液化天然气罐装车数量应根据运输距离、罐车容量、电站天然气日最大消耗量等因素确定;

7 天然气采用液化天然气罐装车运输进厂时,电站应设置卸气系统、站内储存系统和气化系统;站内储存系统的容量应满足站址地最恶劣天气条件下电站供暖需求;

8 辅助燃料采用天然气时,燃气质量和燃气贮配、净化、调压、计量的设计应符合现行国家标准《城镇燃气设计规范》GB 50028 的

有关规定。

18.0.4 电站宜设置启动锅炉,容量应满足机组启动用汽要求;启动锅炉宜采用清洁燃料、快装蒸汽锅炉。

18.0.5 压缩空气系统设置及设备布置应符合下列规定:

1 电站应设置仪表与控制用和检修用的压缩空气系统,压缩空气系统和空气压缩机应符合下列规定:

- 1) 压缩空气系统宜全厂共用;
- 2) 压缩空气系统的设计应遵循仪表与控制用气优先的原则,系统设置应满足仪表与控制用气可靠性的要求;
- 3) 压缩空气系统宜采用同型式、同容量的空气压缩机,并集中布置。空气压缩机出口接入同一母管,母管上应设置至检修用压缩空气的电动隔离阀,并设低压力连锁保护。仪表与控制用气和检修用气的贮气罐和供气系统应分开设置。

2 压缩空气系统设备选择应符合下列规定:

- 1) 空气压缩机型式宜采用螺杆式;仪表与控制用空压机的运行总容量应能满足仪表与控制用气动设备的最大连续用气量,并应设置 1 台备用;
- 2) 当全部空气压缩机停用时,仪表与控制用贮气罐的容量应能维持不小于 10min 的耗气量;气动保护设备和远离空气压缩机的用气点宜设置专用的稳压储气罐;
- 3) 仪表与控制用压缩系统应设有除尘、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/T 4830 的有关规定。

3 压缩空气系统设备宜集中布置在发电区靠近汽机房区域,并应采取防止噪声和振动的措施。

18.0.6 电站保温油漆设计应符合现行行业标准《火力发电厂保温油漆设计规程》DL/T 5072 的规定。

18.0.7 汽轮机润滑油系统设置应符合下列规定:

1 每台机组宜设置汽轮机润滑油净化装置 1 套、贮油箱 1 台；

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,贮油箱容积不应小于机组润滑油系统油量的 110%。

住房和城乡建设部信息公开
浏览专用

19 建筑与结构

19.1 一般规定

19.1.1 电站建筑结构设计应符合安全、适用、经济、美观的原则。

19.1.2 电站建筑设计应符合下列规定：

1 建筑物平面布置和空间组合应结合使用性质、生产流程、功能要求、自然条件、建筑材料和建筑技术等因素进行设计；

2 站区建筑宜采用多层建筑或联合建筑；

3 建筑设计应积极采用建筑领域的新技术、新材料，并应满足建筑节能的要求；

4 单体建筑造型和内部装修设计应结合工艺设备布置，确定统一协调的设计方案；建筑群形象及内外色彩处理应与周围环境协调。

19.1.3 电站建(构)筑物的安全等级应按表 19.1.3 的规定执行。

表 19.1.3 电站建(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 150m 的吸热塔
二级	除一、三级以外的其他生产建筑、辅助及附属建(构)筑物
三级	围墙

19.1.4 除临时性结构外，电站的建(构)筑物的结构设计使用年限应为 50 年。

19.1.5 电站结构设计除应满足承载力、温度、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、防火等使用要求，同时尚应满足施工及安装要求。

19.2 抗震设计

19.2.1 建(构)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、《水电工程水工建筑物抗震设计规范》NB 35047 和《水运工程抗震设计规范》JTS 146 的有关规定。

19.2.2 电站建(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。

19.2.3 抗震设防烈度为 6 度及以上地区的建(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 吸热塔结构、空冷凝汽器支撑结构、冷却塔应划为重点设防类(乙类)建(构)筑物;划为重点设防类(乙类)的建(构)筑物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;

2 除第 1 款、第 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 围墙等次要建筑物应划分为适度设防类(丁类)。

19.2.4 质量较大和重要的非结构构件与主体结构的连接,宜采用等效侧力法或楼面谱方法进行抗震验算。

19.3 建筑设计

19.3.1 建筑物的防火设计应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016、《火力发电厂与变电站设计防火规范》GB 50229 和《建筑内部装修设计防火规范》GB 50222 的有关规定。

19.3.2 主要建筑物屋面排水宜采用有组织排水。各建筑物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。

19.3.3 建筑设计应进行噪声控制,在布置上应使主要工作和生活场所避开强噪声源,或对噪声源采取吸声和隔声措施。

19.3.4 建筑物应首先利用天然采光。采光口的设置应充分有效利用天然光源,应对人工照明的配合做全面协调,并应符合下列规定:

1 采光方式应以侧窗为主,采光不足时可采用侧窗采光和顶部采光相结合的方式;

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产生眩光及视线方向上形成眩光。

19.3.5 电站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。

19.3.6 有采暖或空调能耗的建筑物设计应采取节能措施,附属建筑节能设计应符合现行国家标准《公共建筑节能设计标准》GB 50189的有关规定。

19.3.7 电站建筑的门窗设计应符合安全、节能的要求,并应符合下列规定:

1 厂房运输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小门;

2 严寒、寒冷地区的建筑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 有爆炸危险性的房间门窗应采用不发火花材料;

5 有腐蚀性物质的房间及处于腐蚀性大气环境中的建筑门窗应采用耐腐蚀门窗。

19.3.8 天然气调压站、熔融盐储存间、熔融盐熔化炉间、特种材料库等有爆炸危险的甲、乙类房间应按现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016的有关规定采取防爆、泄爆措施。

19.3.9 建筑室内外装修应根据功能和外观需要,结合全站环境进行设计,应符合下列规定:

1 楼面、地面面层材料除应符合工艺要求外,宜选用耐磨、易清洁的材料,有爆炸危险的房间地面面层应用不发火花材料;外墙面层材料应选用耐候性好、耐污染的材料;内墙面层材料及顶棚材

料应选用符合功能及防火要求的材料；

2 蓄电池室、调酸室等有腐蚀性物质的房间，其内表面应采取防腐蚀措施；

3 有可燃气体的房间，其内部构件布置应便于气体的排出。

19.3.10 汽机房的主要出入口、楼梯和通道布置应符合下列规定：

1 汽机房底层两端均应有出入口；

2 汽机房端部应设一部通至各层的楼梯，有条件时该楼梯宜通至屋面；其他楼梯宜通至各楼层；

3 汽机房安全出口不应少于 2 个，室内各点到最近安全出口的距离不应超过 50m；

4 汽机房内应设顺畅的通道，通道宽度不应小于 1.5m，净高不应小于 2.0m；

5 空冷平台四周应设环形检修通道，并应根据运行维护和消防要求设置垂直通道。

19.3.11 汽机房建筑布置及构造设计应满足工艺需要，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 汽机房内平台、楼梯、栏杆的规格及色彩宜统一，并宜与设备、表盘、管道及建筑内表面的色彩协调统一；

3 在汽机房人员集中的场所应设卫生间及清洗设施；

4 汽机房外围护结构宜选用轻型围护结构。

19.3.12 集中控制室等运行人员集中的用房应结合吊顶设计确定净高，满足工艺对空间的要求，吊顶以上空间应满足结构、空调、电气、消防等专业要求。

19.3.13 吸热塔设计应符合下列规定：

1 敞开式吸热塔应至少设置 1 部净宽不小于 0.90m 的楼

梯,梯段倾斜角度不应大于 60° ,栏杆高度不应小于 1.10m,楼梯投影范围内不应布置与楼梯无关的管线;封闭式吸热塔应至少设置 1 部封闭楼梯间,梯段净宽不应小于 1.10m,倾斜角度不应大于 35° ;

2 吸热塔建筑形象应结合结构选型进行设计,并应与周围环境相协调。

19.3.14 汽机房底层、运转层及人员集中的控制室等部位宜设置卫生间、更衣室等,站区宜设置供运行人员使用的浴室。

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及电站各类建(构)筑物的使用要求,吸取地区的建筑经验,结合结构类型、材料供应等因素,确定安全、经济、合理的地基处理方案和基础型式。

19.4.2 地基基础设计等级应根据地基复杂程度、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,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	汽机房(包括汽轮发电机基础)、集中控制楼、熔融盐罐及换热器基础、屋内配电装置室、高度大于或等于 100m 的吸热塔、淋水面积大于或等于 10000m^2 的自然通风冷却塔、空冷凝汽器支撑结构、场地及地质条件复杂的建筑物、高边坡等
乙级	定日镜基础,除甲、丙级以外的其他生产建筑、辅助及附属建筑物
丙级	检修间、材料库、汽车库、材料棚库、警卫传达室、围墙及临时建筑

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。甲、乙级建(构)筑物的地基处理设计应以原体试验为依据。

19.4.4 同一结构单元的地基设计宜采用同类型的地基。吸热塔基础可采用筏板基础型式。

19.4.5 熔融盐罐基础可采用环墙式基础,基础下隔热材料应选用易密实、隔热性好和承载力高的材料。应进行地基变形验算、温度作用计算和应力计算。

19.4.6 定日镜基础可采用钢筋混凝土结构或钢结构,应满足结构控制指标和工艺控制指标。

19.4.7 电站的建(构)筑物的总沉降量和差异沉降应满足结构设计和使用功能的要求。

19.4.8 电站的建(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 汽机房结构

19.5.1 汽机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、厂房布置等综合条件确定。

19.5.2 汽机房屋面承重结构应采用钢结构,可选用有檩或无檩的屋盖体系。汽机房端墙不应采用无端屋架或无屋面梁的山墙承重方案。

19.5.3 汽机房纵向温度变形缝宜结合工艺布置设置。应采用双柱双屋架,变形缝两侧梁板及围护结构宜采用悬挑结构。

19.5.4 汽轮发电机基础设计应满足设备的技术要求,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。

19.6 吸热塔结构

19.6.1 吸热塔结构选型应结合风荷载、抗震设防要求、建筑材料

供应、吸热器型式和设备安装方式等条件综合比较后确定。可采用钢筋混凝土结构、钢结构或混合结构形式。

19.6.2 吸热塔结构计算原则宜符合现行国家标准《高耸结构设计规范》GB 50135 的有关规定。

19.6.3 特殊外形吸热塔结构的风参数无法直接获取时,宜根据风洞试验确定。

19.6.4 吸热塔结构除应满足结构设计指标外,还应满足工艺设备的特殊要求。在风荷载作用较大的地区,可采用减振装置控制结构风振响应。

19.6.5 靠近靶区和吸热器的结构构件应根据工艺要求,采取隔热措施。

19.6.6 吸热塔结构设计时,应根据大件设备的吊装方案进行施工阶段验算。

19.7 站区内其他建(构)筑物

19.7.1 熔融盐泵支架应根据熔融盐泵动力参数进行结构谐响应动力分析。熔融盐泵支架宜采用钢筋混凝土支架柱和钢结构平台。

19.7.2 空冷凝汽器支撑结构的设计应符合现行行业标准《火力发电厂土建结构设计技术规程》DL 5022 的有关规定。

19.8 水工建(构)筑物

19.8.1 水工建(构)筑物的设计应根据地形、地质、水文、气象、原材料供应、施工条件以及当地具体情况,通过技术经济比较,选择经济合理的设计方案。

19.8.2 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 的规定,对与水接触部位应提出建筑材料、混凝土的抗渗、抗冻和构

造等要求。

19.8.3 取排水枢纽建筑、渠道、输水隧洞、防洪堤、防波堤等取排水设施设计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、《水运工程混凝土结构设计规范》JTS 151 和《堤防工程设计规范》GB 50286 的有关规定。

19.8.4 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。

19.8.5 在软弱地基上修建水工建(构)筑物时,应满足地基的变形和稳定要求。

19.8.6 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。

20 供暖通风与空气调节

20.1 一般规定

20.1.1 供暖通风与空气调节室外空气计算参数的选用应符合现行国家标准《工业建筑供暖通风与空气调节设计规范》GB 50019 的有关规定。

20.1.2 站区以外的生活福利建筑物的供暖应符合当地建设标准。

20.1.3 站区建筑集中供暖的热媒宜采用热水。热水回水温度不宜大于 70℃, 供回水温差宜为 40℃~25℃。

20.1.4 供暖通风和空气调节室内设计参数应符合现行行业标准《发电厂供暖通风与空气调节设计规范》DL/T 5035 的有关规定。

20.1.5 供暖通风与空气调节系统的防火及防排烟措施应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016 及《火力发电厂与变电站设计防火规范》GB 50229 的有关规定。

20.1.6 空气调节装置的设置范围应根据工艺要求和生产实际需要确定, 宜选用风冷分体空调机。

20.1.7 当工艺无特殊要求时, 车间内经常有人的工作地点夏季空气温度不应超过表 20.1.7 的规定。

表 20.1.7 工作地点夏季空气温度规定(℃)

夏季通风室外 计算温度	≤22	23	24	25	26	27	28	29~32	≥33
允许温升	10	9	8	7	6	5	4	3	2
工作地点温度	≤32	32						32~35	35

注:1 工作地点系指工人为观察和管理生产过程而经常或定时停留的地点, 当生产操作在车间内的许多不同地点进行, 则整个车间均为工作地点。

2 汽机房汽轮机、高压加热器、低压加热器和除氧器等产生强辐射热量的设备周围区域, 不执行本表规定。

20.1.8 站区内各类建筑及车间的通风设计原则应符合下列

规定：

1 排除余热、余湿的通风系统，生产车间室内温度应满足车间内工作地点的夏季空气温度的规定；

2 排除有毒、有害气体的稀释通风系统应满足工作场所空气中有毒物质允许浓度的要求；

3 排除可燃或爆炸性气体的通风系统应满足工作场所空气中可燃或爆炸性气体浓度小于其爆炸下限值的要求。

20.1.9 事故通风应符合下列规定：

1 生产过程中可能突然放散大量有害气体或有爆炸危险气体的场所应设置事故通风；事故通风量宜根据放散物的种类、安全及卫生浓度要求，按全面排风计算确定，且换气次数不应小于每小时 12 次；

2 事故通风的手动控制装置应分别在室内和室外便于操作的地点设置；

3 事故通风机应与爆炸危险气体检测报警装置连锁，室内爆炸危险气体浓度达到爆炸下限值 25% 时应能自动启动。

20.1.10 当环境空气较为恶劣或工艺设备有防尘要求时，应采用正压通风，进风应过滤。

20.2 汽 机 房

20.2.1 汽机房供暖宜按维持室内温度 +5℃ 计算围护结构热负荷，计算时不计入设备、管道散热量。

20.2.2 汽机房的通风设计应符合下列规定：

1 汽机房宜采用自然通风方式；

2 当利用除氧间高侧窗或其他排风措施，经技术经济比较合理时，汽机房可不设避风天窗；

3 当自然通风达不到卫生或生产要求时，应采用机械通风方式或自然与机械结合的通风方式。

20.2.3 汽机房的通风换气量应符合下列规定：

- 1 汽机房应按照同时排出余热量和余湿量计算；
- 2 汽机房余热量的确定应计算设备和管道的散热量。

20.3 电气建筑

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。

20.3.2 汽机房内的厂用配电装置室内夏季温度不宜高于 35°C 。设在其他建筑的厂用配电装置室内夏季温度不宜高于 40°C 。冬季室内温度不宜低于 5°C 。

20.3.3 汽机房内厂用配电装置室，当夏季通风室外计算温度大于或等于 30°C 时，通风系统宜采取降温措施。

20.3.4 厂用配电装置室设机械通风时，通风量应按排除室内设备散热量来确定。

20.3.5 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、调酸室应采用机械进风，室内应保持负压；防酸隔爆式蓄电池换气次数不应少于每小时 6 次，室内空气不得再循环；调酸室的通风换气次数不宜少于每小时 5 次；冬季室内温度不低于 18°C ；

- 2 阀控式密封铅酸蓄电池应设置经常使用的通风系统和事故通风系统；经常使用的通风系统排风量应按换气次数不少于每小时 3 次计算；事故通风系统排风量应按换气次数不少于每小时 6 次计算，事故通风宜由经常使用的通风系统和事故通风系统共同保证；进风宜过滤，室内保持负压；夏季室内温度应为 $25^{\circ}\text{C} \sim 30^{\circ}\text{C}$ ，冬季室内温度不低于 18°C ；

- 3 蓄电池室内的空气调节装置应防爆，通风机及电机应直接连接并防腐防爆；室内不应装设开关和插座。

20.3.6 蓄电池室冬季围护结构耗热量宜由散热器供暖系统承担。冬季排风热损失宜补偿。

20.3.7 当电压互感器、电流互感器、励磁盘及灭磁电阻布置在发

电机出线小室时,宜采用自然通风。发电机出线小室布置有硅整流装置时,宜采用自然进风、机械排风。

20.3.8 降温通风系统的房间计算冷负荷应按排除室内电气设备散热量与围护结构得热量来确定。

20.4 集中控制室

20.4.1 集中控制室应根据工艺对室内的温度、湿度要求,设置空气调节装置降温措施。

20.4.2 集中控制室及电子设备间等空气调节系统宜按一用一备或两用一备配置空气处理设备。

20.4.3 集中控制室的通风、空调系统的防火排烟措施应视消防设施的性质确定。

20.4.4 其他控制室应根据工艺要求及生产实际需要设置空气调节装置。

20.5 化学建筑

20.5.1 化学水处理室夏季宜采用自然通风,冬季供暖按维持室内温度 5°C 计算。

20.5.2 加药间应设置换气次数不少于每小时15次的机械通风装置,通风机和电动机应直联并防爆。

20.5.3 严寒地区化学药品库及计量、加药间供暖系统应计算排风造成冷风侵入的热补偿;间断运行的通风系统,进风百叶应设置封闭措施。

20.5.4 散发腐蚀性气体和贮存腐蚀性药品的房间,供暖通风设施应采取防腐措施。

20.5.5 化验室应设换气次数不少于每小时6次的机械排风装置,并根据工艺要求设置空气调节装置。

20.5.6 天平室及微量分析室等应根据工艺要求设置空气调节装置。

20.5.7 汽水取样间的高温盘间宜设换气次数不少于每小时 10 次的机械通风装置,仪表盘间宜设置空气调节装置。

20.6 其他建筑

20.6.1 电站位于集中采暖地区时,设备间冬季室内温度不应低于 5℃;若循环水泵房、污水泵房、空压机房等设有人员值班室,室内温度不应低于 16℃。

20.6.2 循环水泵房或岸边水泵房,当水泵配用的电动机布置在地上部分时,宜采用自然通风;当水泵配用的电动机布置在地下部分时,应设置机械通风装置。

20.6.3 空压机房夏季宜采用自然通风,通风量按排除余热计算。冬季空压机由室内吸风时,应按吸风量进行热风补偿,室外计算参数应采用室外供暖计算温度。

20.6.4 燃气锅炉房应设置自然通风或机械通风设施。燃气锅炉房的正常通风量应按换气次数不少于每小时 6 次确定。燃气锅炉房应选用防爆型的事事故排风机,事故排风量应按换气次数不少于每小时 12 次确定,机械通风设施应设置导除静电的接地装置。

20.7 站区供暖系统及管网

20.7.1 站区供暖系统的供暖热水锅炉宜布置在启动锅炉房内,且供暖热水锅炉应与启动锅炉使用同一种燃料。

20.7.2 供暖热水锅炉的容量和台数应根据供暖和通风热负荷选择,不宜设备用,但当任何一台供暖热水锅炉停止运行时,其余供暖热水锅炉应满足 60%~75%热负荷的需要,严寒地区取高值。

20.7.3 站区供暖系统的其他设备应按下列要求选择:

1 热网循环水泵不少于 2 台,其中 1 台备用;备用热网循环水泵应能自动投运;

2 站区供暖系统补水装置的流量不应小于循环水量的 2%,补给水不能直接补入热网时,设 2 台热网补给水泵,1 台运行应能

满足热网循环水量 2% 的正常补水量;事故时,2 台同时运行。

20.7.4 站区供暖系统补给水及定压方式可采用开式膨胀水箱、直接补水、补给水泵或其他方式。

20.7.5 站区供暖热水管网应采用闭式双管制系统。

20.7.6 站区供暖热水管网的设计流量应满足热负荷需要。

20.7.7 站区供暖热网的主干管应通过供暖热负荷集中地区。站区供暖热网管道可采用地上架空或地下敷设的方式。

20.7.8 当补给水水泵房、岸边水泵房等远离站区,且站区供暖管网不能供给时,其生产和生活建筑宜采用以电能作为热源的局部集中或分散供暖方式,热源设备不设备用。

住房和城乡建设部
浏览专用

21 环境保护与水土保持

21.1 一般规定

21.1.1 环境保护和水土保持设计应贯彻国家和地方环境保护和水土保持法律法规,并符合国家和地方标准、行政规章及环境保护规划。

21.1.2 电站应根据国家和地方环境保护行政主管部门的政策要求进行环境影响评价。

21.1.3 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,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。

21.1.4 环境保护设计应以批准的建设项目环境影响报告书(表)为依据。

21.1.5 水土保持设计应以批准的水土保持方案为依据。

21.1.6 环境保护和水土保持防治措施应与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。

21.1.7 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 污染源治理

21.2.1 废水、废气、固体废物的处理应选用高效处理方案和无毒或低毒的药剂,对处理过程中产生的二次污染应采取相应的治理措施。

21.2.2 电站启动锅炉、热水锅炉排放的大气污染物应符合现行国家标准《锅炉大气污染物排放标准》GB 13271 的规定,并应符合地方政府颁发的有关排放标准的规定。

21.2.3 废水处理宜采用清污分流、分类处理、达标集中排放的原则。外排水质应符合现行国家标准《污水综合排放标准》GB 8978的规定和地方有关污水排放的要求。

21.2.4 噪声防治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《建筑施工场界环境噪声排放标准》GB 12523 的有关规定。电站的噪声防治应首先按国家规定的产品噪声标准从声源上控制。对于声源上无法根治的生产噪声,可采取对设备装设隔声罩、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。

21.3 水土保持

21.3.1 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 和《水土保持工程设计规范》GB 51018 的规定。

21.3.2 站区应合理规划,减少土石方开挖量和地表、植被的扰动面积。

21.3.3 水土保持设计应控制施工扰动范围,设置必要的防护措施。

22 职业安全和职业卫生

22.1 一般规定

22.1.1 职业安全和职业卫生设计应贯彻“安全第一、预防为主、防治结合”的方针,采用成熟、先进的技术和设施,与主体工程同时设计、同时施工、同时投入生产和使用。

22.1.2 危险场所应设置醒目的安全标志、安全色、警示标志,其设置应符合国家现行标准《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》GBZ 158 的有关规定。

22.1.3 电站应设置安全卫生教育室,并应配备必要的仪器设备。

22.2 职业安全

22.2.1 职业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《火力发电厂职业安全设计规程》DL 5053 的有关规定。

22.2.2 电站职业安全设计应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 电站的生产车间、作业场所、辅助建筑、附属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。

22.2.4 电站的安全疏散设施应有应急照明和疏散指示标志。

22.2.5 对有爆炸危险的设备和厂房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《爆炸危险环境电力装置设计规范》GB 50058 的规定。

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《高压配电装置设计规范》DL/T 5352 的相关规定。

22.2.7 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 的规定。

22.2.8 电站内应设置限速、限制通行、警示牌等标识。

22.3 职业卫生

22.3.1 职业卫生设计应符合现行行业标准《火力发电厂职业卫生设计规程》DL 5454 的规定。

22.3.2 电站设计应对职业卫生危害因素进行分析, 并采取相应的防护措施。

22.3.3 对于贮存腐蚀性介质或产生有害气体的场所, 以及使用含有对人体有害物质的仪器和仪表设备, 电站应设置相应的防毒及防化学伤害的安全防护设施。

22.3.4 电站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》GB/T 50087 的相关规定。

22.3.5 电站预防振动, 应对振动源进行控制, 并采取隔振、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 的规定。

23 消 防

23.1 一 般 规 定

23.1.1 消防设计应贯彻“预防为主、防消结合”的方针,防止或减少火灾损失,保障人身和财产安全。

23.1.2 消防设计应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016、《火力发电厂与变电站设计防火规范》GB 50229 和《消防给水及消火栓系统技术规范》GB 50974 的规定。

23.2 建筑物的火灾危险性分类、耐火等级及防火分区

23.2.1 电站建(构)筑物的火灾危险性分类及其耐火等级应符合表 23.2.1 的规定。

表 23.2.1 电站建(构)筑物的火灾危险性分类及其耐火等级

建(构)筑物名称	火灾危险性分类	耐火等级
吸热塔	丁	二级
熔融盐储换热区电控室(楼)	丁	二级
熔融盐事故泄放池	丙	二级
汽机房、辅助锅炉房	丁	二级
集中控制室、电子设备间、网络继电器室	丁	二级
空冷平台	戊	二级
屋内配电装置室(内有每台充油量 $>60\text{kg}$ 的设备)	丙	二级
屋内配电装置室(内有每台充油量 $\leq 60\text{kg}$ 的设备)	丁	二级
屋外配电装置(内有含油电气设备)	丙	二级
油浸变压器室	丙	一级
岸边水泵房、循环水泵房	戊	二级
生活、消防水泵房、综合水泵房	戊	二级

续表 23.2.1

建(构)筑物名称	火灾危险性分类	耐火等级
稳定剂室、加药设备室	戊	二级
取水建(构)筑物	戊	二级
冷却塔	戊	三级
化学水处理室、循环水处理室	戊	二级
天然气调压站	甲	二级
空气压缩机室(无润滑油或不喷油螺杆式)	戊	二级
空气压缩机室(有润滑油)	丁	二级
热工、电气、金属试验室	丁	二级
天桥	戊	二级
雨水、污(废)水泵房	戊	二级
检修车间	戊	二级
废(污)水处理构筑物	戊	二级
给水处理构筑物	戊	二级
电缆隧道	丙	二级
柴油发电机房	丙	二级
特种材料库	乙	二级
一般材料库	戊	二级
材料棚库	戊	二级
车库	丁	二级

注:1 除本表规定的建(构)筑物外,其他建(构)筑物的火灾危险性、耐火等级应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016 的规定,火灾危险性应按火灾危险性较大的物品确定。

2 熔融盐储换热区电控室(楼)、集中控制室、电子设备间、网络继电器室、天桥未采取防止电缆着火延燃的措施时,火灾危险性应为丙类。

3 当特种材料库储存氢、氧、乙炔等气瓶时,火灾危险性应按储存火灾危险性较大的物品确定。

23.2.2 电站建(构)筑物构件的燃烧性能、耐火极限和建(构)筑物之间的防火间距应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016 的规定。

23.2.3 电站建(构)筑物防火分区的允许建筑面积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 的规定。

23.3 消防给水、灭火设施及火灾自动报警

23.3.1 消防给水系统应与电站设计同步进行,并宜采用独立的消防给水系统。

23.3.2 电站所需消防用水量应按同一时间内发生的火灾次数及一次火灾的最大灭火用水量计算。建筑物一次灭火用水量应为室外和室内消防用水量之和。

23.3.3 消防给水系统可采用具有稳压装置或高位水箱的临时高压给水系统。消防给水系统应满足任一建筑物的最大消防用水量,并满足其最不利点处消防设施的工作压力。

23.3.4 电站消防水泵宜设备用泵,电动泵作为工作泵,柴油机驱动消防泵作为备用泵。

23.3.5 电站内应设置室内、室外消火栓系统。消火栓系统、自动喷水灭火系统、水喷雾灭火系统等消防给水系统可合并设置。

23.3.6 定日镜场宜采用消防车与灭火器等消防措施,可不设置消防给水系统。

23.3.7 发电区及易燃易爆区周围的消防水管网应为环状,室外消火栓的数量应根据设计流量计算确定,且间距不应大于 60.0m。

23.3.8 电站内下列建筑物或场所应设置室内消火栓:

- 1 汽机房及辅助锅炉房;
- 2 集中控制楼、熔融盐储换热区电控楼和有充油设备的屋内高压配电装置;
- 3 柴油发电机房;
- 4 一般材料库、特殊材料库。

23.3.9 电站内建(构)筑物符合下列条件时可不设室内消火栓:

1 耐火等级为一、二级且可燃物较少的单层和多层丁、戊类建筑物；

2 耐火等级为三级且建筑体积小于 3000m^3 的丁类建筑物和建筑体积不超过 5000m^3 的戊类建筑物；

3 贮存与水接触能引起燃烧爆炸的物品的建筑物；

4 室内没有生产、生活用水管道，室外消防用水取自储水池且建筑体积不超过 5000m^3 的建筑物。

23.3.10 电站熔融盐火灾宜采用干粉灭火剂或砂土覆盖，不应采用水和泡沫作为灭火剂。

23.3.11 当电站内油浸变压器容量为 $9 \times 10^4 \text{kV} \cdot \text{A}$ 及以上时，应设置火灾探测报警系统、水喷雾灭火系统或其他灭火系统。

23.3.12 电站自动喷水灭火系统、水喷雾灭火系统的设计应符合现行国家标准《自动喷水灭火系统设计规范》GB 50084 和《水喷雾灭火系统技术规范》GB 50219 的规定。

23.3.13 电站建(构)筑物灭火器的配置设计应符合现行国家标准《建筑灭火器配置设计规范》GB 50140 的规定。

23.3.14 电缆夹层、控制室、电缆隧道、电缆竖井及屋内配电装置处应设置火灾自动报警系统，其设计应符合现行国家标准《火灾自动报警系统设计规范》GB 50116 的规定。

23.4 消防供电及应急照明

23.4.1 电站内的自动灭火系统、与消防有关的电动阀门及交流控制负荷应按 I 类负荷供电。

23.4.2 消防水泵及汽机房电梯应按 I 类负荷供电。

23.4.3 电站内的火灾自动报警系统宜由站内不间断电源系统供电，当火灾自动报警系统自身带有蓄电池时，可由站用电源供电。

23.4.4 当消防用电设备采用双电源供电时，应在最末一级配电装置或配电箱处切换。

23.4.5 电站内应急照明的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《建筑照明设计标准》GB 50034 的规定。

23.4.6 吸热塔、汽机房、生产办公楼、有人员值守的辅助建筑物以及电缆夹层应沿疏散走道及其转角处以及安全出口设置灯光疏散指示标志,标志的设置应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016 的规定。

23.4.7 建筑内设置的安全出口标志灯和火灾应急照明灯具应符合现行国家标准《消防安全标志 第1部分:标志》GB 13495.1 和《消防应急照明和疏散指示系统》GB 17945 的规定。

住房和城乡建设部
浏览专用

附录 A 发电量估算

A.0.1 发电量应基于典型太阳年数据、定日镜场布置、定日镜场采光面积、定日镜外形及性能、吸热器性能、吸热器外形及在定日镜场中的位置、吸热塔所在位置经纬度、储热系统容量、蒸汽发生器设备容量及汽轮机容量进行估算。

A.0.2 发电量估算宜按照不大于 1h 间隔的逐时段发电量累积计算。

A.0.3 发电量估算应计入热力系统设备启动、运行及停运阶段的热量损耗。

A.0.4 发电量估算应计入定日镜场效率、吸热器热效率、传热流体管道及储热设备效率、蒸汽发生器及汽水管道路效率和汽轮发电机组效率。

A.0.5 发电量估算可按下式计算：

$$e = A_{s.f.} \eta_{p.b.} \sum_{i=1}^n [DNI^i t^i (1 - d^i) \cdot \eta_{s.f.}^i \eta_{rec.}^i \eta_{HTF.p.}^i] / 1000 \quad (\text{A.0.5-1})$$

式中： i ——计算时间间隔序号；

n ——总计算次数，对于典型太阳年，若按 1h 间隔计算，则为 8760；

e ——发电量(kW·h)；

DNI^i ——法向直射辐照度(W/m²)；

t^i ——时间间隔(h)；

$A_{s.f.}$ ——定日镜场总采光面积(m²)；

d^i ——某一计算时刻 DNI 达不到吸热器启动及正常运行要求、吸热器温升速率限制、最大功率限制、定日镜最大

运行风速限制、储热系统容量限制等引起的定日镜场弃光率；

$\eta_{s.f.}^i$ ——定日镜场效率，包括镜面反射率、定日镜镜面清洁度、定日镜误差、定日镜余弦效率、遮挡和阴影效率、大气衰减和吸热器截断效率等；

$\eta_{rec.}^i$ ——吸热器热效率；

$\eta_{HTF.p.}^i$ ——集热及换热系统传热流体管道传输效率，可取 99%；

$\eta_{p.b.}^i$ ——热电转换平均效率，包括储热系统热效率、汽轮发电机组效率、热力系统管道效率。

当采用年均指标计算时，发电量可按下式计算：

$$e = J_{DN1a} (1 - d) A_{s.f.} \eta_{s.f.} \eta_{rec.} \eta_{HTF.p.} \eta_{TES} \eta_{power.p.} \eta_{s.t.} \quad (A.0.5-2)$$

式中： J_{DN1a} ——年法向直射辐照量 ($\text{kW} \cdot \text{h}/\text{m}^2$)；

d ——定日镜场年平均弃光率；

$\eta_{s.f.}$ ——定日镜场年平均效率；

$\eta_{rec.}$ ——吸热器年平均效率；

$\eta_{HTF.p.}$ ——集热及换热系统传热流体管道的年平均传输效率；

η_{TES} ——储换热区设备效率，包括储罐、蒸汽发生器等换热器的效率；

$\eta_{power.p.}$ ——发电单元汽水管道传输效率，可取 99%；

$\eta_{s.t.}$ ——汽轮发电机组年平均发电效率。

A.0.6 定日镜误差应计入环境风压及环境温度对定日镜跟踪的影响。

A.0.7 发电量估算应计入汽轮发电机组全年时段的负荷特性及运行模式的影响。

A.0.8 发电量估算应计入系统各设备的可用率。

本标准用词说明

1 为便于在执行本标准条文时区别对待,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
《室外排水设计规范》GB 50014
《建筑给水排水设计规范》GB 50015
《建筑设计防火规范》GB 50016
《工业建筑供暖通风与空气调节设计规范》GB 50019
《供水水文地质勘察规范》GB 50027
《城镇燃气设计规范》GB 50028
《室外给水排水和燃气热力工程抗震设计规范》GB 50032
《建筑照明设计标准》GB 50034
《动力机器基础设计规范》GB 50040
《工业循环冷却水处理设计规范》GB/T 50050
《建筑物防雷设计规范》GB 50057
《爆炸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
《电力装置电测量仪表装置设计规范》GB/T 50063
《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》GB/T 50064
《交流电气装置的接地设计规范》GB 50065
《给水排水工程构筑物结构设计规范》GB 50069
《自动喷水灭火系统设计规范》GB 50084
《工业企业噪声控制设计规范》GB/T 50087
《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
- 《高耸结构设计规范》GB 50135
- 《建筑灭火器配置设计规范》GB 50140
- 《公共建筑节能设计标准》GB 50189
- 《构筑物抗震设计规范》GB 50191
- 《电力工程电缆设计标准》GB 50217
- 《水喷雾灭火系统技术规范》GB 50219
- 《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
- 《输气管道工程设计规范》GB 50251
- 《电力设施抗震设计规范》GB 50260
- 《堤防工程设计规范》GB 50286
- 《综合布线系统工程设计规范》GB 50311
- 《安全防范工程技术规范》GB 50348
- 《入侵报警系统工程设计规范》GB 50394
- 《视频安防监控系统工程设计规范》GB 50395
- 《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
- 《民用建筑节水设计标准》GB 50555
- 《火力发电厂海水淡化工程设计规范》GB/T 50619
- 《消防给水及消火栓系统技术规范》GB 50974
- 《水土保持工程设计规范》GB 51018
- 《标准电压》GB/T 156
- 《绝缘配合 第1部分:定义、原则和规则》GB 311.1
- 《绝缘配合 第2部分:使用导则》GB/T 311.2
- 《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:液浸式变压器的温升》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/T 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/T 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

《安全色》GB 2893

《安全标志及其使用导则》GB 2894

《地表水环境质量标准》GB 3838

《工业自动化仪表 气源压力范围和质量》GB/T 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

《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

《中小型同步电机励磁系统基本技术要求》GB 10585

《电能质量 供电电压偏差》GB/T 12325

《电能质量 电压波动和闪变》GB/T 12326

《工业企业厂界环境噪声排放标准》GB 12348

《建筑施工场界环境噪声排放标准》GB 12523

《锅炉大气污染物排放标准》GB 13271

《消防安全标志 第1部分:标志》GB 13495.1
《继电保护和安全自动装置技术规程》GB/T 14285
《电能质量 三相电压不平衡》GB/T 15543
《环境保护图形标志 排放口(源)》GB 15562.1
《消防应急照明和疏散指示系统》GB 17945
《中国地震动参数区划图》GB 18306
《城镇污水处理厂污染物排放标准》GB 18918
《城市污水再生利用 城市杂用水水质》GB/T 18920
《污秽条件下使用的高压绝缘子的选择和尺寸确定 第1部分:
定义、信息和一般原则》GB/T 26218.1
《太阳能用玻璃 第3部分:玻璃反射镜》GB/T 30984.3
《太阳能资源测量 总辐射》GB/T 31156
《光热发电玻璃反射镜抗冰雹冲击试验方法》GB/T 33235
《太阳能资源测量 直接辐射》GB/T 33698
《太阳能资源测量 散射辐射》GB/T 33699
《电力通信运行管理规程》DL/T 544
《电力系统动态记录装置通用技术条件》DL/T 553
《电力系统自动交换电话网技术规范》DL/T 598
《发电厂凝汽器及辅机冷却器管选材导则》DL/T 712
《电力系统安全稳定导则》DL 755
《火力发电厂汽轮机防进水和冷蒸汽导则》DL/T 834
《电站汽轮机技术条件》DL/T 892
《电站锅炉安全阀技术规程》DL/T 959
《电力系统调度自动化设计技术规程》DL/T 5003
《火力发电厂试验、修配设备及建筑面积配置导则》DL/T 5004
《火力发电厂土建结构设计技术规程》DL5022
《发电厂供暖通风与空气调节设计规范》DL/T 5035
《电力工程直流电源系统设计技术规程》DL/T 5044
《发电厂废水治理设计规范》DL/T 5046

- 《火力发电厂职业安全设计规程》DL 5053
- 《水工混凝土结构设计规范》DL/T 5057
- 《发电厂化学设计规程》DL 5068
- 《火力发电厂保温油漆设计规程》DL/T 5072
- 《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
- 《火力发电厂水工设计规程》DL/T 5339
- 《高压配电装置设计规程》DL/T 5352
- 《电力工程地下金属构筑物防腐技术导则》DL/T 5394
- 《火力发电厂职业卫生设计规程》DL 5454
- 《发电厂节水设计规程》DL/T 5513
- 《厂矿道路设计规范》GBJ 22
- 《工作场所职业病危害警示标识》GBZ 158
- 《水运工程抗震设计规范》JTS 146
- 《水运工程混凝土结构设计规范》JTS 151
- 《水电工程水工建筑物抗震设计规范》NB 35047
- 《地面气象观测规范 第1部分:总则》QX/T 45
- 《地面气象观测规范 第2部分:云的观测》QX/T 46
- 《地面气象观测规范 第5部分:气压观测》QX/T 49
- 《地面气象观测规范 第6部分:空气温度和湿度观测》QX/T 50
- 《地面气象观测规范 第7部分:风向和风速观测》QX/T 51
- 《地面气象观测规范 第8部分:降水观测》QX/T 52
- 《地面气象观测规范 第11部分:辐射观测》QX/T 55
- 《地面气象观测规范 第12部分:日照观测》QX/T 56
- 《地面气象观测规范 第18部分:月地面气象记录处理和报表编制》QX/T 62
- 《地面气象观测规范 第19部分:月气象辐射记录处理和报表编制》QX/T 63
- 《地面气象观测规范 第22部分:观测记录质量控制》QX/T 66