

中华人民共和国水利行业标准

SL 511—2011

替代 SDJ 173—85

水利水电工程机电设计技术规范

Electro-mechanical design code for water resources and
hydropower engineering

2011-08-25 发布

2011-11-25 实施

中华人民共和国水利部 发布

中华人民共和国水利部

关于批准发布水利行业标准的公告

2011 年第 43 号

中华人民共和国水利部批准《水利水电工程机电设计技术规范》(SL 511—2011) 标准为水利行业标准，现予以公布。

序号	标准名称	标准编号	替代标准号	发布日期	实施日期
1	水利水电工程 机电设计技术 规范	SL 511—2011	SDJ 173—85	2011. 8. 25	2011. 11. 25

二〇一一年八月二十五日

前 言

根据水利部水利水电规划设计管理局，水总科〔2005〕623号《关于开展20项技术标准编制工作的通知》及《水利技术标准编写规定》（SL 1—2002）的要求，对《水力发电厂机电设计技术规范（试行）》（SDJ 173—85）进行了修订，并将名称改为《水利水电工程机电设计技术规范》。

本标准共7章49节396条，主要包括以下技术内容：

- 水力机械设计；
- 电气一次设计；
- 电气二次设计；
- 通信设计；
- 机电设备布置及对相关专业的要求；
- 辅助设施设计。

本标准修订的主要包括以下内容：

- 修改了标准名称及适用范围；
- 增加了泵站、水闸等水力机械、电气一次、电气二次和通信设计等内容；
- 增加了计算机监控系统、火灾自动报警及联动控制系统、视频监视系统、在线监测系统等设计内容。

本标准所替代标准的历次版本为：

- SDJ 173—85

本标准批准部门：中华人民共和国水利部

本标准主持机构：水利部水利水电规划设计总院

本标准解释单位：水利部水利水电规划设计总院

本标准主编单位：中水东北勘测设计研究有限责任公司

本标准出版、发行单位：中国水利水电出版社

本标准主要起草人：郑光伟（主编） 朱维志（副主编）

于忠祥 (副主编) 朱绍臣 金永富
朱杰民 刘海辉 范立军 潘虹
田晓军 丁松滨 牛聚山 曾力
杨光华 黎昕 王相奎 张晓东
徐大伟 郭铁成

本标准审查会议技术负责人：李学勤 王庆明 江泽沐
李恒乐

本标准体例格式审查人：陈登毅

目 次

1 总则	1
2 水力机械	3
2.1 水轮机选择	3
2.2 水泵选择	6
2.3 进、出水阀选择	7
2.4 水轮机控制系统及调节保证	8
2.5 泵站水力过渡过程	10
2.6 主厂房起重机	11
2.7 输水系统辅助设备	11
2.8 技术供水、排水系统及消防供水	12
2.9 压缩空气系统	15
2.10 油系统	16
2.11 水电厂水力监测系统	17
2.12 泵站水力监测系统	18
3 电气一次	19
3.1 水电厂(站)接入电力系统	19
3.2 电气主接线	19
3.3 水轮发电机	22
3.4 电动机	23
3.5 主变压器	24
3.6 高压配电装置	26
3.7 厂(站)用电	29
3.8 水闸供电	33
3.9 过电压保护及接地	34
3.10 照明	36
3.11 电力电缆选型与敷设	38

4	电气二次	41
4.1	一般规定	41
4.2	厂(站)集中监视控制	41
4.3	自动控制	43
4.4	励磁系统	45
4.5	计算机监控系统	46
4.6	继电保护及系统安全自动装置	47
4.7	电测量及电能计量	48
4.8	二次接线	48
4.9	厂(站)用直流电源系统	49
4.10	火灾自动报警及联动控制系统	50
4.11	视频监视系统	51
4.12	在线监测系统	51
5	通信	52
5.1	生产管理通信	52
5.2	调度通信	52
6	机电设备布置及对相关专业的要求	54
6.1	一般要求	54
6.2	主厂房	55
6.3	副厂房	59
6.4	主变压器	59
6.5	高压配电装置	60
6.6	中央控制室	63
6.7	其他用室	64
6.8	发电引水系统	65
6.9	泵站输水系统	65
6.10	电梯	66
7	辅助设施	67
7.1	机械修配	67
7.2	电气试验室	67
	标准用词说明	68
	条文说明	69

1 总 则

1.0.1 为明确水利水电工程机电设计要求，做到安全、经济、可靠运行，制定本标准。

1.0.2 本标准适用于大中型水力发电厂（不含抽水蓄能电站）、泵站、水闸等水利水电工程的水力机械、电气一次、电气二次和通信设计。

1.0.3 水利水电工程机电设计应根据工程的任务和规模、枢纽布置、水力动能特性、电力系统、环境保护等要求，并结合工程的运行方式和自然环境条件，经济合理地制定设计方案。

1.0.4 本标准引用标准主要有：

《优先数和优先数系》(GB/T 321)

《变压器、高压电器和套管的接线端子》(GB 5273)

《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)

《水轮发电机基本技术条件》(GB/T 7894)

《继电保护和安全自动装置技术规范》(GB/T 14285)

《建筑照明设计标准》(GB 50034)

《火灾自动报警系统设计规范》(GB 50116)

《电力设施抗震设计规范》(GB 50260)

《水利水电工程高压配电装置设计规范》(SL 311)

《大中型水轮发电机基本技术条件》(SL 321)

《水利水电工程电缆设计规范》(SL 344)

《水利水电工程二次接线设计规范》(SL 438)

《水利水电工程厂（站）用电系统设计规范》(SL 485)

《水利水电工程设计防火规范》(SDJ 278)

《水轮发电机静止整流励磁系统及装置技术条件》(DL/T 583)

《水利水电工程劳动安全与工业卫生设计规范》(DL 5061)

《水力发电厂过电压保护和绝缘配合设计技术导则》(DL/T 5090)

《水力发电厂接地设计技术导则》(DL/T 5091)

《水力发电厂 110kV~500kV 电力电缆工程设计规范》(DL/T 5228)

《额定电压 72.5kV 及以上气体绝缘金属封闭开关设备与电力变压器直接连接》(IEC 62271-306)

1.0.5 水利水电工程机电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 水力机械

2.1 水轮机选择

2.1.1 水轮机型式的选择应根据水力发电厂（以下称水电厂）的运行水头范围及其运行特点，提出可供选择的水轮机机型方案，并从技术特性、经济指标、运行可靠性及设计制造经验等方面，经技术经济比较后选定。

对于最大水头 20m 及以下的径流式水电厂，宜优先选用贯流式水轮机。

2.1.2 单机容量和机组台数的选择应在分析研究下列因素的基础上，拟定不同的单机容量方案，经技术经济比较选定。机组台数不宜少于 2 台。

1 电力系统对水电厂在汛期和非汛期运行输出功率、机组运行方式和大修要求，以及单机容量占电网工作容量的比重。

2 水库的调节性能、调度运行方式、运行水头及流量特性。

3 下游河道生态基流或最小通航流量要求。

4 枢纽布置条件。

5 对外交通运输条件。

6 河流及过机泥沙特性。

7 机组设备制造能力。

8 水电厂的近期及远期规模。

9 库区及河道冰情。

10 其他特殊技术要求。

2.1.3 对于最大水头与额定水头比值较大的混流式水轮机，可根据其在高水头区域的稳定运行的范围要求，研究水轮机超额定功率运行的必要性和合理性。

2.1.4 水轮机额定水头的选择应根据水库调节特性与调度运行方式、水电厂在电网中的地位和作用、运行水头及出力范围、水

轮机运行稳定性、电量以及输水系统水头损失等因素综合考虑，经技术经济比较选定，并应符合下列要求：

1 对于中高水头水轮机，其额定水头宜在加权平均水头的0.95~1倍范围内选取。

2 对于径流式水电厂，水轮机额定水头应保证水电厂发足装机容量。

3 对于水库采取“蓄清排浑”运用方式的多泥沙河流的水电厂，水轮机额定水头宜在加权平均水头与水库蓄水期的下限发电水头之间选取。

4 当额定水头接近最小水头时，应论证其合理性和经济性。

2.1.5 水轮机比转速的选择应符合下列要求：

1 根据运行水头、水质条件和设计、制造水平等条件综合考虑。

2 对用于多泥沙河流、运行水头变幅较大或高海拔地区的水轮机，应适当降低比转速。

2.1.6 水轮机额定转速应根据运行水头、功率、转轮直径等参数或比转速在发电机同步转速系列中选取。当有两种及两种以上同步转速可供选择时，应经技术经济比较确定。

2.1.7 水轮机吸出高度的选择应符合下列要求：

1 反击式水轮机的吸出高度应按各特征水头运行工况及其相应的水电厂空化系数 σ_p 分别进行计算。吸出高度同时应考虑水电厂所在地海拔的影响。

2 水电厂空化系数宜根据初生空化系数 σ_i 选取。如无初生空化系数 σ_i 供选用时，可用临界空化系数 σ_c 乘上比值系数 k 选取。

2.1.8 水轮机安装高程的选择应符合下列要求：

1 水轮机安装高程应根据水轮机各种运行工况下必要的吸出高度及相对应的下游尾水位，经技术经济比较合理选定。

2 水轮机安装高程的设计尾水位应根据水库运行方式、水电厂的运行出力范围、尾水位与流量关系特性、初期发电要求及

下游梯级水电厂的运行水位等因素选取。选定的水轮机安装高程应满足水轮机允许运行范围内，尾水管（或尾水隧洞）出口上沿的最小淹没深度应不小于 0.5m 的要求。

3 确定水轮机安装高程所使用的尾水水位、流量关系曲线，应采用水电厂尾水管（或尾水隧洞）出口的设计曲线。

4 冲击式水轮机的安装高程应根据发电的最高尾水位确定，在任何发电工况下尾水渠宜保持足够的通气高度。

5 贯流式水轮机的安装高程应考虑圆周断面高程差的影响。

6 水轮机安装高程的选择宜留有适当的安全裕度，并应满足调节保证的要求。

2.1.9 混流式或定桨式水轮机的最大飞逸转速应按最大净水头和最大单位飞逸转速确定。转桨式水轮机的最大飞逸转速应按保持协联关系计算；有特殊要求时，可按协联关系破坏的情况计算。冲击式水轮机的最大飞逸转速应按最大净水头确定。

2.1.10 当采用新转轮时，应取得模型试验资料，必要时应进行模型验收试验。当采用新技术、新工艺、新材料时，应进行科学试验，并通过技术鉴定。

2.1.11 选择水轮机时，还应研究水轮机结构设计的合理性、可靠性和适用性。水轮机通流部件易空蚀部位应有抗空蚀措施，对用于多泥沙水流条件下的水轮机还应采取抗泥沙磨蚀的技术措施，并在结构上便于检修和更换易损部件。

2.1.12 选用的水轮机应取得制造厂提供的功率、效率和流量的保证、空蚀或磨蚀损坏保证、飞逸特性、运行稳定性和噪声保证、调节保证、可靠性保证，以及水轮机综合特性曲线等技术资料。

2.1.13 宜选用制造厂提供的蜗壳、尾水管型式和尺寸，并应保证其具有优良的水力性能和运行稳定性。

钢筋混凝土蜗壳应采取防渗漏措施。

当厂房布置或其他方面有需要修改尾水管形状和尺寸的特殊要求时，应与制造厂协商确定。必要时还宜进行水轮机模型

试验。

2.1.14 尾水管的锥管部分应设有金属里衬。对于弯肘形尾水管的肘管部分，当肘管内的平均流速达到 6m/s 时，宜采用金属里衬。

2.2 水泵选择

2.2.1 水泵型式的选择应根据泵站的运行扬程及运行特点，提出可供选择的水泵型式方案，并经技术经济比较后选定。

2.2.2 主泵的台数应考虑下列因素并经技术经济比较后确定：

- 1 泵站的工程任务和规模、运行方式和运行时间。
- 2 泵站进、出水池特征水位及调节特性。
- 3 枢纽布置条件及对外交通运输条件。
- 4 设备制造能力。
- 5 其他特殊要求。

2.2.3 对于重要的供水泵站和灌溉泵站，应设置备用泵组。备用泵组的台数应根据泵站的重要性、调蓄能力、运行条件及年运行小时数确定。

对于年运行小时数很低的泵站，可不设备用泵。

2.2.4 对于大型水泵，应进行装置模型验收试验。当对已有水力模型的水泵的进、出水流道型线做较大更改时，应重新进行装置模型试验。

2.2.5 水泵额定转速选择应考虑下列因素：

1 水泵额定转速应根据扬程、流量、叶轮直径、配套电动机转速档级等参数选择。当有两种及两种以上转速可供选择时，应通过技术经济比较后确定。

2 采用调速运行的水泵，在整个运行扬程范围内，应能安全、稳定运行。

3 由多泥沙水源取水、扬程变幅较大或使用于高海拔地区的水泵，宜适当降低转速。

2.2.6 水泵最大轴功率的确定应考虑下列因素：

- 1 运行范围内各种工况对轴功率的要求。
 - 2 含沙量对轴功率的影响。
- 2.2.7 水泵安装高程应符合下列要求，并留有适当的安全裕度：**
- 1 在进水池最低运行水位时，轴流泵或混流泵的基准面最小淹没深度应大于 0.5m。
 - 2 应满足不同工况下水泵的允许吸上真空高度或必需汽蚀余量的要求。在含泥沙水源中取水时，应对水泵的允许吸上高度或必需汽蚀余量进行修正。
- 2.2.8 并联运行的水泵，其设计扬程应接近。抽送多泥沙水源时，宜适当减少并联台数。**
- 2.2.9 由多泥沙水源取水时，水泵应考虑抗泥沙磨蚀措施；当水源介质有腐蚀性时，水泵应考虑防腐蚀措施。水泵在结构上应便于检修和更换易损部件。**
- 2.2.10 梯级泵站间的流量应平衡。当流量不平衡时，可采取调蓄、大小泵搭配、变速调节和变角度运行等调节控制措施。**

2.3 进、出水阀选择

2.3.1 水轮机进水阀的选择应根据其水头、直径及下列条件，经技术经济比较确定。如不装设进水阀，应采取其他防飞逸措施。

1 对于由一根压力输水总管分岔供给 2 台或 2 台以上水轮机流量时，每台水轮机都应装设进水阀。

2 压力钢管较短的单元压力输水管，水轮机不宜设置进水阀。对于多泥沙河流水电厂的单元压力输水管或较长的单元压力输水管，当水轮机装设进水阀或在水轮机流道上装设圆筒阀时，应进行技术经济比较论证。

3 对于径流式或河床式水电厂的低水头单元输水系统，不应装设进水阀。

2.3.2 水轮机进水阀在最不利的情况下和在最大流量下都应能动水关闭，其关闭时间应不超过机组在最大飞逸转速下持续运行

的允许时间。进水阀在两侧压力差不大于 30% 的最大静水压的范围内，应能正常开启，且不产生强烈振动。

2.3.3 对于低扬程立轴式轴流泵站、卧轴式贯流泵站、斜轴式轴流泵站及立轴式混流泵站，水泵出水不宜装设阀门，但应采用其他可靠的泵站断流方式以防止机组在突然断电情况下发生飞逸。其断流方式应根据出水池水位变化幅度、泵站扬程和机组特性等因素，结合出水流道型式选择，经技术经济比较确定。断流方式还应符合下列要求：

- 1 运行可靠。
- 2 设备简单，操作灵活。
- 3 维护方便。
- 4 对机组效率影响较小。

2.3.4 在每台水泵进水管上及出口工作阀门后应设置检修阀门。

2.3.5 水泵出水工作阀门应能动水关闭，其刚度、强度应能满足水泵—电动机组突然事故停机时有效防止水击压力升高、泵组反向转速升高和反转时间的要求。工作阀门宜选用两段关闭的液压操作阀或多功能水力控制阀。

2.3.6 最大水头/扬程在 250m 及以下的水电厂/泵站工作阀门和检修阀门宜选用液控蝴蝶阀。最大水头/扬程在 250m 以上的水电厂/泵站工作阀门和检修阀门宜选用液控球阀。

2.4 水轮机控制系统及调节保证

2.4.1 水轮机控制系统应具有良好的稳定性和调节品质，并应满足机组在各种运行方式下稳定运行和电力系统对频率调节与功率调节的要求。

2.4.2 水电厂每台机组应装设一套包括调速器、油压装置及其附属部件组成的调速系统。

调速器应选用微机电气液压型调速器。调速系统应采用 4.0MPa 及以上的油压等级。

水轮机控制系统宜选配电气反馈机构。

水轮机控制系统配置的设备应动作准确、安全可靠，管路连接简便。

2.4.3 应根据水轮机输水系统型式和参数、机组特性、运行工况、电网的要求以及电气主接线连接方式进行调节保证计算。

调节保证计算应采用计算机仿真计算，优选导叶关闭规律和调节系统参数，必要时对调节系统的稳定性进行分析计算。应根据不同水头和各种可能工况组合进行调节保证计算。

轴流式及贯流式机组计算转速升高率时应计入水流惯性矩的影响，调节保证计算应包括反水锤计算。

2.4.4 机组甩负荷时的最大转速升高率保证值，宜按以下不同情况选取：

1 当机组容量占电力系统工作总容量的比重较大，或担负调频任务时，宜小于 50%。

2 当机组容量占系统工作总容量的的比重不大，或不担负调频任务时，宜小于 60%。

3 贯流式机组最大转速升高率宜小于 65%。

4 冲击式机组最大转速升高率宜小于 30%。

2.4.5 机组甩负荷的蜗壳（贯流式机组导水叶前）最大压力升高率保证值，宜按以下不同情况选取：当额定水头小于 20m 时，宜为 70%~100%；当额定水头在 20~40m 时，宜为 70%~50%；当额定水头在 40~100m 时，宜为 50%~30%；当额定水头在 100~300m 时，宜为 30%~25%；当额定水头大于 300m 时，宜小于 25%。

最大压力升高率保证值，应按计算值并留有适当裕度确定。

2.4.6 超过 2.4.4 条和 2.4.5 条的规定时，应进行技术经济比较，采取改变输水管道布置或尺寸、增加发电机转动惯量或设置调压室等措施，以合理控制压力升高率和转速升高率。

2.4.7 对于具有分岔输水管的水电厂，其机组最大转速升高率和蜗壳最大压力升高率，应根据连接于输水总管上的机组台数和电气主接线的连接方式，按可能同时甩负荷的机组台数进行计

算，必要时可按各种可能的工况组合进行计算。

2.4.8 当机组突增或突减负荷时，压力输水系统全线各断面最高点处的最小压力不应低于 0.02MPa，且不应出现负压脱流现象。甩负荷时，尾水管进口断面的最大真空保证值不应大于 $(0.08 - E/90000)$ MPa (E 为水轮机安装高程，单位为 m)。

2.5 泵站水力过渡过程

2.5.1 有可能产生水锤危害的泵站，应进行事故停泵水锤计算。应根据不同扬程和各种工况进行过渡过程计算，合理选择水泵出口断流设施的关闭规律。

2.5.2 泵组突然事故断电时的最大飞逸转速升高率保证值，应按以下不同情况选取：

1 离心泵不应超过额定转速的 1.2 倍，持续时间不应超过 2min。

2 混流泵不应超过额定转速的 1.5 倍，持续时间不应超过 2min。

3 低扬程轴流泵不应超过额定转速的 1.8 倍，持续时间不应超过 2min。

2.5.3 水泵出口工作阀门后的最高压力不应超过水泵出口压力的 1.5 倍。

2.5.4 超过 2.5.2 条和 2.5.3 条的规定时，应进行技术经济比较，采取改变输水系统布置或尺寸、增加泵组转动惯量或设置调压室等措施，以合理控制压力升高和泵组飞逸转速。

2.5.5 对于具有分岔进水、汇流出水的泵站，其水泵出口最大压力上升和最大飞逸转速，应根据连接于泵站出水总管上的泵组台数和电气主接线的连接方式，按可能同时发生断电事故的泵组台数进行计算，必要时可按和各种可能的组合工况进行计算。

2.5.6 当泵站突然停机或开机时，压力输水系统全线各断面最高点处的最小压力不应低于 0.02MPa，且不应出现负压脱流现象。

2.5.7 对于长距离有压输水管道，空气阀的数量及布设位置应满足过渡过程计算的要求。

2.5.8 轴流泵应有防止抬机的措施。

2.6 主厂房起重机

2.6.1 根据主厂房的具体条件，可选择单小车、双小车桥式慢速起重机或其他型式的起重设备。

起重机的额定起重量应根据机电设备吊运最重件和起吊工具的总重量，参考起重机系列的标准起重量选定。起重机的起升高度应满足机组安装和检修的要求。

2.6.2 主厂房起重机的台数应根据厂房布置、机组台数和机电设备最重件的吊运方式，并考虑卸货、安装进度和检修的需要，经技术经济比较确定。

2.6.3 当水电厂机组台数为4台及以下时，起重机的工作级制宜取A3；机组台数为4台以上且选用1台起重机时，工作级制宜取A3~A4。

2.6.4 起重机轨道的两端应设阻进器。

2.6.5 主厂房起重机安装后，应进行无负荷、1.25倍额定起重量的静负荷和1.1倍额定起重量的动负荷试验。

当进行上述静、动负荷试验确有困难时，可用减小滑轮组倍率的方法对起升机构、制动机构进行动负荷试验。

双小车桥式起重机的2台小车可分别进行动负荷试验。

2.7 输水系统辅助设备

2.7.1 泵站有下列情况之一者宜设真空、充水系统，抽真空系统应密封良好。

- 1 具有虹吸式出水流道的轴流泵站和混流泵站。
- 2 需进行初充水的中、高扬程大型离心泵站。
- 3 卧式泵叶轮中心淹没深度低于叶轮直径的3/4时。

2.7.2 真空泵宜设2台，互为备用，其容量确定宜符合下列

要求：

1 轴流泵和混流泵抽除流道内最大空气容积的时间宜取10~20min。

2 离心泵单泵抽气充水时间不宜超过5min。

2.7.3 采用虹吸式出水流道的泵站，可利用已运行机组的驼峰负压，作为待起动机组抽真空之用，但抽气时间不应超过10~20min。

2.7.4 中、高扬程大型离心泵站出水系统充水高度不宜低于水泵设计扬程的2/3。充水泵宜设置2台，不设备用泵。充水时间应根据压力输水系统的具体情况确定。

2.8 技术供水、排水系统及消防供水

2.8.1 技术供水系统包括水轮发电机组/水泵电动机组、水冷式主变压器、油压装置集油箱和水冷式空气压缩机等主、辅设备的冷却和润滑用水的供水系统和内冷发电机组二次冷却水的供水系统。

技术供水系统应布置合理、运行安全可靠，并能自动操作。

2.8.2 技术供水系统应具有可靠的主水源和备用水源。技术供水系统水源应根据用水设备对水量、水压、水质和水温的要求，结合具体条件合理选定；若水质不满足要求时，应进行净化处理。

2.8.3 水电厂、泵站的技术供水方式应按下列规定确定：

1 水电厂技术供水方式宜根据水头大小确定：

1) 当最小水头小于15m时，宜采用水泵供水方式。

2) 当净水头为15~70m时，宜采用自流供水方式。

3) 当净水头为70~120m时，宜采用自流减压供水方式或其他供水方式。

4) 当净水头大于120m，选用供水方式时应进行技术经济比较。宜采用水泵供水或其他供水方式。

5) 当水电厂水头变化范围较大，采用单一供水方式不能

满足需要或不经济时，可采用混合供水方式。

- 6) 在水电厂布置条件允许且经济合理时，可考虑设置中间水池供水方式，以取得较为稳定的供水压力。

2 在泵站布置条件允许且经济合理时，可考虑采用水塔或水池供水方式，且有效容积应满足下列要求：

- 1) 轴流泵站和混流泵站取全站 15min 的用水量。
- 2) 离心泵站取全站 2~4h 的用水量。

2.8.4 水电厂自流减压供水和顶盖取水供水系统中应装设安全泄压装置。

2.8.5 水库工作深度较大的水电厂，自水库取水的取水口宜按水库的含沙量和水温等情况分层设置，并应满足水电厂初期发电的供水要求。有长尾水隧洞的地下式水电厂，当从尾水管取水时，要求取水口位置设置在水压稳定区，不受尾水管压力脉动的影响。

2.8.6 技术供水系统的取水口应设置拦污栅，宜有清污措施。取水口进水管上应有检修和更换第一道阀门的措施。

2.8.7 排水系统包括机组检修排水和厂内渗漏排水系统。大、中型水电厂机组检修排水系统和厂内渗漏排水系统宜分开设置。泵站机组检修排水系统和站内渗漏排水系统可分开设置，经技术经济论证，排水系统也可共用一套排水设施。水电厂、泵站一旦采用两个系统共用排水设施，应采取防止尾水倒灌水淹厂房的安全措施。有条件时应优先采用自流排水方式。

对于地下厂房的水电厂、泵站，机组检修排水系统和厂内渗漏排水系统应分开设置。

2.8.8 水电厂、泵站机组检修排水可采用直接排水或间接排水方式。选用直接排水方式时，连通各台机组尾水管和泵组进水管的排水管直径应满足水泵排水量的要求，并应设有冲淤措施。

选用间接排水方式时，检修集水井的有效容积应满足 1 台排水泵 10~15min 的排水量。

对于地下厂房或尾水位较高的水电厂宜采用直接排水方式。

2.8.9 机组检修排水泵的设计流量，应按 1 台机组检修排水量及所需排水时间确定，排水时间宜取 4~6h。如需排除长尾水洞内的积水时，排水时间可适当延长。机组检修排水泵应不少于 2 台，且均为工作泵。当采用 2 台水泵时，每台水泵的排水量均应大于上、下游闸门的总漏水量。

2.8.10 厂内渗漏排水系统应安全可靠，能自动操作，集水井应设置水位警报信号装置，并应与厂区排水系统分开设置。厂区排水系统宜布置在厂房外。

2.8.11 渗漏集水井的有效容积可按汇集 30~60min 厂内总渗漏排水量确定。有条件时，宜适当加大集水井的有效容积。

2.8.12 渗漏排水工作泵的流量应按集水井有效容积、渗漏水量和排水时间确定，排水时间宜取 20~30min。渗漏排水系统应设置备用泵，其流量宜与工作泵相等。

渗漏排水泵宜选择深井泵或潜水泵。

2.8.13 渗漏集水井应能收集厂内最低层的漏水，集水井报警水位应低于最低层的交通廊道、操作廊道及布置有永久设备场地的地面高程。

2.8.14 寒冷地区排水管出口宜低于最低尾水位以下 2m。对浸没在水面以下的排水管，其出口端阀门应有检修和更换的措施。

2.8.15 多泥沙河流的水电厂、泵站的排水廊道和集水井应有排除淤泥的措施。

2.8.16 水电厂、泵站宜设置独立的消防供水系统，可选用自流供水、水泵供水或消防水池供水等方式。采用自流供水方式时，取水口不应少于两个；采用水泵供水方式时，应设置备用水泵，其工作能力不应小于工作水泵；采用消防水池供水方式时，消防水池的容量应满足在火灾延续时间消防供水量的要求。

厂房火灾延续时间应按 2h 计算；屋外开关站火灾延续时间应按 1h 计算；水轮发电机火灾延续时间应按 10min 计算；油浸式变压器、大型电缆室、油罐火灾延续时间应按 24min 计算。

2.8.17 消防供水量和压力宜按一项机电设备或一个建筑物一次

灭火所需的最大消防供水量和最高水压的较大者选定，并留有适当的裕量。

2.8.18 水电厂、泵站消防供水设计应符合 SDJ 278 的规定。

2.9 压缩空气系统

2.9.1 压缩空气系统包括油压装置、机组制动、调相压水、围带密封、设备检修清扫、防冻吹气以及破坏真空等用气的供气系统。

2.9.2 压缩空气系统包括低压和中压两个压缩系统。设计压力为 0.1~1.6MPa（不含 1.6MPa）时称低压；设计压力为 1.6~10MPa（不含 10MPa）时称中压。

2.9.3 压缩空气系统设计应满足用户对供气量、供气压力和相对湿度的要求。

2.9.4 压缩空气系统可根据用户的重要性、工作压力、用气量和供气质量等要求，采用独立供气系统或综合供气系统。

当采用综合供气系统时，空气压缩机总生产率和贮气罐总容积应按可能同时工作用户所需的最大用气量确定。

当采用独立供气系统时，至少应设置 2 台空气压缩机，其中 1 台工作，1 台备用，但对机组调相压水和检修用压缩空气系统，不宜设置备用空气压缩机。

2.9.5 机组制动用贮气罐的总容积，应按同时制动的机组总耗气量及允许最低制动压力值确定。

机组制动用空气压缩机的生产率按 10~15min 恢复贮气罐工作压力确定。

机组制动用气应设置专用贮气罐及专用供气管道。

2.9.6 用于机组调相压水的贮气罐的总容积，应按 1 台机组首次压水过程的耗气量和压水后贮气罐内所需的剩余压力值确定。剩余压力值应比压水至规定的下限水位时尾水管内可能最大压力至少高 0.1MPa。

2.9.7 用于机组调相压水的空气压缩机的总生产率，应按 1 台

机组首次压水后恢复贮气罐工作压力的时间和按已投入调相运行的机组总漏气量计算的大者确定。恢复贮气罐工作压力的时间可取 15~45min。对于调相运行机组台数较少或调相运行机会不多的水电厂，恢复贮气罐工作压力的时间可适当延长，但不宜超过 60min。

2.9.8 油压装置用气的空气压缩机的总容量宜按独立供气系统要求计算，即按全部空气压缩机投入运行，在 2~4h 以内将 1 台机组压力油罐内的标准空气容积充气到额定压力值确定。空气压缩机至少应设置 2 台，其中 1 台备用。贮气罐容积可按压力油罐的运行补气量确定。

2.9.9 空气压缩机宜集中布置在专用房间内，且宜远离中央控制室，并应根据需要采取减振和隔音措施。当贮气罐布置在室外时，应布置在环境温度变化较小的阴凉处，在寒冷地区应采取防冻措施。

2.9.10 空气压缩机排气量的选择应考虑海拔的影响。

2.10 油系统

2.10.1 油系统包括透平油系统和绝缘油系统。透平油系统主要供机组轴承润滑、调速系统、进水阀和叶片调节等设备操作用油。绝缘油系统主要供主变压器等电气设备用油，位于偏远地区的大、中型水电厂根据需要可设置绝缘油系统。两个油系统应分开设置。油系统应满足贮油、输油和油净化等要求。

2.10.2 透平油和绝缘油油罐的容积和数量，均应满足贮油、设备检修换油和油净化等要求。宜分别设置净油罐和运行油罐。净油罐用于贮存净油；运行油罐用于检修时设备排油或油的净化处理。

透平油的油罐总容积，应按最大一台机组总用油量的 110% 确定。

绝缘油的油罐总容积，应按最大一台主变压器总用油量的 110% 确定。

灯泡贯流式机组的轴承润滑油重力油箱容积应按油泵故障时，机组仍能安全运行 5~10min 的用油量确定。重力油箱形成的油压不宜小于 0.2MPa。

2.10.3 透平油和绝缘油的油净化设备宜按两个独立系统分别设置。油化验设备宜按简化分析化验项目配置。对中心油务所或偏僻地区的大型水电厂，可按全分析配置。油再生装置不宜设置。

2.10.4 油罐室和油处理室根据需要可布置在厂内。油罐室和油处理室的面积、高度和布置位置应根据厂房内或厂房外布置条件、油罐和油净化设备数量、尺寸，以及消防、通风要求等因素确定，且室内宜留有足够的维护和运行通道。

2.10.5 梯级水电厂或地理位置相近的水电厂群，可设置中心油务所，其位置宜设置在用油量较多的水电厂或水电厂群的管理中心附近。宜按梯级水电厂（或水电厂群）中最大一台机组（或变压器）的用油量配置设备。油化验设备可按全分析化验项目配置。

各分厂可只设置小容积的运行油罐和添油罐，油净化设备宜不设置或简化设置。

2.10.6 油罐和变压器事故排油不应污染水源或污染环境。根据需要可设置污油处理设备。

2.11 水电厂水力监测系统

2.11.1 水电厂水力监测系统的设计应满足机组安全、可靠、经济运行以及自动控制和试验测量的要求。

2.11.2 水电厂应设置的常规测量项目包括上、下游水位、水电厂水头、拦污栅前/后压差、蜗壳进口压力、水轮机流量、顶盖压力、尾水管进/出口压力、尾水管脉动压力、水轮机水头等。

2.11.3 选择性测量项目包括调压室水位和阻抗孔下游流道压力、水库水温、止漏环进、出口压力、肘管压力、主轴摆度、机组振动、轴位移、蜗壳末端压力、转轮与活动导叶之间的压力、脉动压力、蠕变监测、主轴密封磨损监视、机组冷却水量及进行现场试验所需要的测量项目等。

选择性测量项目，应根据水电厂在电力系统的作用、水轮机的型式及单机容量的大小等因素合理确定。

对于高海拔地区的水电厂，应考虑海拔对仪表测量精度的影响。

2.12 泵站水力监测系统

2.12.1 泵站水力监测系统的设计应满足机组安全、可靠、经济运行及自动控制和试验测量的要求。

2.12.2 泵站应设置的常规测量项目包括进出水口水位、泵站净扬程、拦污栅前\后压差、水泵进出口压力、水泵工作扬程、水泵流量和虹吸式出水流道驼峰顶部的真空（压力）等。

2.12.3 选择性测量项目包括泵站累计水量、机组冷却水量、机组振动摆度、水泵压力脉动、流道进出口压力及进行现场试验所需要的测量项目等。

选择性测量项目应根据泵站的性质和特点合理确定。

对于高海拔地区的泵站，应考虑海拔对仪表测量精度的影响。

3 电气一次

3.1 水电厂（站）接入电力系统

3.1.1 工程设计单位宜根据工程设计阶段的需要，提请工程业主或建设管理单位及时委托电力系统设计单位进行水电厂（站）接入电力系统设计，并宜按工程类型需要索取下列有关资料：

1 现有系统地理接线图及各设计水平年的地理接线图，各序阻抗图，潮流、稳定和短路电流计算成果。

2 输（供）电范围及方式。

3 水电厂装机容量、机变组容量，占系统的总容量和系统事故备用容量的比重；系统对主接线可靠性的具体要求。

4 水电厂在系统中的位置和作用。

5 进（出）线电压等级、回路数、各回进（出）线落点、输（供）电容量、线路距离及有无穿越功率要求等。

6 系统对水轮发电机或主电动机主要参数，进相和调相能力，启动和运行方式等方面的要求。

7 系统对主变压器额定电压、调压范围和方式、阻抗电压、中性点接地方式等的要求。

8 输电杆塔的基本塔型、电气参数和防雷性能。

9 系统对厂（站）调度管理和自动化、系统继电保护和全自动装置、计量及系统通信等方面的要求。

3.1.2 如接入系统设计要求在水电厂设置并联电抗器、主变压器中性点电抗器以及装设提高系统稳定的设施等，工程设计单位应提请工程业主或建设管理单位向相关部门索取专题论证报告。

3.2 电气主接线

3.2.1 水电厂电气主接线应根据接入电力系统设计以及稳定性、可靠性、灵活性和经济性的要求，并结合考虑水电厂的动能特

性、枢纽总体布置、地形和运输条件和设备特点等因素，经技术经济比较论证确定。

3.2.2 装机容量 1200MW 及以上的水电厂宜对电气主接线可靠性进行计算和评估。

3.2.3 泵站、水闸等电气主接线的设计应根据供电系统设计要求以及泵站、水闸等规模、启动方式、运行方式、重要性等因素，经技术经济比较论证确定。

泵站、水闸等电气主接线应简单可靠、运行灵活、操作检修方便和节约投资。

3.2.4 当工程分期建设时，电气主接线设计应考虑远、近期结合，便于分期过渡实施。

3.2.5 发电机与主变压器最大组合容量应不大于所在系统的事故备用容量，组合方式应通过技术经济比较，从单元、扩大单元和联合单元等接线方式中选定。

3.2.6 在满足下列情况下，全厂可只采用一组扩大单元：

1 水库有足够库容，能避免大量弃水。

2 具有放水设施，不影响下游正常用水（包括下游梯级水电厂用水）。

3 有外来的厂用电备用电源。

3.2.7 当发电机—变压器组采用单元接线时，在发电机出口处可只装设隔离开关。但下列情况下，在发电机出口处宜装设发电机断路器：

1 需要倒送厂用电的机变单元回路。

2 开、停机频繁的调峰水电厂。

3.2.8 当发电机—变压器组采用扩大单元、联合单元接线，或采用三绕组变压器、自耦变压器时，在发电机出口处均应装设发电机断路器。

3.2.9 根据水电厂的运行特点，高压配电装置可采用下列接线：

1 35~66kV 配电装置可采用桥形、单母线或单母线分段接线。

2 110~220kV 配电装置可采用下列接线：

- 1) 敞开式配电装置进出线回路数不多时，可采用桥形、角形、单母线、单母线分段接线等。220kV 进出线达 6 回及以上、110kV 进出线达 8 回及以上时，可采用双母线接线；若该配电装置的断路器无停电检修的条件，则可采用带旁路母线接线。220kV 出线在 5 回以上，110kV 出线在 7 回以上时，宜采用带专用断路器的旁路母线。当 220kV 进出线达 12 回及 12 回以上时，也可采用 3/2 断路器接线或 4/3 断路器接线。
- 2) 气体绝缘金属封闭开关设备（简称 GIS）配电装置可采用桥形、角形、单母线或单母线分段接线；出线回路数较多的大型水电厂也可采用双母线接线。GIS 配电装置不应设置旁路母线。

3 330~500kV 配电装置可采用下列接线：

- 1) 敞开式配电装置进出线回路数为 3~4 回时，可采用角形接线等；进出线回路数较多时，可采用 3/2 断路器接线、4/3 断路器接线、双母线双分段带专用断路器的旁路母线接线等。对进出线回路数特别多的大型水电厂，也可采用母线分段的 3/2 断路器或 4/3 断路器接线。
- 2) GIS 配电装置进出线回路数较少时，可采用角形接线；进出线回路数较多时，可采用双母线、双母线分段等接线，但均不应设旁路母线。进出线达 8 回及 8 回以上，可采用 3/2 或 4/3 断路器接线。

4 短时停电不会产生大量弃水的水电厂可采用变压器—线路组接线，直接接入电力系统。

5 经技术经济比较后各电压等级高压配电装置，也可采用其他形式的接线。当全厂短时全停不影响所在电力系统运行、不产生大量弃水、不影响航运、下游用水和厂用电供电时，可适当简化电气主接线。

3.2.10 泵站、水闸等变电站电气主接线的高压侧宜采用单母线或线路变压器组接线；双回路供电时，也可采用单母线分段或其他接线方式。

3.2.11 泵站主电动机的机端电源侧宜采用单母线接线；对于机组台数多、容量大和重要泵站，也可采用单母线分段接线。

3.2.12 泵站 6~10kV 电动机电压母线进线回路宜装设断路器。采用双回路供电时，应按每一回路承担全部容量设计。

3.2.13 应根据电力系统设计单位提供的系统短路电流资料计算短路电流。计算中采用的电气主接线，应为可能发生最大短路电流的正常接线方式。

3.3 水轮发电机

3.3.1 水轮发电机的主要参数、结构型式等选择应满足电力系统及水电厂总体布置、检修维护等要求，并应符合 GB/T 7894 和 SL 321 的有关规定。

3.3.2 水轮发电机的额定输出功率应与水轮机的额定输出功率相匹配。当水轮机有超额定功率运行要求时，水轮发电机应设置相应的最大容量。

3.3.3 水轮发电机的额定转速应综合考虑水轮机的额定转速及参数、发电机的额定电压、定子绕组支路数、合理的槽电流及冷却方式等设计、制造的合理性，经技术经济比较后确定。

3.3.4 水轮发电机的额定电压应根据不同的额定容量、额定转速、短路电流及电气设备选择等，经综合技术经济比较后选用如下电压等级：6.3kV，10.5kV，13.8kV，15.75kV，18kV，20kV，22kV，24kV，26kV 等。

3.3.5 水轮发电机的额定功率因数宜按下列规定采用：

- 1** 额定容量 100MVA 及以下者，宜不低于 0.85（滞后）。
- 2** 额定容量大于 100MVA 但不超过 250MVA 者，宜不低于 0.875（滞后）。
- 3** 额定容量大于 250MVA 但不超过 650MVA 者，宜不低

于 0.9 (滞后)。

4 额定容量大于 650MVA 者,宜不低于 0.925 (滞后)。

5 额定容量 25MVA 及以上的灯泡式水轮发电机,其额定功率因数分别不宜低于 0.92 (滞后)和 0.95 (滞后)。

3.3.6 水轮发电机的电抗参数、调(进)相容量、充电容量等,应根据电力系统要求、输电距离、机组造价等综合因素考虑确定。

3.3.7 水轮发电机的冷却方式应优先采用密闭循环通风冷却。对于难以采用全空冷方式的机组,可采用转子空冷、定子内冷的冷却方式。

3.3.8 水轮发电机应设置机械制动装置。开停机频繁的水轮发电机和容量较大的灯泡式发电机宜采用电气与机械联合制动方式。

3.3.9 大容量水轮发电机中性点宜采用经单相接地变压器接地的高电阻接地方式。

3.4 电动机

3.4.1 电动机应满足高效、节能要求。其主要参数、结构型式等选择应满足用途、布置、检修维护条件等要求,并应符合国家现行有关标准的规定。

3.4.2 泵站主电动机的选择应符合下列要求:

1 应根据工程的实际情况,按拖动对象的轴功率、转速等要求,经技术经济比较选择同步或异步电动机。

2 电动机的额定功率应按水泵运行可能出现的最大轴功率选配,并留有 5%~10%的裕度。

3 电动机的额定电压应结合系统供电电压、主接线、制造厂提供的性能参数等经技术经济比较确定。当技术经济条件相近时,宜选用 10kV。

4 电动机的额定转速宜与水泵的额定转速相匹配。

5 当泵站机组需变速运行时,宜采用变频调速装置。

3.4.3 泵站主电动机启动应符合下列要求：

1 主电动机启动时母线电压降不宜超过额定电压的 15%。

2 虽主电动机启动时母线电压降超过 15%，但其引起的电压波动不致影响其他用电设备正常运行，且电动机端电压产生的启动电磁力矩大于静阻力矩时，应不受此限制。

3.4.4 泵站主电动机宜选用全电压直接启动方式。当不能满足 3.4.3 条要求，或对系统电压波动有特殊要求，或启动电流超过制造厂规定的允许值时，可选用软启动、变频启动等启动方式。

3.4.5 泵站主电动机直接启动应按供电系统最小运行方式和下列机组最不利的运行组合形式进行电压校验计算：

1 当同一母线上全部连接同步电动机，应按最大一台机组首先启动的条件计算。

2 当同一母线上全部连接异步电动机，应按最大一台机组最后启动的条件计算。

3 当同一母线上连接有同步电动机和异步电动机时，应按全部异步电动机投入运行后，再启动最大一台同步电动机的条件计算。

3.5 主 变 压 器

3.5.1 主变压器应采用环保、节能和低噪声产品。宜根据电压、容量、布置、环境和变压器制造水平等条件采用油浸式变压器、干式变压器；当有特殊要求时，经技术经济比较，也可采用 SF₆ 气体绝缘变压器。

3.5.2 主变压器应优先采用三相式。如受运输条件限制，可选用三相组合式或单相变压器组。

3.5.3 用于扩大单元连接的主变压器，宜采用双绕组变压器；如需限制短路电流，可采用低压侧为分裂绕组的变压器。

3.5.4 采用单相变压器组的水电厂，符合下列条件之一者，可设置 1 台备用相：

1 年利用小时数在 4000h 及以上，且设有 4 组及以上相同

容量的单相变压器组。

2 全厂只有 1 组联络单相变压器组，两种升高电压间经常有较大交换容量，且不允许长时间停电检修。

3.5.5 当水电厂采用两级电压接入系统，且通过变压器各侧绕组的容量超过变压器额定容量的 15% 时，可采用三绕组变压器或自耦变压器，但不宜超过 2 台。当机组容量较大或当高、中压间有较大的交换容量或分期建设时，经论证可采用联络自耦变压器。自耦变压器应设置消除三次谐波电流的第三绕组。

3.5.6 水电厂主变压器额定容量应与所连接的水轮发电机额定容量相匹配；如机组设置了最大容量，则应与机组最大容量相匹配。当主变压器额定容量在 120MVA 以上时，宜从 GB/T 321 中的 R10 系列优先数中选取。当主变压器额定容量在 120MVA 及以下时，应采用标准容量系列的变压器。

3.5.7 泵站主变压器的额定容量应根据泵站的总计算负荷以及泵站机组启动、运行方式等条件确定。当选用 2 台及以上变压器时，其型号和容量宜相同。当选用不同容量和型号的变压器时，应满足变压器并列运行条件。

3.5.8 当泵站采用双回路供电，且主电动机侧采用单母线断路器分段接线时，主变压器的容量选择应按一台主变压器检修或故障，另一台主变压器容量按泵站最大负荷的 60%~70% 考虑确定。

3.5.9 变压器绕组的额定电压、电压调节范围及分接方式应根据工程接入电力系统设计确定。

3.5.10 水电厂主变压器宜采用无激磁调压方式。当供电系统的电压偏移不能满足泵站供电电压或正常启动要求时，宜选用有载调压变压器。

3.5.11 变压器阻抗电压选择应符合下列要求：

1 应根据接入系统设计和电气设备选择，综合考虑系统对电压调节的要求、短路电流限制、泵站主电动机启动和变压器制造的经济性。

2 双绕组变压器的阻抗电压应按主分接规定。多绕组变压器的阻抗电压应对各对绕组分别规定。

3 当分接范围超过 $\pm 5\%$ 时，应确定两个极限分接的阻抗电压值，以满足阻抗电压试验要求。

3.5.12 主变压器冷却方式应根据环境条件、布置位置、主变压器容量等因素，综合考虑确定。地下、户内或空间狭小散热不利场所布置的主变压器，宜采用水冷。

3.5.13 主变压器与 GIS 或气体绝缘封闭线路（简称 GIL）的直接连接，应符合 IEC 62271-306 的规定；主变压器与架空线的连接，出线套管的接线端子应符合 GB 5273 的规定；主变压器与电力电缆的连接，应符合 DL/T 5228 的规定。

3.5.14 330kV 及以上电压等级的主变压器与 GIS 直接连接时，应采取防止 GIS 隔离开关操作产生的快速暂态过电压对变压器绕组绝缘影响的措施。

3.6 高压配电装置

3.6.1 高压配电装置的选用应结合工程的任务和规模、总体布置、电压等级、远期与近期结合、自然环境条件、地形地貌、进出线方式及设备制造水平，通过对敞开式、GIS、H-GIS、成套开关柜、预装式组合变电站等多种配电装置的综合技术经济比较确定。高压配电装置设备类型的选择应符合下列原则：

1 6~35kV 高压配电装置宜选用户内成套开关柜，也可选用预装式组合变电站。

2 66kV 及以上配电装置属于下列工程条件之一者，宜采用 GIS：

- 1) 环境条件恶劣，如严重的水雾区、泥雾区、盐雾区、重冰雹频繁地区、重污秽地区、高烈度的地震区、3000m 及以上的高海拔地区、高寒地区等。
- 2) 地处深山峡谷，土石方开挖工程量大，且经技术经济比较合理时。

3) 地下洞室内设置的配电装置。

4) 场地紧张、地价昂贵，需尽量紧缩配电装置尺寸的地区。

5) 国家级风景区。

3 H-GIS 配电装置适用于 220kV 及以上的电压等级。

3.6.2 高压断路器应根据工程具体特点和条件，并考虑远景发展，选用安全可靠、技术先进、经济合理的产品。高压断路器型式应根据回路正常运行条件和短路故障条件的要求选择，且应符合下列规定：

1 24kV 及以下电压等级宜选用真空断路器。

2 40.5kV 及以上电压等级宜选用 SF₆ 断路器，条件许可时也可选用真空断路器。

3 地震多发区、重污秽地区和高海拔地区等场所宜选用 SF₆ 罐式断路器。

4 发电机、同步电动机回路宜选用专用的发电机断路器，否则应采取限制过电压等措施，并应校验额定短路开断电流中直流分量的开断能力。安装在发电机和厂用电变压器之间的断路器也可依此选用。

3.6.3 隔离开关的型式选择应根据配电装置的布置特点和使用要求综合考虑；参数选择应满足回路正常运行条件和短路故障条件的要求；发电机、主电动机、变压器和母线等回路中隔离开关的配置应符合下列规定：

1 接在发电机、主电动机侧的避雷器、电压互感器和电容器可共用一组隔离开关。

2 发电机、主电动机中性点的消弧线圈或接地变压器等，可装设隔离开关。

3 接在变压器各侧引出线的避雷器及其中性点的消弧线圈、避雷器或小电抗器等，不宜装设隔离开关。

4 接在母线上的一组避雷器和电压互感器，可共用一组隔离开关。

5 当 220kV 及以上电压等级主变压器距离高压配电装置较

远时，宜在主变压器高压侧增设一组带接地刀的隔离开关。

3.6.4 负荷开关的型式宜根据配电装置的布置特点和使用要求选择 SF₆ 或真空式；其开断电流应大于转移电流和交接电流；有功负荷开断能力和闭环电流开断能力应大于回路的额定电流并应具有切合电感、电容性小电流的能力。当负荷开关与熔断器组合使用时，负荷开关应能关合可能配用熔断器的最大截止电流。

3.6.5 电流互感器的型式宜按下列规定选择：

1 6~35kV 屋内配电装置的电流互感器，宜选用浇注绝缘结构。

2 66kV 及以上配电装置的电流互感器，可根据安装条件及产品制造水平，采用油浸式、SF₆ 气体绝缘浇注式或光纤式的独立式电流互感器。有条件时，宜采用套管式电流互感器。

3.6.6 电压互感器的型式宜按下列规定选择：

1 6~35kV 屋内配电装置，宜采用浇注绝缘结构的电磁式电压互感器。

2 35~66kV 屋外配电装置，宜采用油浸绝缘、SF₆ 气体绝缘或浇注绝缘结构的电磁式电压互感器。

3 110kV 及以上配电装置宜采用电容式电压互感器。

4 GIS 配电装置的电压互感器宜采用电磁式。

3.6.7 电容补偿装置宜采用成套设备。电容补偿装置宜装设在主变压器的低压侧或主要负荷侧，应能根据需要进行自动跟踪投切。

3.6.8 发电机、主电动机至主变压器间的引出线型式，应根据机组容量、环境条件、布置场地、安装与维护等方面的要求，经技术经济比较后，可选用电缆、电缆母线、绝缘母线或封闭母线。当采用封闭母线时，其型式宜按下列规定选择：

1 回路额定电流小于 5000A 时，宜选用隔相共箱封闭母线或不隔相共箱封闭母线；经技术经济比较合理时，也可选用离相封闭母线。

2 回路额定电流不小于 5000A 时，宜采用全连式离相封闭

母线；其分支回路亦应采用离相封闭母线。

3 与全连式离相封闭母线连接的断路器、隔离开关、厂用电变压器、励磁变压器、电压互感器、避雷器柜等设备均宜采用单相式。

3.6.9 进（出）线段及联络线的型式选择，应根据枢纽总体布置、配电装置型式、主变压器和配电装置的相对位置、地形地貌条件、水雾、泥雾影响及运行安全、维护方便等因素，通过对架空线、电力电缆、GIL、封闭母线等型式的技术经济比较，选择安全可靠、经济合理的方案。

3.6.10 屋内外配电装置均应装设安全操作的闭锁装置及联锁装置。

3.6.11 高压配电装置、导体和电器的选择及校验，应符合 SL 311 的规定。

3.7 厂（站）用电

3.7.1 厂（站）用电电源应满足下列基本要求：

- 1 各种运行方式下的用电负荷需要并保证供电。
- 2 电源应相对独立。
- 3 当一个电源故障时，另一个电源应能自动或远方操作切换投入。

3.7.2 厂（站）用电电源数量的设置，在各种运行方式下应符合下列规定：

1 全厂机组运行时，大型水电厂应不少于 3 个厂用电电源；中型水电厂应不少于 2 个厂用电电源。

2 部分机组运行时，大型水电厂至少应有 2 个厂用电电源同时供电；中型水电厂也应有 2 个厂用电电源，但允许其中 1 个处于备用状态。

3 全厂停机时，大型水电厂应有 2 个厂用电电源，但允许其中 1 个处于备用状态；中型水电厂允许 1 个厂用电电源供电。

4 首台机组投运时，其厂用电电源数量除应满足本条第 2

款规定外，其中 1 个电源应由本厂厂用电提供。

5 站用电电源数量应根据泵站运行方式、接线形式和站用电的负荷性质等综合考虑确定，但不宜超过 2 个。

3.7.3 厂（站）用电电源的取得应采用下列方式：

1 厂用电电源应优先从发电机电压母线或单元分支线上引接，由本水电厂机组供电。当单元接线上装设有断路器或隔离开关时，厂用电电源宜在主变压器低压侧引接。

2 水电厂应有可靠的外来厂用电电源。外来厂用电电源的取得可采用下列方式：

- 1) 通过主变压器由系统倒送。
- 2) 高压联络自耦变压器的第三绕组。
- 3) 与系统连接的地区电网、近区或保留的施工变电所。
- 4) 地理位置相近的水电厂。
- 5) 本水电厂的高压侧母线。

3 站用电电源的取得可采用下列方式：

- 1) 泵站主电源。
- 2) 地区电网的其他电源。

3.7.4 从 110kV 及以上的高压侧母线上引接厂（站）用电电源，应经技术经济比较论证确定。

3.7.5 有泄洪要求的大坝闸门启闭机应有 2 个电源。

3.7.6 对特别重要的大中型水电厂、泵站和泄洪设施等，如有可能失去厂（站）用电电源，影响大坝安全度汛或可能水淹厂房而危及人身设备安全时，应设置能自动快速启动的柴油发电机组或其他应急电源，其容量应满足泄洪设施、渗漏排水等可能出现的最大负荷的需要。

3.7.7 厂（站）用电系统由一级低压供电或由高、低两级电压供电，应根据水电厂或泵站的装机规模、枢纽布置、厂坝区负荷分布、厂（站）用电负荷大小及地区电网等条件进行综合分析比较确定。中型水电厂厂用电和泵站站用电宜采用 380V 一级电压供电。

3.7.8 高压厂用电电压应根据发电机电压、厂用电动机电压、地区电源电压、施工用电电压及负荷分布等情况综合分析比较确定，宜采用 10kV。

3.7.9 低压厂（站）用电的电压应采用 380/220V 中性点直接接地的 TN-C 或 TN-C-S 系统。

3.7.10 采用两级厂用电电压的大型水电厂，宜将机组自用电与全厂公用电分开，分别用不同的变压器组供电。

3.7.11 中型水电厂、泵站的机组自用电与全厂（站）公用电宜采用混合供电方式。

3.7.12 高压厂用电系统宜采用单母线分段或分段环形接线，分段数应根据电源配置情况确定。

3.7.13 当泵站设置 2 台及以上站用变压器时，宜采用单母线分段接线。

3.7.14 大型水电厂的机组自用电变压器宜接至高压厂用电母线上。当机组台数多、单机容量大并采用单元接线，单机自用负荷超过 315kVA 时，宜按下列规定采用其供电方式：

1 若担任峰荷，其单机自用负荷宜由接至高压厂用电母线的单机自用电变压器供电。

2 若担任基荷，其单机自用负荷宜由接至高压厂用电母线的单机自用电变压器供电，也可由接至机端的单机自用电变压器供电。

3.7.15 当发电机引出线及其分支线均采用离相封闭母线，且分支回路采用单相设备或相隔离措施时，厂用电变压器的高压侧可不装设断路器和隔离开关。

3.7.16 当厂用电分支线未采用离相封闭母线时，厂用电变压器高压侧宜装设断路器。若受条件限制，装设的断路器额定开断短路电流不满足要求时，则应采取下列措施：

1 采取限制短路电流措施，以便采用额定短路开断电流较小的断路器。

2 采用高压熔断器或高压限流熔断器组合保护装置，但与

限流熔断器配套使用的负荷开关或断路器应能可靠地开断过负荷电流而不误切短路电流，同时应校验厂用电变压器高、低压侧保护动作的选择性。

3.7.17 水电厂厂内用电变压器与坝区用电变压器的高压侧不宜合用一组断路器。厂用电变压器与近区用电变压器的高压侧不应合用一组断路器，也不应以三绕组变压器供电。

3.7.18 高压厂用电负荷的连接应符合下列要求：

1 厂、坝区的高压厂用电电动机和低压厂用电变压器宜与高压厂用电母线直接连接。

2 若厂、坝区负荷的容量较大、距离较远时，宜装设单独配电变压器供电。

3 同一用途的高压厂用电电动机、低压厂用电变压器应分别接至不同段的高压母线上。

4 水电厂的近区及生活区用电，宜从地区电网引接。若从高压厂用电母线上引接，应采用单独的配电变压器供电。

3.7.19 布置在厂房内的厂（站）用电变压器，应采用干式变压器；布置在户外的厂（站）用电变压器，宜选用油浸式变压器。

3.7.20 厂（站）用电变压器接线组别的选择，宜使电源间相位相一致。低压厂（站）用电变压器，宜选用 D，yn11 连接组别的三相变压器。

3.7.21 厂（站）用电变压器容量的选择和校验应符合下列规定：

1 应满足各种运行方式下可能出现的最大负荷。

2 1 台厂（站）用电变压器计划检修或故障时，其余厂（站）用电变压器应能担负 I 类、II 类厂（站）用电负荷或短时担负厂（站）用电最大负荷。但可不考虑 1 台厂（站）用电变压器计划检修时另 1 台厂（站）用电变压器故障或 2 台厂（站）用电变压器同时故障的情况。

3 应保证需要自启动的电动机在故障消除后电动机启动时所连接的厂（站）用电母线电压不低于额定电压的 60%。

3.7.22 厂（站）用电变压器容量应按下列要求选择：

1 装设 2 台互为备用的厂（站）用电变压器时，每台厂（站）用电变压器的额定容量应满足所有 I 类、II 类负荷或短时满足厂（站）用电最大负荷的需要。

2 装设 3 台厂（站）用电变压器互为备用或其中 1 台为明备用时，计及负荷分配不均匀等情况，每台的额定容量宜为厂（站）用电最大负荷的 60%。

3 装设 3 台以上厂用电变压器时，应按其接线的运行方式及所连接的负荷分析确定。

4 厂（站）用电变压器不宜采用强迫风冷时持续输出容量作为额定输出容量选择的依据。但对不经常运行或经常短时运行的厂（站）用电变压器，可利用其过负荷能力。

3.7.23 厂（站）用电系统短路电流计算、柴油发电机组选择、高低压设备布置等应符合 SL 485 的规定。

3.8 水 闸 供 电

3.8.1 水闸供电设计应结合工程特点、自然环境条件、电源条件、供电距离、负荷性质、容量及布置等因素，本着经济合理、安全可靠的原则综合考虑确定。

3.8.2 一级或二级负荷的水闸供电应符合下列规定：

1 一级负荷应由 2 个电源供电，当 1 个电源发生故障时，另 1 个电源不应同时受到损坏；对其中特别重要的负荷，还应增设应急电源，并不应将其他负荷接入应急供电系统。

2 二级负荷的供电系统，宜由 2 回线路供电。在负荷较小或地区供电条件困难时，可由 1 回 6kV 及以上专用架空线路或采用每根能承受 100% 二级负荷的 2 根并联电缆线路供电。

3.8.3 水闸用电负荷宜采用单独配电变压器或预装式组合变电站供电。其电源可从专门设置的开闭所或降压配电所取得，也可从地区电网取得。长距离、小负荷、操作不频繁的水闸供电也可采用移动式柴油发电机组。

3.8.4 水闸供电电压应根据负荷容量、供电范围、厂（站）用电电源电压及地区网络电压等综合分析确定。

3.8.5 水闸各配电变压器的容量选择，应根据所连负荷的性质、启动方式、同时运行情况等，经分析计算确定。

3.8.6 水闸供、配电系统的接线，高低压电器及导体选择，电动机启动方式，负荷统计分析计算等，应符合 SL 485 的规定。

3.9 过电压保护及接地

3.9.1 水利水电工程发电及供配电系统中性点接地方式应符合下列规定：

1 6~66kV 系统中性点应采用不接地或经消弧线圈接地方式。

2 110~500kV 系统中性点应采用有效接地方式：

1) 110~220kV 变压器中性点应采用经隔离开关接地或经小电抗接地。当经隔离开关接地时，根据系统运行需要变压器中性点可接地，也可不接地。

2) 330~500kV 变压器中性点应采用直接接地或经小电抗接地。当经小电抗接地时，小电抗值应取 1/3 变压器零序电抗值。

3 发电机、主电动机中性点接地方式应根据允许单相故障电流及是否有快速切机要求，可采用不接地、经单相接地变压器接地或消弧线圈接地。

3.9.2 下列设施应装设直击雷保护装置：

1 屋外配电装置、母线桥及架空进出线。

2 砖混结构的主厂房、主泵房和辅机房。

3 油处理室、露天油罐及易燃材料库等建筑物。

3.9.3 直击雷过电压保护可采用避雷针、避雷线或避雷带。避雷针（线）的装设位置应根据电气设备防反击过电压要求、土壤电阻率、设备、道路和出、入口等布置情况确定，并应设独立的集中接地装置。

3.9.4 35kV 及以上电压级变压器至高压配电装置的架空线路段应全线架设避雷线。避雷线对边导线的保护角应符合国家现行有关标准的规定。

3.9.5 在各种运行方式下,对有可能受到雷电侵入波危害的设备,均应使其在避雷器的保护范围内。避雷器与主变压器及其他被保护电气设备的电气距离宜缩短。

3.9.6 对具有比较复杂的电气接线(包括 GIS 设备和有电缆段、GIL 段)及 500kV 接线的大型水电厂的绝缘配合,应采取惯用法进行计算,以确定避雷器的配置数量、位置和保护参数。

3.9.7 对直配线的发电机、主电动机的过电压保护,应采用 DL/T 5090 规定的保护接线。对非直配线电机的过电压保护,可在变压器的低压侧装设避雷器或避雷器和保护电容器组合进行过电压保护。

3.9.8 电气设备绝缘水平的选定,330kV 及以上系统限制工频过电压与操作过电压的措施等,应符合国家现行有关标准的规定。

3.9.9 应根据大、小接地短路电流系统及工作接地、保护接地、防雷接地等要求,设置保护人身和设备安全运行的由自然接地网和人工接地网构成的一个总的接地系统,其接地电阻值应符合 DL/T 5091 的规定。

3.9.10 接地装置应充分利用下列自然接地体:

1 与水或潮湿土壤相接触的水工建筑物的表层混凝土内的钢筋网,如厂房机组(泵房泵组)蜗壳、尾水管、大坝、护坦、水下挡水墙、进(出)水口、引(输)水隧洞、导流洞、船闸闸室底板和输水管道等处迎水面层钢筋网和潮湿廊道的钢筋网。

2 水电厂压力钢管、尾水锥管和尾水管的金属里衬。

3 各种闸门、拦污栅的金属结构。

4 施工建筑物用的金属板桩、钢筋笼。

5 埋设在地中的供水钢管。

3.9.11 接地装置可根据需要,因地制宜地采用水下接地网、引

外接地、深井接地和人工降阻等人工接地方式，并采用适当的分流、均压、限流和隔离等措施。

3.9.12 GIS、GIL 设备外壳均应接地，其接地方式和要求应符合下列规定：

1 三相共筒式 GIS、GIL 应采用多点接地方式。离相式 GIS、GIL 宜采用多点接地方式，接地线布置在三相短接板处。

2 若离相式 GIS、GIL 采用单点接地方式时，接地点宜设在各连续段壳体的中部，设备的支撑构架与外壳应绝缘（除利用设备支撑构架接地外）。

3 GIS、GIL 应设置专用的接地母线，所有外壳接地引线应直接接在接地母线上。接地母线与地网连接线截面应按最大单相短路电流的 70% 选择。

3.9.13 微波通信站的接地应符合下列要求：

1 微波塔不宜设置在水电厂、泵站等的控制室附近，且宜设置单独的接地装置。

2 微波站的接地电阻值不应超过 5Ω ，土壤电阻率较低的地区不应超过 1Ω 。

3 通信机房内应沿墙敷设与接地网相连接的环形接地母线，通信设备及外壳的接地线应就近与环形接地母线一点连接。

4 微波站接地网可用 2 根接地线与主接地网相连。

3.9.14 计算机房、通信机房接地应符合下列要求：

1 机房接地应与所属工程的接地共用一个总的接地网。

2 机房内应沿墙敷设环形接地母线，环形接地母线应通过 4 根接地线与总接地网对称连接。

3 机房内设备的工作接地应按系统与环形接地母线就近一点连接，设备的安全接地应通过外壳基础与环形接地母线就近两点连接。

3.10 照 明

3.10.1 照明设计应遵循安全可靠、绿色环保、技术先进、经济

合理和美观适用的原则。照明方式可根据场所需要采用一般照明、局部照明和混合照明，各场所的照明标准值、照明功率密度（LPD）值应符合 GB 50034 和有关行业标准的规定。

3.10.2 照明种类可根据场所用途和要求设置正常照明、应急照明、警卫照明和障碍照明。照明设置应符合下列要求：

1 工程建筑物内、外各工作场所及通道应按有关标准设置正常照明和应急照明。

2 对应设应急照明，但无应急电源条件的场所应装设应急灯。

3 对有警戒任务的场所，如坝区及仓库等，应根据警戒范围要求设置警卫照明。

4 对较高建筑物、过坝设施慢行航道区上、下游两侧的建筑物顶部，是否设置障碍照明，应与有关部门协商确定。

3.10.3 照明光源应采用光效高、寿命长、显色性及启动性能优的光源。如金属卤化物灯、高压钠灯、大容量紧凑型荧光灯、细管径直管荧光灯、LED 灯等，不应采用白炽灯。

3.10.4 照明灯具及附属装置应根据使用环境、场所、用途和满足眩光限制及配光要求等，选用效率高、寿命长、检修维护方便、美观适用的灯具。配套镇流器宜选用电子或节能型电感镇流器，并应符合该产品的国家能效标准。

3.10.5 中控室等照明质量要求较高的场所应采取眩光限制措施。

3.10.6 各场所照明电压的选择应符合下列规定：

1 正常照明网络及应急交流照明网络电压应采用 380V/220V。

2 应急直流照明网络电压宜采用 220V 或 110V。

3 对照明器具安装高度低于 2.4m 的场所，如水轮机（水泵）室、发电机（电动机）风洞和廊道等，应设有防止触电的安全措施或采用 24V 及以下安全特低电压。

4 检修用携带式作业灯应采用 24V 及以下安全特低电压供电。

3.10.7 当照明系统电压波动范围不满足要求时，宜采用照明专用有载调压变压器。

3.10.8 大量采用气体放电光源的三相配电线路，其中性线截面应满足不平衡电流及谐波电流的要求，且不应小于相线截面。

3.11 电力电缆选型与敷设

3.11.1 电力电缆型式选择应根据工程所在地区的环境及敷设条件、运行维护经验、防火及环保要求等，并应符合下列规定：

1 导体材质选择应符合下列规定：

- 1) 35kV 及以下电力电缆，应采用铜材。
- 2) 66kV 及以上电力电缆，经技术经济比较后可采用铝材。

2 导体数选择应符合下列规定：

- 1) 35kV 以上电力电缆，应采用单芯。
- 2) 1kV 以上至 35kV 电力电缆，宜采用三芯，特殊情况也可采用单芯。
- 3) 1kV 及以下电力电缆，应根据系统中性点接地和保护方式选择芯数。

3 绝缘类型选择应符合下列规定：

- 1) 6kV 及以上电压回路，应采用交联聚乙烯绝缘电缆。
- 2) 1kV 及以下电压回路，宜采用交联聚乙烯绝缘电缆。
- 3) 移动设备的供电回路，应采用橡皮绝缘电缆。
- 4) 水下敷设的供电回路，宜采用乙丙橡胶绝缘电缆。
- 5) 中控室、发电机（电动机）及重要厂（站）用电回路的电缆，或地下厂房的电缆，宜采用阻燃型交联聚乙烯绝缘电缆；直流电源、消防电源及消防设备用电缆，宜采用耐火型交联聚乙烯绝缘电缆。

4 护层类型选择应符合下列规定：

- 1) 高落差或承受较大拉力场所的电缆，应采用钢丝铠装。
- 2) 埋地敷设或可能遭受机械损伤场所的电缆，应采用内钢带铠装。

- 3) 用于交流系统的单芯电力电缆，应采用非磁性或经去磁处理的钢带或钢丝铠装。
- 4) 在潮湿或有浸水可能或有化学腐蚀场所的电缆及在运行环境温度 -15°C 以下地区的电缆，应采用挤塑聚乙烯外护套。
- 5) 水下敷设的电缆，应有防水构造。在可能被油浸泡场所的电缆，不宜采用橡胶护套。
- 6) 66~500kV 电力电缆金属护层的选择，应符合国家现行有关标准的规定。

3.11.2 电力电缆的额定电压、绝缘水平、导体截面选择，电缆及附件的结构要求、电缆护层接地方式等，应符合 SL 344 的规定。

3.11.3 电缆敷设路径的选择应符合下列规定：

1 应避免电缆遭受机械性外力、较强振动、油、水浸泡等损害。

2 应便于敷设及维修。

3 应避开可能挖掘施工的地方。

4 应有利于电缆接头及终端的布置和施工。

5 应有利于降低电缆及其构筑物的综合投资。

3.11.4 主厂（泵）房内电缆与油、水、气等管道宜按厂（泵）房上、下游侧或楼层或按楼层分区敷设。

3.11.5 同一通道或同侧多层电缆支架上明敷电缆的布置应符合下列规定：

1 电力电缆与控制电缆不应敷设在同一层支架上。

2 当电缆支架层数受限时，35kV 及以下相邻电压级电力电缆，可排列于同一层支架。

3 同侧多层支架上的电缆排列，应按高、低压电力电缆、控制电缆、信号电缆顺序，由上而下分层布置；若为满足引入盘、柜的大截面或 35kV 高压电缆符合允许弯曲半径的要求时，也可将电力电缆布置在下层。

3.11.6 电缆室、电缆隧道和穿越各机（泵）组段之间的电力电

缆、控制电缆、信号电缆等均应分层排列敷设。电力电缆各层间和电力电缆与控制电缆、通信电缆层之间，应装设耐火极限不低于 0.5h 的耐火隔板进行分隔。

3.11.7 电缆隧道、电缆沟道的下列部位应设防火封堵：

- 1 穿越（入）电气设备室等处。
- 2 穿越厂（泵）房外墙处。
- 3 电缆隧道、电缆沟道的进出口、分支处。

3.11.8 电缆隧道每隔 60m 处、电缆沟道每隔 200m 处和电缆室每隔 300m²，均宜设一个防火分隔物。防火分隔物应采用耐火极限不低于 1.0h 的非燃烧材料。防火分隔物两侧各 1m 的电缆区段上，应采取防止串火措施。防火分隔物上设的门应为丙级防火门。

3.11.9 电缆竖（斜）井的上、下两端可用防火网封堵，竖（斜）井中间每隔 60m 应设一个封堵层（分隔物），进出竖（斜）井电缆的孔口应采用耐火极限不低于 1.0h 的非燃烧材料封堵。

3.11.10 电缆穿越楼板、隔墙的孔洞和进出开关柜、配电盘、控制盘、自动装置盘、继电保护盘等的孔洞，以及靠近充油电气设备的电缆沟盖板缝隙处，均应采用非燃烧材料封堵。

3.11.11 电缆构筑物尺寸、防排水及通风等要求应符合 SL 344 的规定。

4 电气二次

4.1 一般规定

- 4.1.1 电气二次设计应遵循安全可靠、经济适用、技术先进的原则，满足电力系统、水利系统对本工程调度管理等要求。
- 4.1.2 有条件的梯级水电厂、水电厂群、多级提水的泵站群和多级控制管理的长距离输水系统宜设置集中控制中心（梯调、水调），对各被控厂（站）实行监视、控制和调度管理，并通过集控中心接受上级调度部门的调度管理。
- 4.1.3 水电厂、泵站、水闸应按“无人值班”（少人值守）设计。
- 4.1.4 水电厂、泵站、水闸的主要机电设备宜实行远方集中监视控制。主要设备在现地除应能自动控制外，还应具有现地调试和紧急事故处理的手动操作功能。
- 4.1.5 水电厂、泵站、水闸宜设置视频监视系统作为辅助集中监视手段。
- 4.1.6 水电厂、泵站宜设置在线监测分析系统。
- 4.1.7 水电厂、泵站应设置火灾自动报警及联动控制系统。
- 4.1.8 水电厂、泵站应根据实际需要设置由不停电电源装置等不同设备供电的、集中或分散的交流控制电源系统。

4.2 厂（站）集中监视控制

- 4.2.1 水电厂、泵站、水闸应设置中央控制室或简易中央控制室，通过集中监控系统，对全厂（站）的运行及其主要机电设备实行集中监视控制。
- 4.2.2 水电厂、泵站、水闸有多个主厂房时，宜设置全厂总控制室对全厂各主厂房（各主厂房机组及其他机电设备）实行全厂集中监视控制。

4.2.3 可根据实际需要，在坝（闸）现地设置闸门集中控制室。

4.2.4 全厂（站）集中监控系统的设计应符合下列规定：

1 水电厂中央控制室及一厂多站的全厂总控制室宜设置值班员控制台及模拟屏。

2 中央控制室应设置计算机监控系统的值班员控制台，使值班员通过屏幕显示器、键盘、鼠标等人机联系设备实现对水电厂、泵站的全厂集中监视控制。闸站的控制可适当简化。

3 如设置模拟屏作为辅助监控设备，对其要求可仅满足对全厂（站）的宏观监控的需要。

4 模拟屏与生产设备的联系可全部通过计算机监控系统，也可全部直接来自生产设备（不通过计算机监控系统）或采取部分来自计算机监控系统，部分直接来自生产设备的混合方式。

4.2.5 水电厂、泵站、水闸实现全厂集中监控时，在中央控制室应实现下列功能：

1 应实现下列操作功能：

1) 水轮发电机组的工况转换、水泵的启停和闸门等设备的操作。

2) 发电机机端电压及以上电压的断路器和“操作”隔离开关（包括主变压器中性点接地开关）的操作，以及必要的自动顺序切换操作。

3) 厂（站）用电电源回路系统的断路器操作，厂用配电系统各断路器的操作。

4) 水电厂、泵站近区及厂区供、送电线路断路器的操作。

5) 全厂（站）公用辅助设备系统主要设备的操作。

6) 根据需要，考虑独立于现地 LCU 事故情况下的紧急操作。

2 应实现下列调整功能：

1) 全厂及机组的频率和有功功率、电压和无功功率的调整。

2) 主变压器有载调压开关分接头位置的调整。

3) 闸门开度的调整。

3 应实现下列状态(位置)监视功能:

- 1) 发电机组的工况—停机、发电、调相等。
- 2) 水泵的工况—停机、抽水等。
- 3) 闸门、阀门的位置。
- 4) 本条 1 款各断路器、隔离开关、接地开关的位置。
- 5) 主变压器有载调压开关分接头位置。
- 6) 厂用电电源及配电系统主要设备状态。
- 7) 大型水电工程直流电源系统主要设备状态。
- 8) 全厂(站)各主要公用辅助设备系统主要设备状态。
- 9) 设备事故、运行异常的故障报警信号。

4 应实现下列监测功能:

- 1) 水轮发电机组、水泵、闸门、变压器、线路、母线等设备的运行参数。
- 2) 全厂(站)总有功、无功功率。
- 3) 上游(水库)水位、水头及必要时的下游水位。
- 4) 厂用电及直流系统的主要参数。
- 5) 全厂(站)各主要公用辅助设备系统的主要运行参数(如气压、集水井水位等)。

5 应具备对水电厂各泄洪闸门以及必要时的冲沙闸门的监视控制功能,包括各闸门的开启、关闭;各泄洪闸门的集中成组控制;各泄洪闸门的开度及各冲沙闸门的位置监视等。

6 应实现视频监视系统动态画面的监视功能。

7 应实现全厂(站)通风空调系统的监视控制功能。

8 应实现火灾自动报警及消防联动控制系统功能。

4.3 自动控制

4.3.1 水电厂、泵站、水闸应能实现以下系统的自动化:

1 应能实现系统基础自动化:

- 1) 水轮发电机组、水泵及其附属设备系统的自动操作及

水力机械保护自动化。

- 2) 全厂（站）公用辅助设备系统的自动化。
- 3) 水轮发电机组频率、有功功率、电压和无功功率的自动调节。
- 4) 同步并网操作的自动化。
- 5) 泄洪设施操作的自动化。

2 应能实现全厂（站）综合系统自动化。

4.3.2 水轮发电机组、水泵及其附属设备系统自动化应满足下列基本要求：

1 应能在中控室、机旁实现水轮发电机组、水泵的启停机等工况转换的自动顺序操作，并能根据需要实现分步操作；水轮发电机组还应满足上级调度控制要求。

2 主设备运行不正常时应能自动报警，发生事故时应能自动停机、跳闸并发出事故信号。必要时，应能自动关闭水轮发电机组进水阀、快速闸门。

3 应能自动监测水力机械的主要运行参数。

4 各附属设备系统应能自动工作，保证系统运行在规定的正常参数范围以内；当系统运行不正常时，应能自动采取必要措施，并发出报警信号。

4.3.3 水电厂、泵站各公用辅助设备系统自动化应满足下列基本要求：

1 各辅助设备系统应能自动工作，保证系统运行在规定的正常参数范围以内。

2 系统运行出现不正常情况时，应能自动采取必要措施，并发出报警信号。

4.3.4 水电厂、泵站的基础自动化系统宜采用以计算机逻辑控制为基础的方案。各控制子系统应能独立工作。可采用网络通信方式与上一级控制系统相连。

4.3.5 水轮发电机组以自动准同步作为正常同步方式，手动准同步为备用同步方式，应装设非同步合闸闭锁装置。大型机组宜

每台机组装设一套自动准同步装置及手动准同步装置。

其他有可能作为同步点的线路、母线等回路中的断路器，可采用半自动准同步方式，必要时也可以手动准同步方式为备用。

4.3.6 水电厂、泵站应在单机和单系统自动化等基础自动化的基础上，根据工程的不同情况和具体要求，实现不同程度和要求的全厂（站）自动化：

1 全厂自动经济运行，应根据水电厂的不同情况实现下列功能：

- 1) 全厂机组有功功率的自动经济分配和成组控制以及机组运行的经济合理组合。
- 2) 根据电力系统调度自动化的要求，参与电力系统的自动发电控制和经济调度，承担电力系统的调频、调峰等任务。
- 3) 按照给定的日负荷曲线或按流量（水位）自动经济运行。
- 4) 全厂机组电压和无功功率的自动成组控制，参与电力系统的自动电压控制。

2 应实现全厂（站）主要机电设备和运行参数的安全监视功能。

3 应实现全厂（站）事件自动顺序记录功能。

4 应实现全厂（站）自动记录打印制表功能。

5 应实现其他方面的功能。

4.4 励磁系统

4.4.1 水轮发电机和同步电动机宜采用自并激晶闸管静止整流励磁系统。水轮发电机励磁系统应符合 GB/T 7409.3 及 DL/T 583 的规定。

同步电动机励磁系统应根据同步电动机的运行特性合理选择。

4.4.2 水轮发电机宜采用微机型励磁调节器。大中型水轮发电

机励磁调节器应具有独立的两个调节通道，每个通道应具备自动电压调节及无功功率闭环自动调节功能，两个调节通道互为备用；并应具有手动励磁电流闭环反馈调节功能。

同步电动机励磁调节器应根据同步电动机的运行特性合理选择。

4.4.3 晶闸管静止整流励磁系统的三相整流桥宜采用大功率晶闸管、不串接，应有一定的并联之路冗余。

4.4.4 励磁系统应装设可靠的快速自动灭磁装置。

4.4.5 若水轮发电机组采用电制动，励磁系统应能满足其有关技术要求。

4.5 计算机监控系统

4.5.1 水电厂、泵站计算机监控系统应能完成全厂（站）监视控制和自动化的任务。计算机监控系统应具备全厂、站自动化功能，全厂、站集中监视、操作和调整功能，机组工况转换及电气接线切换的自动顺序操作功能，统计分析、运行管理和指导功能，与上级调度自动化系统及电厂、站其他计算机系统（如水情自动测报系统等）的通信功能，安全防护功能和培训、自诊断功能等。

4.5.2 计算机监控系统采用开放式分层分布系统结构，其主要性能特征（软、硬件配置），应根据水电厂、泵站的数据库分布性能、开放程度、控制设备及其功能分布特性、网络特点、现地控制单元结构、对外通信方式等具体条件选定。

4.5.3 水电厂、泵站控制级应采用多机功能分布，并宜采用无主机系统。根据需要，也可增设系统内部的信息交换网络。

4.5.4 大型水电厂计算机监控系统的控制级主要设备（厂级服务器、操作员工作站等）应考虑适当冗余配置。

中型水电厂、泵站控制级可采用兼有厂级服务器与操作员工作站功能的双机系统，也可采用单独设置工程师工作站的计算机监控系统。

4.5.5 现地控制单元的结构应根据水电厂、泵站的具体条件和需要选定。

1 现地控制单元的基本结构可采用下列方式：

- 1) 以通用可编程序控制器为基础。
- 2) 以微机为基础、带智能 I/O 模块。

2 对可靠性有较高要求时，可考虑主 CPU、电源和网络接口的双重化冗余配置。

3 若条件可能，现地控制单元宜根据需要引出现场总线或采用带远程 I/O 和监控单元等，与有关系统设备相连。但重要的监控量应保留必要的硬布线 I/O 方式。

4 现地控制单元应能独立工作，并配置必要的人机联系设备。

4.5.6 水电厂、泵站控制级与现地控制单元的连接宜采用光纤网络，大型水电厂应冗余配置；中型水电厂、泵站可冗余配置。

4.5.7 水电厂与现地控制单元配套的常规监控设备应根据下列方式的不同选定：

1 现地控制单元退出工作时，不考虑主设备的运行。

2 现地控制单元退出工作时，考虑主设备仍能继续维持运行。

3 现地控制单元退出工作时，考虑主设备仍能继续维持运行，停机情况下的机组也能以手动简易方式主要通过调速器、励磁系统手动启动、并网。

4 任何方式下，均应考虑机组电气及水力机械保护直接（同时通知现地控制单元）动作停机跳闸，必要时应能自动关闭机组进水阀、快速闸门；并装设手动紧急停机、关闭机组进水阀、快速闸门等必要的常规监控设备。

4.6 继电保护及系统安全自动装置

4.6.1 水电厂、泵站各主要电气设备继电保护及系统安全自动装置的工程设计应符合 GB/T 14285 的规定。

4.6.2 继电保护宜采用微机型保护装置，也可采用其他类型的保护装置。

4.6.3 单机容量为 200MW 及以上发电机，应装设专用故障录波装置；单机容量为 100MW 及以上发电机，宜装设专用故障录波装置；且 2 台及 2 台以上机组可共用。

4.7 电测量及电能计量

4.7.1 水电厂、泵站机电设备的电测量和电能计量应符合有关标准规定；测量二次接线应符合 SL 438 的规定。

4.7.2 水电厂应根据电力系统电能量计费系统的需要装设电能计费终端。

4.8 二次接线

4.8.1 二次接线设计应能保证水电厂、泵站控制保护系统的安全运行及运行人员对全厂（站）设备监视控制的需要。二次接线设计应符合 SL 438 的规定。

4.8.2 应根据具体条件，采用操作安全闭锁措施，以防止误分、误合断路器；防止带负荷拉、合隔离开关；防止带电挂（合）接（地刀）地线；防止带地线（地刀）合断路器（隔离开关）以及误入有电间隔等造成人身伤亡、设备损坏事故的发生。

4.8.3 水电厂、泵站的声光报警功能应由计算机监控系统实现。在主、辅机电设备运行异常或事故时应能自动发出信号，以便及时通知运行人员检查处理。

1 设置表示故障严重程度性质不同（停机跳闸事故或运行异常）的音响报警；并能手动或自动复归。

2 设置表明故障设备及故障性质的画面和文字信息，并能自动保持和记录。

3 采用计算机监控系统的语音和短信报警。

4.8.4 在中央控制室应能紧急关闭进（出）水阀、快速闸门。在机旁屏应能操作紧急停机、应能操作关闭本机组进水阀、快速

闸门。

4.8.5 所有控制保护及二次接线回路的操作电源均应根据不同主设备的不同回路划分，分别通过各自的自动开关以及必要的小型刀闸或试验端子引出，以便故障的隔离和检查。

4.8.6 二次回路的自动开关以及断路器跳合闸回路、机组停机回路、进水阀关阀回路和快速闸门关闭回路等的完整性均应予以监视。对于完整性遭到破坏的回路应采用显示器画面显示和语音监视。

4.8.7 如无特殊要求，水电厂、泵站的控制、保护及二次接线回路宜按带电动作原理设计。

4.8.8 应采取必要的技术措施（包括设置必要的软、硬件闭锁条件），防止由于局部的控制保护设备故障、计算机死机、个别检测元件故障、模件损坏、电源消失和通信中断等原因，引发错误信号或在非正常条件下形成错误迂回回路，造成不必要的停机、跳闸、停泵等严重后果。

4.8.9 电流、电压互感器的选择应能满足电气测量、继电保护、自动装置等系统工作的需要。应采取必要的措施，避免或减少因电流互感器二次侧开路和电压互感器二次侧短路而带来的损失。

4.8.10 控制电缆的选择和布置应能满足控制、保护二次接线系统的实际需要。控制电缆应采用铜芯，其外敷层应根据敷设条件和屏蔽等要求选定。

4.8.11 应根据设备运行管理及设计工作的需要合理划分安装单位。各主要机电设备停运检修时，二次设备及其系统接线与运行设备间，应便于采取隔离措施。

4.8.12 计算机监控系统宜完整地采集、显示电量和非电量测量信息。

4.9 厂（站）用直流电源系统

4.9.1 为了连续可靠地供给控制、保护、二次接线系统，以及应急照明、起励、UPS等直流负荷的用电，水电厂、泵站应装

设以浮充电方式运行的蓄电池组为基础的直流电源系统。

4.9.2 直流电源系统宜选用阀控式密封铅酸蓄电池组。

4.9.3 直流电源系统的额定电压宜采用 220V，经技术经济论证后也可采用 110V。根据实际需要也可另设其他额定电压的直流电源系统。

4.9.4 单机容量 100MW 及以上、或出线电压为 220kV 及以上电压等级应装设两组蓄电池。特大型、多机组水电厂或其他情况应论证采用多组蓄电池分散供电的必要性和合理性。大型泵站经论证也可采用两组蓄电池。

4.9.5 直流控制电源系统应采用单母线分段接线。蓄电池组可不设端电池。每组蓄电池可装设一套充电装置及一套浮充电装置；220kV 及以上电压等级时，两组蓄电池应配 3 套充电装置。220kV 以下电压等级时，在采用高频开关电源充电浮充电设备的情况下，如条件成熟每组蓄电池可仅设一套浮充电及充电设备，但应考虑有必要的、可靠的冗余措施。

4.9.6 水电厂、泵站应装设直流电源系统自动监控装置。

4.9.7 水电厂、泵站蓄电池组的事故放电计算持续时间宜取 1h。若水电厂按无人值班设计、且远离生活区，放电时间可适当增加。

4.9.8 蓄电池容量至少应满足事故放电容量和最大冲击负荷容量。水电厂若有“黑启动”要求，直流电源系统容量应予以满足。

4.9.9 水电厂、泵站直流供电应采用辐射状供电方式。

4.10 火灾自动报警及联动控制系统

4.10.1 火灾自动报警及联动控制系统的设计应符合 GB 50116 和 SDJ 278 的规定。

4.10.2 水电厂、泵站宜利用中央控制室兼作消防控制室。

4.10.3 对于配有水喷雾灭火装置的主设备，当主设备发生火灾时，火灾报警控制装置应能送出灭火控制命令，分别引至全厂火灾报警控制系统和计算机监控系统。在启动消防设备喷水灭火

前，应动作于跳开主设备断路器（灭磁开关）、停机等。

4.11 视频监视系统

4.11.1 水电厂、泵站宜设置视频监视系统作为辅助集中监视手段，监视机组、开关站、泄洪闸等主要机电设备的运行，监视明敷压力管道、集水井、重要闸门及其他运行人员不易到达或观察的重要部位。监视点位置应根据生产运行、消防监控和必要的安全警卫等方面实际需要确定。

4.11.2 选用视频监视系统设备时，各配套设备的性能及技术要求应协调。

4.11.3 选用的视频监视系统设备应能满足工程现场设备所处的工作环境要求。

4.11.4 视频监视系统的图像宜采用数字化方式存储。

4.11.5 视频监视系统宜与火灾自动报警系统联动。

4.12 在线监测系统

4.12.1 在线监测系统应对水轮发电机组轴系的振动和摆度，蜗壳进口和尾水管的压力脉动，发电机转子、定子的空气间隙，发电机定子局部放电等进行监测。

4.12.2 在线监测系统应对监测的数据及各种特征进行相关分析及诊断，经接口设备与水电厂计算机监控系统通信。

5 通 信

5.1 生 产 管 理 通 信

5.1.1 生产管理通信应采用数字程控交换机。确定程控交换机的容量时，应考虑枢纽布置、装机容量、生产管理体制、生活区的规模和位置等因素。程控交换机的容量宜按调查用户数的120%~130%确定，并应考虑远期发展扩容的需要。

5.1.2 当工程生活基地距生产区较近时，生产管理通信宜兼顾生活区通信需求。

5.1.3 生产管理程控交换机对外通信的中继线型式和数量应根据实际需要与相关部门协商确定。

5.1.4 水利水电工程通信线路应参照电力或通信行业现行相关标准设计。

5.2 调 度 通 信

5.2.1 水利水电工程调度通信设计应根据工程的地位、调度管理运行方式和接入系统要求进行，并满足与主管部门、系统调度部门及相关部门之间各类信息迅速、准确、安全、可靠传输的需要。

5.2.2 水利水电工程调度通信应包括工程内部生产调度通信和工程至主管部门、调度部门之间的调度通信。

5.2.3 工程内部生产调度通信应选用程控式调度总机，调度总机的容量应根据工程规模、枢纽布置、机组（泵组）容量台数、运行管理方式等因素确定，调度总机应设置电话自动录音系统。

5.2.4 生产调度总机与调度部门程控交换机的连接宜采用全自动直拨呼入呼出中继方式，信令及接口型式应遵守所在系统的要求并符合国家相关标准规定。

5.2.5 水电厂电力系统调度通信方式应根据审定的接入系统设

计确定。

5.2.6 梯级水电厂及水电厂群至梯级（集中）调度中心应有 2 条相互独立的通信通道。

5.2.7 大型输水工程调度通信宜分级设置，主干电路应优先采用光纤通信。

5.2.8 泵站调度通信可参照一般水电厂要求，但备用通道可利用公用电话网。

5.2.9 水利系统防汛通信应符合水利部或流域机构的防汛要求，并满足与防汛主管部门之间各类信息迅速、准确传输的需要。

6 机电设备布置及对相关专业的要求

6.1 一般要求

- 6.1.1** 机电设备布置应根据工程规模、设备型式，生产、生活、管理及交通运输等要求，遵循安全、环保、实用、经济、节能和降耗的原则，并结合自然环境条件及总体布置特点，统筹规划。
- 6.1.2** 机电设备布置应能满足工程分期建设、初期投运及设备搬运、安装、运行、维护和检修等要求。
- 6.1.3** 机电设备布置应能满足防火、防爆、防潮、防淹、防尘、防虫、防腐、防电磁辐射、防振动和抗地震等特殊要求，并为工程有序建设、安全运行创造条件。
- 6.1.4** 工程区域内除主要生产设施外，还宜根据运行管理需要，设置必要的辅助生产、生活设施，如机械修配厂（间）、电气试验室、工具室、器材库、办公室和休息室等。
- 6.1.5** 大型水电厂专用的铁路、公路、桥梁及隧洞，应能满足机电设备大、重件的运输要求。
- 6.1.6** 电气设备布置应能满足现场交接验收试验时，对试验设备及引线布置、带电距离等各方面的要求。
- 6.1.7** 应采取有效的减震、降噪措施，使各类工作场所的噪声限制值满足 DL 5061 的规定。
- 6.1.8** 屋外布置的主变压器和高压配电装置场地的防洪标准，不应低于主厂房（主泵房）的防洪标准。
- 6.1.9** 中央控制室、计算机室、通信室的地面宜采用防静电地板、地砖或其他新型材料；其他机电设备各层（室、场所）的地面宜采用地砖、水磨石或其他建筑材料；发电机（电动机）风洞地面和壁面以及水轮机（水泵）室壁面应采用油漆护面。
- 6.1.10** 机电设备布置还应符合 GB 50260、SDJ 278 和 DL 5061 等的规定。

6.2 主 厂 房

6.2.1 水电厂主厂房机组段长度和宽度应根据机组尺寸（当进水阀布置在厂内时包括进水阀尺寸）和土建结构，并综合考虑安装、运行和检修等要求确定。端机组段长度还应满足厂房起重机吊运发电机转子、定子、进水阀及调速器油压装置等所需场地尺寸的要求，并考虑厂房端部空间的利用及公用设备合理布置的需要。

6.2.2 水电厂主厂房发电机层以上高度应根据下列条件确定：

1 悬式发电机转子连轴整体吊运，伞式发电机转子可与轴分开吊运。

2 立式水轮机转轮宜与轴整体吊运。

3 灯泡贯流式机组转子、定子、导水机构等的翻身与组件吊运。

4 主变压器在安装场卸车或跨越机组（对主变压器现场组装或检修，可采取适当措施满足吊装要求），不宜因此增加主厂房高度。

5 应满足机组大件组装（含转子现场组装）和轴流式水轮机转轮翻身等要求。

6 起重机吊运的部件与建筑物、设备之间的距离，垂直方向应不小于0.3m；水平方向应不小于0.4m；起重机顶部与厂房上部结构突出部分（如梁、吊顶或照明器等）之间的净距离应不小于0.3m；起重机端梁与厂房柱的最小距离应大于0.2m；与厂房端内壁之间的距离如不足0.6m时，每隔适当距离应设让车小室，并应考虑安装和检修起重机时所需的必要条件。

7 当安装场与发电机层地面不在同一高程时，安装场地面以上高度也应满足以上要求。

6.2.3 水电厂安装场面积应根据厂房型式、机组结构、安装进度以及一台机组扩大性检修等因素综合确定。并按表6.2.3所列的机组大件进行布置设计。

表 6.2.3 安装场放置的机组大件

机组机型	混流悬式 机组	混流伞式 机组	轴流悬式 机组	轴流伞式 机组	灯泡贯流式 机组	冲击式 机组
发电机转子	√	√	√	√	√	√
发电机上机架	√	√	√	√	—	√
水轮机转轮	√	√	√	√	√	√
水轮机顶盖	√	√	√	√	—	—
水轮机支持盖	—	—	√	√	—	—
推力轴承支架	—	√	—	√	—	—
水轮机内配水环	—	—	—	—	√	—
水轮机外配水环	—	—	—	—	√	—
灯泡式发电机定子	—	—	—	—	√	—
机壳	—	—	—	—	—	√
喷管	—	—	—	—	—	√

注：√表示应考虑放置的大件。

安装场内机组大件布置应考虑下列要求：

- 1 安装、检修工艺及大件起吊程序。
- 2 大件之间、大件与墙柱间的净距。
- 3 机电设备进安装场装卸及吊运要求。
- 4 充分利用机组段或其他场地布置大件，并考虑地面荷载承受能力。

5 当一个安装间面积不能满足上述要求时，可另设副安装场。

6.2.4 大型机组采用定子现场组装时，安装场面积可根据组装程序适当加大。

6.2.5 水电厂主厂房内机组段水力机械与电气设备宜分区、分层布置，避免互相干扰。

6.2.6 混流式水轮机转轮采用分瓣运输时，应考虑在安装场拼焊及加工；当转轮采用散件运输时，应考虑厂外预留专用的转轮

组焊、加工车间场地及道路。

6.2.7 水轮机室可设 1 个进人门，大型机组可设 2 个进人门。进人门的尺寸可按接力器及水轮机导轴承拆除检修的需要确定。门宽可为 1.2~2.0m；门高不宜小于 1.9m。

6.2.8 发电机风洞应设进人门，大型机组可设 2 个。进人门应向风洞外开，应采取封闭防火及防噪声措施。

6.2.9 泵房水力机械设备布置应满足设备运行、维护、安装和检修的要求，并做到安全、适用、经济、整齐和美观。

6.2.10 泵站主厂房机组段长度和宽度应根据泵组尺寸（当水泵进、出水阀布置在厂房内时还包括阀门尺寸）和土建结构，并综合考虑设备安装、运行和检修等要求确定。端部泵机组段长度除应满足厂房起重机吊运泵组设备、阀门设备等所需要的尺寸要求，并考虑端部空间其他设备的合理布置外，还应满足楼梯和交通道布置的要求。

6.2.11 立式泵组的机组段长度应取下列尺寸总和的大值：

1 电动机风道盖板外径与不小于 1.5m 宽的运行通道的尺寸总和。

2 进水流道最大宽度与相邻流道之间的闸墩厚度的尺寸总和。

3 当泵房分缝或需放置辅助设备时，可适当加大。

6.2.12 卧式泵组进水管中心线的距离应符合下列要求：

1 单列布置时，相邻泵组之间的净距应不小于 1.8~2.0m。

2 双列布置时，管道与相邻泵组之间的净距应不小于 1.2~1.5m。

3 就地检修的电动机应满足转子抽芯的要求。

4 应满足进水喇叭管布置、管道阀门布置及水工布置的要求。

6.2.13 泵站安装间长度应按下列要求确定：

1 立式泵组应满足 1 台泵组安装的要求。泵组检修应充分利用泵组间的空地。在安装间，除了放置电动机转子外，尚应留

有运输最重件的汽车进入泵房的场地，其长度可取 1.0~1.5 倍泵组段长度。

2 卧式泵组应满足设备进入泵房的要求，但不宜小于 5.0m。

6.2.14 主泵房宽度应按下列要求确定：

1 立式泵组泵房宽度应由电动机或风道最大尺寸、上下游侧设备布置（当水泵进、出水阀布置在厂房内包括阀门尺寸）及吊装、上下游侧运行维护通道所要求的尺寸确定。电动机层和水泵层的上、下游侧均应有运行维护通道，其净宽不宜小于 1.5m；当一侧布置有操作盘柜时，其净宽不宜小于 2.0m。水泵层的运行通道还应满足设备搬运的要求。

2 卧式泵组泵房宽度应根据水泵、阀门和所配置的其他管件尺寸，并满足设备安装、检修以及运行维护通道或交通道布置的要求确定。

6.2.15 主泵房电动机层以上净高应满足下列要求：

1 立式机组应满足水泵轴或电动机转子连轴的吊运要求。如果叶轮调节机构为机械操作，还应满足调节杆吊装的要求。

2 卧式机组应满足水泵或电动机整体吊运或从运输设备上整体装卸的要求。

3 起重机顶部与厂房上部结构突出部分（如梁、吊顶或照明器等）之间的净距离应不小于 0.3m。

6.2.16 主泵房吊运设备与固定物的距离应满足下列要求：

1 采用刚性吊具时，垂直方向应不小于 0.3m；采用柔性吊具时，垂直方向应不小于 0.5m。

2 水平方向应不小于 0.4m。

6.2.17 在大型卧式泵组的四周，宜设工作平台。平台通道宽度不宜小于 1.2m。

6.2.18 装有立式泵组的泵房，应有直通水泵层的吊物孔，其尺寸应能满足部件吊运要求。

6.2.19 在泵房的适当位置应预埋便于设备搬运或检修的挂环以及架设检修平台所需要的构件。

6.3 副 厂 房

6.3.1 副厂房的设置应根据工程总体规划并结合枢纽布置条件确定。地面厂房的副厂房可设在主厂房上、下游侧或任一端部；水电厂地下厂房的副厂房可分设在地下和地面，地下副厂房可布置在主厂房任一端或其他洞室内。

6.3.2 为改善水电厂地下厂房运行管理条件，应将辅助生产及管理等非直接生产性用房布置在地面副厂房内。除值班、值守人员及检修人员工作需要外，不宜在地下厂房内设置其他工作人员的办公用室。

6.3.3 副厂房内机械、电气设备宜按系统分区布置，应使相关设备联系紧密、布置合理，检修、运行、维护和试验方便。水电厂地下厂房的电气设备用室，应采取行之有效的防潮、防渗漏和排水措施。

6.4 主 变 压 器

6.4.1 地面厂房主变压器的布置宜靠近主厂房，其位置应考虑通风散热、高低压引线、消防、维护、检修、分期施工和泄洪水雾的影响等因素。当有多个位置方案可供选择时，宜经技术经济比较确定。

6.4.2 水电厂地下厂房主变压器的布置应根据枢纽布置和地质条件等，对主变压器地面或地下布置方案，经技术经济比较确定。如采用地下布置，还宜结合机变组合接线、主厂房的布置，对主变压器布置在与主厂房平行的洞室内或主厂房端部等进行方案综合比选。

6.4.3 主变压器的布置应考虑卸车、就位、检修、试验和运行维护等必要的通道、空间和搬运条件。检修设施和搬运通道与运行设备的安全净距应符合 SL 311 的规定。

6.4.4 根据场地条件，变压器冷却器可安装在变压器箱体上，也可在变压器附近集中布置。当油水冷却器与变压器分开布置在

同一室内时，其距离应在变压器水喷雾消防范围之内。

6.4.5 油浸式变压器应设置压力释放装置，其泄压面应避开运行巡视工作的部位，并应避免其动作后喷出的油雾危及人身和其他设备安全。

6.4.6 油浸式变压器布置在配电装置室上部时，变压器储油坑基础应采取防止油、水渗漏的结构。

6.4.7 布置在地下或坝体内的主变压器室，应为一级耐火等级，并应设置独立的事故通风系统。防火隔墙应封闭到顶，并采用甲级防火门或防火卷帘，且不应直接开向主厂房或正对进厂交通道。地下主变压器廊道应设有 2 个安全出口。

6.4.8 干式变压器布置可不设单独封闭的小间，但宜设防护等级不低于 IP2X 的金属防护外罩，且高、低压引线应封闭在防护外罩内不外露。应采取通风防潮措施。

6.4.9 现地检修的室内油浸式变压器，变压器室顶部应设置必要的安装、检修用吊钩或其他起吊设施。

6.5 高压配电装置

6.5.1 高压配电装置的布置型式，应根据工程总体布置及进、出线方式，因地制宜地考虑当地的环境条件及地形地貌，本着少占地、少开挖、少交叉、少转角和整齐美观的原则，经技术经济比较选定。

6.5.2 330~500kV 敞开式配电装置应采用中型布置。35kV 及以下宜采用成套配电装置屋内布置。66kV、110kV 或 220kV 敞开式配电装置，经论证合理，也可采用屋内布置。

6.5.3 屋外配电装置应布置在地质稳定的地域，避免受到高边坡滚石和泥石流等的危害。配电装置所傍山坡处应设挡墙、护坡及有效的排水设施。

6.5.4 屋外电气设备应考虑日照的影响，尤其应重视布置在厂坝间的高压配电装置受日照产生附加温升的影响，并应采取防止坝顶落物损坏设备的措施。

- 6.5.5** 支撑式单根铝管母线配电装置，在无冰无风情况下，母线的跨中挠度不宜超过母线跨距的 0.5%；分裂结构铝管母线挠度不宜超过母线跨距的 0.4%。地震烈度为 8 度及以上地震区，高压配电装置的铝管母线宜采用悬挂式。
- 6.5.6** 高压配电装置与主变压器之间的连接线走廊，应在选择高压配电装置位置时一并选定。应避免或减少架空线路交叉、初期投运时与施工的干扰和影响，避免线路跨越通航建筑物或水跃消能区。如需跨越，则应提高安全系数，并按大跨越的气象条件设计。
- 6.5.7** 高压配电装置与主变压器之间的架空连接线，其安全系数应不小于 3.5。
- 6.5.8** 布置在地下洞室的高压配电装置或主变压器，其高压侧引出线采用电缆或气体绝缘金属封闭线路（GIL），应经技术经济比较选定。
- 6.5.9** 当高压配电装置与主变压器之间的距离较近、电压等级较低时，可采用封闭母线、绝缘母线或电力电缆。
- 6.5.10** 屋外配电装置布置场地的设计坡度，应根据地形条件、设备布置、排水方式和道路纵向坡度确定，宜采用 0.5%~2%，局部最大坡度不宜大于 6%。
- 6.5.11** 分期建设的工程，配电装置场地土石方开挖，宜按最终主接线和布置在初期建设时一并完成。
- 6.5.12** 110kV 及以上屋外配电装置宜设置环形道路或具备回车条件的通道，其道路宽度宜为 3.5m，其转弯半径应满足运输车辆要求，最小应不小于 6m。
- 6.5.13** 屋外配电装置场内所有交通运输道宜用混凝土路面，也可采用沥青混凝土路面。横跨运输道的沟盖板应按最大可能的运输荷重设计。
- 6.5.14** 屋外配电装置地面凡有就地操作或检修要求的设备，应在其周围铺砌或浇捣混凝土地坪，其余部分宜培育天然草坪或人工植草和花卉。
- 6.5.15** 屋外配电装置构架、设备支架等构筑物应根据电压等

级、规模、施工和运行条件、制作水平、运输条件及当地的气象条件等选择合适的结构，其外型应做到相互协调，其耐久性应不低于设备的使用寿命。

6.5.16 330kV及以上构架，宜采用钢结构或钢管混凝土结构柱及三角形断面的格构式或箱式钢梁；220kV及以下构架，可采用钢筋混凝土预制件或预应力环形混凝土杆和金属件混合结构。所有金属架构均应经防腐处理。

6.5.17 高型布置的屋外配电装置构架上应设置维护和检修用的通道、平台、楼梯和必要的围栏。应采取防滑措施。

6.5.18 厂区外的屋外配电装置场地四周应设置2.2~2.5m高的围墙；厂区内的屋外配电装置四周应设置围栏，其高度应不小于1.5m。

6.5.19 长度大于7m的配电装置室，应有2个出口，并宜布置在配电装置室的两端；长度大于60m时，宜增添1个出口；当配电装置室有楼层时，1个出口可设在通往屋外楼梯的平台处。

6.5.20 屋外配电装置带电部分的上部或下部，不应有照明、通信和信号线路架空跨越或穿过；屋内配电装置裸露带电部分的上部不应有明敷的照明或动力线路跨越。

6.5.21 配电装置中相邻带电部分的额定电压不同时，应按高的额定电压确定其安全净距。

6.5.22 屋内（洞内）GIS配电装置应考虑安装、检修、起吊、运行巡视、现场试验及SF₆气体回收装置搬运所需的空间和通道，同时留有安装、检修场地和设置必要的设施，并应符合下列规定：

1 同一间隔内的GIS配电装置，应避免设备跨土建结构缝布置。

2 应满足一个间隔内的元件检修时不影响其他间隔的正常运行。

3 GIS两侧设置的安装检修和巡视通道，主通道宜布置在断路器侧，宽度应满足气体回收装置宽度和同时过人要求，不宜小于2.0m；巡视通道不宜小于1.2m。

4 GIS布置应满足最大运输单元在安装、检修时所需的起吊搬运空间要求；并应在室内一端设置安装场地，其长度宜取2~3个间隔宽度。

5 GIS配电装置室内应设通风装置，宜配置监测空气中SF₆气体的浓度检测仪。

6 洞内GIS配电装置应有防潮措施，不应有地下水渗漏，必要时应采用防潮隔墙和防水顶棚。

6.5.23 GIS配电装置室应设置起重设备，其起重量应满足安装或检修要求。

6.5.24 GIS配电装置室土建误差应符合下列规定：

1 混凝土分缝两侧产生的相对位移：水平向（横向和纵向）不应超过±10mm，垂直向不应超过±5mm。

2 累积至GIS设备安装标称面的误差：水平向（横向和纵向）为±8mm，垂直向为±8mm。

3 在100m长之内地平面的不平整度不应超过10mm。

4 GIS设备安装基础的地平面不平整度不应超过10mm。

6.5.25 高压配电装置布置的安全净距、配电装置对建筑物及构筑物的要求、防火及环境保护等，应符合SL 311及国家现行有关标准的规定。

6.6 中央控制室

6.6.1 地面厂房的中央控制室位置选择应符合下列规定：

1 应方便运行维护管理、便于分期过渡和节省电缆。应避免和/或减少振动、噪声和工频磁场等干扰的影响。

2 宜与发电机、电机层同一高程或略高。当中央控制室高于发电机、电机层时，两者之间的交通应便利。

3 对于将水电厂、泵站的中央控制室设于远方集控中心时，可在副厂房内设置过渡值班室。

4 当开关站、变电站与中央控制室相距较远时，线路、母线的继电保护装置宜布置在开关站、变电站内的继电保护室，其

环境条件应满足继电保护装置安全可靠运行的要求。

6.6.2 水电厂地下厂房的中央控制室位置选择应通过综合分析比较确定。当中央控制室设在地面时，应符合下列规定：

1 应布置在进厂交通方便处。

2 当开关站布置在地面时，中央控制室宜布置在开关站附近。

6.6.3 中央控制室内的布置应为值班人员提供良好舒适的工作环境，室内色彩协调，有良好的照明、采暖通风和空气调节设备及防噪声设施。设置在地面的中央控制室，应充分利用自然采光和通风，必要时应有防虫措施。

6.6.4 中央控制室的面积宜根据工程规模、装机台数、进出线数量、电气主接线等控制方式确定。当室内布置有控制台、模拟屏（大屏幕）时，宜为 $100\sim 150\text{m}^2$ ，净高宜为 $3.5\sim 4.0\text{m}$ ，并使宽高比例适宜。

6.6.5 布置上宜采取值班、参观互不影响的隔离措施。

6.6.6 中央控制室下的电缆夹层应根据需要设置。

6.7 其他用室

6.7.1 计算机室宜布置在中央控制室附近，其环境条件应符合国家现行有关标准的规定。

6.7.2 继电保护及辅助屏室与中央控制室宜相邻布置，也可采取布置在同一室内的方案。继电保护及辅助屏室下部宜设置电缆夹层。

6.7.3 宜设置专用的蓄电池室，当采用阀控式密封免维护蓄电池时应考虑室内通风。可将全部或部分直流屏布置在蓄电池附近，也可将直流屏布置在继电保护及辅助屏室内。

6.7.4 应设置专用的通信机房。

6.7.5 水电厂、泵站的继电保护屏、自动装置屏、测温装置屏宜布置在发电机层。励磁屏可布置在发电机层或母线层。10kV 及以下厂用电和厂区馈电线路的继电保护装置宜布置在相应的高压开关柜和低压配电屏内。

6.8 发电引水系统

6.8.1 水电厂发电引水系统水头损失不宜过大，并应满足机组调节保证、开机、并网及调整负荷等机组稳定运行的设计要求。引水系统不应由于其本身的原因造成机组并网时间过长、输出功率或转速摆动与机组发生共振等异常现象。

6.8.2 对压力引水系统，若水轮机不装设进水阀，在压力管道的进水口应设置快速闸门，快速闸门应能在动水中自动关闭。其关闭时间不应超过机组在最大飞逸转速下持续运行的允许时间。若水轮机装设进水阀，在压力管道上应设置检修闸门。

6.8.3 对于低水头单元引水系统，在流道的进水口宜设置事故闸门。

对轴流式机组，在进水口宜设置事故闸门，水轮机应装设具有备用压力油源的超速限制器或其他防飞逸设备。

对贯流式机组，事故闸门可设置在进水口，也可设置在尾水管出口，同时进水口应设置检修闸门。

6.8.4 拦污栅栅条间的净距应根据水轮机型式和相关流道尺寸，并考虑水中污物情况和拦污栅的淹没深度等条件确定。

6.8.5 对于寒冷地区有排除浮冰要求的水电厂，应设有排冰道或其他排冰措施。

6.8.6 对于多泥沙河流的水电厂，应在工程枢纽设计中采取适当的拦沙、沉沙和排沙设施，防止推移质进入水轮机，并减少过机悬移质含量。

6.9 泵站输水系统

6.9.1 泵站进、出水流道型式应根据泵站扬程、泵型和出水池水位变化幅度等因素，经技术经济比较确定。对于大型泵站，还应进行 CFD 数值仿真计算，并结合装置模型试验验证。

6.9.2 梯级泵站的输水系统应具有级间流量的调蓄能力，满足上、下级泵站流量匹配的要求。

6.9.3 拦污栅栅条净距：对于轴流泵，可取 $D_0/20$ ；对于混流泵和离心泵，可取 $D_0/30$ （其中， D_0 为水泵叶轮直径）。栅条最小净距不应小于 5cm。

6.9.4 输水系统应有合适的断流方式。

采用拍门或快速闸门断流的泵站，其出水侧应设事故闸门或经论证设检修闸门；采用真空破坏阀断流的泵站，可根据水位情况决定设防洪闸门或检修闸门，不设闸门应有充分论证。

6.9.5 拍门、快速闸门事故停泵闭门时间应能满足泵组保护要求。

6.9.6 轴流泵机组用快速闸门作为断流装置时，应有安全泄流设施。泄流设施可布置在门体，泄流孔的面积可根据机组安全启动要求计算确定。

6.9.7 自多泥沙水源取水的泵站，应在工程枢纽设计中采取适当的拦沙、沉沙和排沙设施，防止推移质泥沙进入水泵，并减少过泵悬移质泥沙含量。泵站输水系统应有防淤和清淤措施。

6.9.8 对于运行时水源有冰凌的泵站，应有防冰、导冰设施，防止浮冰通过水泵。设在严寒地区的闸门、拦污栅、拍门、虹吸断流的真空破坏阀及进排气阀等设备，应有防冻保温措施，防止设备结冰，动作失灵。

6.10 电 梯

6.10.1 符合下列条件之一的厂（站）宜设置电梯：

- 1 主、副厂房及配电装置室楼层高差超过 20m。
- 2 中央控制室与发电机层地面及开关站间高差超过 15m。
- 3 电缆或母线竖井高差超过 30m。
- 4 大坝上下交通需要。

6.10.2 电梯宜选用客货两用型，垂直布置，从底层端站至顶层端站的运行时间宜为 0.5~1min，吨位宜为 900~2000kg。

6.10.3 布置在地下厂房顶部的厂（站）中央控制室，当由中央控制室利用其他通道进厂极为不便时，中央控制室与地下厂房之间可结合其他需要在不同地点设置第二部电梯。

7 辅助设施

7.1 机械修配

7.1.1 机械修配厂的设置，应根据水电厂、泵站的管理模式、机电设备检修内容、水电厂在电力系统的作用、对外交通、外厂协作和加工条件等因素综合考虑，合理确定。

在条件具备的情况下，水电厂、泵站可不设机械修配厂，仅设简易修理间，以满足日常维护及小型修理的需要。

7.1.2 简易修理间的设备配置，宜只考虑机组小型易损部件的日常维护和修理的需要。机械修配厂的生产车间的设置，宜综合考虑安全生产、方便生产和节约占地面积等基本要求。

7.2 电气试验室

7.2.1 水电厂、泵站宜设置电气试验室。

7.2.2 电气试验仪器仪表设备的配置应结合水电厂、泵站的规模、永久设备的特点、管理模式以及地理位置等具体情况合理选定。

7.2.3 电气试验室宜包括高压试验、继电保护试验、自动装置试验、仪表试验和修理等几个部分。

7.2.4 水电厂、梯级水电厂、泵站及泵站群，宜设置中心电气试验室。与中心电气试验室不在同一地点的其他水电厂、泵站，可配置少量常用的、搬运比较困难的一般性仪器仪表设备，并保留必要的试验用房。

标准用词说明

标准用词	在特殊情况下的等效表述	要求严格程度
应	有必要、要求、要、只有……才允许	要 求
不应	不允许、不许可、不要	
宜	推荐、建议	推 荐
不宜	不推荐、不建议	
可	允许、许可、准许	允 许
不必	不需要、不要求	

中华人民共和国水利行业标准

水利水电工程机电设计技术规范

SL 511—2011

条 文 说 明

目 次

1	总则	71
2	水力机械	72
3	电气一次	93
4	电气二次	111
5	通信	117
6	机电设备布置及对相关专业的要求	119
7	辅助设施	132

1 总 则

1.0.1 修订条文。明确本标准的编制目的。

1.0.2 修订条文。将原规范中“机组容量为 10~300MW、主输电电压 500kV 及以下的新建或扩建水力发电厂的水力机械和电气设计”的适用范围修订为：“大中型水力发电厂（不含抽水蓄能电站）、泵站、水闸等水利水电工程的水力机械、电气一次、电气二次和通信设计”。根据《水利水电工程等级划分及洪水标准》（SL 252）的有关规定。大型水力发电厂是指：装机容量在 1200MW 及以上为大（1）型；装机容量在 300~1200MW 之间为大（2）型。中型水力发电厂的界定容量为 50~300MW 之间。大型泵站是指：装机流量在 $200\text{m}^3/\text{s}$ 及以上，装机功率在 30MW 及以上为大（1）型；装机流量在 $50\sim 200\text{m}^3/\text{s}$ 之间，装机功率在 10~30MW 之间为大（2）型。中型泵站的界定条件为：装机流量在 $10\sim 50\text{m}^3/\text{s}$ 之间，装机功率在 1~10MW 之间。大型水闸是指：过闸流量不小于 $5000\text{m}^3/\text{s}$ 为大（1）型；过闸流量在 $1000\sim 5000\text{m}^3/\text{s}$ 之间为大（2）型。中型水闸的界定条件为：过闸流量在 $100\sim 1000\text{m}^3/\text{s}$ 之间。

1.0.3 原规范第 1.0.3~1.0.5 条综合修订条文。明确机电设计原则。

1.0.4 新增条文。

1.0.5 原规范第 1.0.6 条修订条文。

2 水力机械

2.1 水轮机选择

2.1.1 新增条文。水轮机型式及适用水头范围见表 1。

表 1 水轮机型式及适用水头范围

水轮机型式			适用水头范围 (m)
按能量转换方式划分	按水流流向划分	按结构特征划分	
反击式	贯流式	灯泡式	3~30
		轴伸式	
	轴流式	定桨式	3~80
		转桨式	
	斜流式	—	40~120
混流式	—	30~700	
冲击式	射流式	水斗式	300~1700

当水电厂的水头段有两种以上机型可供选择时，应从技术特性 (D_1 、 n_r 、 η 、 H_s)、经济指标 (机组设备及起重设备造价、厂房土建工程量及其估价、多年平均发电量)、运行可靠性 (包括水轮机运行的水力稳定性、设备使用的成熟可靠程度)，以及设计制造经验、制造难度等方面，经技术经济比较后选定。

对于最大水头为 20m 及以下的径流式水电厂，根据国内外的水电工程实践和运行经验，贯流式水轮机已显示出其优良的经济合理性和技术可行性，故推荐优先选用贯流式。

对于最大水头超过 20m 的电站也可选用贯流式水轮机，但需经充分技术经济论证后确定。

对于水头变幅较大 ($H_{\max}/H_{\min} > 1.8$) 的 70m 水头段的大型水电厂，水轮机型式选择时主要考虑水轮机运行的水力稳定性要求，优先推荐选用具有双重调节性能的轴流转桨式水轮机。

2.1.2 原规范第 2.1.1 条修订条文。增加了单机容量和机组台数选择应考虑的因素。

设计选择的单机容量和机组台数要满足电力系统运行安全、可靠、调度灵活的要求和电力系统对水电厂在汛期和非汛期运行输出功率的要求。

单机容量的选择要充分考虑下游供水、航运、灌溉和生态保护等方面的最小流量要求。

地处高寒地区的水电厂，要分析冬季库区和河道冰情的严重程度以及冰情对水轮机出力的影响。

在技术经济比较时，主要考虑枢纽布置条件、机组设备制造能力、对外交通运输条件、水库的调节性能、调度运行方式、水头和流量特性，以及机组的运行方式和大修要求等因素。在考虑上述因素的基础上，拟定不同的单机容量方案，分别计算机电设备、土建费用及电量，进行经济比较。推荐选用单机容量较大、机组台数较少（但不少于 2 台）的设计方案。

对于多泥沙河流的水电厂，机组台数选择时要研究和预测水电厂投入运行后的过机含沙量、颗粒级配和莫氏硬度大于 5 的泥沙含量，以及机组大修周期要求。对过机含沙量较大的水电厂，要采取综合性的治理措施。

对于梯级水电厂，设计选用单机容量时，还要考虑梯级水电厂之间衔接的要求。

2.1.3 新增条文。本条强调了应注意最大水头与额定水头比值较大的大型混流式水轮机在高水头区域稳定运行的范围要求。为了在较高水头和较大负荷运行时，增大水轮机稳定运行范围，可设置水轮机最大输出功率。

国内外一些大型水电厂，如大古力Ⅲ、依泰普、古里Ⅱ、萨扬—舒申斯克、龙羊峡、二滩、万家寨、三峡左岸等水电厂的水轮机均设有两级输出功率，即额定功率和最大功率。

2.1.4 原规范第 2.1.2 条修订条文。规定了水轮机额定水头选择的原则。水轮机额定水头 H_r 的选择：

(1) 合理选择额定水头直接关系到机组的稳定运行性能和电站发电效益。考虑到我国各电力系统的工作内容不断扩大,受阻出力多为汛期季节性电能,在既考虑到减少受阻出力又不过分强调受阻出力,兼顾水轮机稳定的要求,对于中、高水头水轮机的额定水头宜在加权平均水头 0.95~1 倍的范围内选取。此外,最大净水头与额定水头的比值也可作为选择额定水头的参考。统计资料表明: H_{\max}/H_r 的值,国外有 85% 的电站小于 1.15;国内有 75% 的电站小于 1.15。这些机组运行情况都基本良好。

(2) 对于径流式水电厂,水轮机水头主要取决于水电厂的下泄流量及其相应的下游尾水位。水轮机额定水头应按水电厂发足装机容量时运行净水头选定。选择额定水头时应计入额定工况下水轮机流道的全部水头损失,并留有适量的裕度。对于贯流式水轮机,在预可行性研究和可行性研究阶段,流道的水头损失可暂按 0.3~0.5m 估算。

2.1.5 原规范第 2.1.3 条修订条文。规定了水轮机比转速选择的原则。水轮机比转速的选择:

1 比转速是评价水轮机技术经济综合特性的一项重要指标。它综合反映水轮机的能量、空化和水力稳定性等特性,也反映不同国家、地区、不同年代的水轮机的试验、设计、制造水平。从国内外水轮机的科研、设计、制造和运行等方面的有关资料看,比转速有提高的趋势,并在一定的条件下和某些水头范围内取得了较好的经济效益。但是,比转速又与水力稳定性、空化特性、能量特性、泥沙磨蚀及材料强度等因素相关,并非越高越好,而是有一个比较合理的比转速水平。初选水轮机比转速时,一般根据由统计得出的比转速与水头间的关系选取。

2 对用于多泥沙河流、运行水头变幅较大或高海拔地区的水轮机,为减轻水轮机的磨蚀程度,使水轮机具有良好的水力稳定性和空化特性,一般选用较低水平的比转速。

2.1.6 新增条文。水轮机额定转速的选择:

当水轮机有两种及以上同步转速可供选择时,需从水力稳定

性、加权平均效率、年平均发电量、机电设备造价，以及厂房土建工程量等方面经技术经济比较后选定。对于大型机组，额定转速为发电机常规同步转速时，注意与发电机槽电流的合理取值和冷却方式相匹配；额定转速为发电机非常规同步转速时，注意发电机电磁设计的合理性并应与制造厂商定。

2.1.7 新增条文。水轮机吸出高度的选择：

1 反击式水轮机的吸出高度按照各特征水头 H_{\max} 、 H_d 、 H_r 下的额定出力和 H_{\min} 下的导叶满开度工况及其相应的电站空化系数 σ_p 分别进行计算。必要时还需要核算水电厂在特征水头下经常出现的单机部分负荷运行工况的吸出高度。

水电厂所在地的海拔对水轮机吸出高度的影响仍按 $(10 - \nabla/900)$ 计算。即一般情况下，水电厂海拔在 3000m 及以下时，每升高 900m，其大气压力降低 1m 水柱。对于海拔 3000m 以上的水电厂，为安全和留有裕度，也可按 $\nabla/900$ 比值计算。

2 K_s 值可依据水电厂的运行水质条件、水轮机模型空化系数的确定方法（采用的模型临界空化系数是国家标准规定的 σ_1 、 σ_0 或合同规定的其他方法）、水轮机工作水头和材质分别选取：

(1) 若模型临界空化系数采用 σ_0 （效率开始下降时），对于清水条件下运行的水轮机， $K_s \geq 1.1$ 。

(2) 若模型临界空化系数采用 σ_1 （效率下降 1% 时），对于清水条件下运行的水轮机， $K_s \geq 1.5$ 。

(3) 若采用模型初生空化系数 σ_i ，对于清水条件下运行的水轮机， $K_s > 1.0$ 。

(4) 对于多泥沙水流条件下运行的水轮机， K_s 应根据泥沙含量、中值粒径、颗粒硬度等因素进一步加大。

2.1.8 原规范第 2.1.4 条修订条文。规定了水轮机安装高程选择的原则。水轮机安装高程的选择：

(1) 设计尾水位可按水轮机过流量选取。当装有 1~2 台机组时，设计尾水位一般采用 1 台水轮机 50% 额定流量所对应的下游尾水位；当装有 3~6 台机组时，设计尾水位一般采用 1~2

台机组额定流量或按水电厂接近保证出力运行所对应的下游尾水位；当装有 6 台以上机组时，设计尾水位一般采用 2~3 台机组额定流量或按水电厂接近保证出力运行所对应的下游尾水位。对于径流式水电厂，一般按水电厂最小下泄流量选取。

(2) 对于梯级水电厂，其下游尾水位不仅受本电厂下泄发电流量的影响，而且主要由下游梯级电站的运行水位所决定。因此，一般先选取下游梯级电站运行中出现几率最高的运行低水位，再计入按本电厂接近保证出力运行所对应的下游尾水位作为选定水轮机安装高程的设计尾水位。

(3) 对于有通航要求的水电厂，当按上述 (1)、(2) 选择的设计尾水位小于最小通航流量所对应下游尾水位时，按最小通航流量所在地对应下游尾水位作为选定水轮机安装高程的设计尾水位。

(4) 除冲击式水轮机外，设计选定的水轮机安装高程还需满足水轮机在各种运行工况下，其尾水管出口上沿的最小淹没深度不小于 0.5m 的要求。

(5) 根据规划或水工专业提供的水电厂尾水管（或尾水隧洞）出口的尾水水位、流量关系曲线确定水轮机安装高程。特别注意具有较长尾水管（或尾水隧洞）的水电厂对确定水轮机安装高程的影响。

2.1.9 原规范第 2.1.5 条修订条文。增加了冲击式水轮机飞逸转速的选择。导叶最大可能开度是指被导叶限位块或其他限位装置所限定的导叶最大开度。

本条文所说的“特殊要求”，主要是指招标引进或出口机组，或国内制造的大型轴流转桨式和灯泡贯流式水轮机，可按协联关系破坏的情况计算最大飞逸转速。

2.1.10 新增条文。选择水轮机时应研究采用水轮机科技发展的最新成就。例如，高水头段选用长短叶转轮，可改善水轮机的水力稳定性和空化特性；中、高水头段的混流式水轮机选用高尾水管（尾水管高度与转轮直径的比值 $h/D_1=3.0\sim 3.2$ ），能提高水

轮机的水力稳定性。

对于设计所采用的各水头段的水轮机新转轮需取得模型试验资料，根据工程规模的大小，选择是否进行模型验收试验。对于引进的水轮机或大型水轮机要进行模型验收试验。

2.1.11 原规范第 2.1.6 条修订条文。增加了考虑水轮机抗空蚀或抗泥沙磨蚀的因素。水轮机抗空蚀或抗泥沙磨蚀的结构设计技术措施，主要是在转轮、顶盖、底环、导叶及尾水管锥管进口段等通流部件表面容易产生空蚀或泥沙磨蚀的部位，分别实施等离子喷涂、敷焊抗泥沙磨蚀或抗空蚀的硬质金属涂层、金属材料，或喷涂抗泥沙磨蚀的非金属涂层，或装设可更换的超高分子聚乙烯抗磨板等。

水轮机转轮上的空蚀或磨蚀部位，可参照清水条件下观测到的模型空化试验或含沙水流条件下测试到的泥沙磨损模型试验，或同水头段同类型水轮机在水电站实际运行中显示的空蚀或磨蚀部位确定。

对于高水头混流式水轮机，为便于检修，可采用“中拆”或“下拆”的结构布置型式。

2.1.12 原规范第 2.1.7 条修订条文。增加了取得制造厂提供的技术资料。水轮机模型综合特性曲线除应标示各种工况下的效率、空化系数和相应的导叶/桨叶开度外，还应标示水轮机的无涡流区、尾水管涡带区（包括涡带稳定区和涡带摆动区）、叶道涡流区以及叶片进水边正、负压面空化区和叶片出水边空化区，并应画出涡带脉动压力相对值的等值曲线。

为对水轮机调节保证进行精确计算，应要求制造厂提供水轮机在各种开度下的单位转速 n_{11} 与相应的单位流量 Q_{11} 在较大试验范围内的特性曲线 [包括飞逸条件下的 $Q_{11R} = f(n_{11R})$ 包络线]。

2.1.13 原规范第 2.1.9 条修订条文。增加了特殊要求。为满足水电厂厂房布置、水轮机设备布置或其他方面的要求，确需修改尾水管的总高度、出口扩散段的平面偏转角度或上翘角度，或增加中间隔墩个数、尺寸等，需与制造厂协商确定。如修改较大，

可能影响尾水管性能（尤其是水力稳定性）时，一般通过水轮机模型试验（包括模型对比试验）确定。

2.1.14 原规范第 2.1.10 条修订条文。增加了肘管的平均流速。混流式和轴流式水轮机尾水管的锥管段应设有金属里衬，其钢板厚度不宜小于 16mm。混流式水轮机尾水管的锥管段上段一般采用不锈钢材料。

2.2 水泵选择

2.2.1 新增条文。

(1) 水泵选型最基本的要求是满足泵站设计流量和设计扬程及整个运行范围内各种工况的供、排水要求。

(2) 在平均扬程时，水泵应在高效区运行；在整个运行扬程范围内，水泵应能安全、稳定运行，并有较高的平均效率。

(3) 排涝泵站的利用率较低，在排涝季节，又要求在最短时间内排除积水，所以水泵选型时应与一般泵站有所区别，强调在电机额定功率限额内以最大流量运行，尽量缩短排涝时间，减少洪灾损失。

(4) 要求水泵具有良好的水力性能和汽蚀性能，在长期运行中，泵站效率较高，能量消耗少，运行费用低，设备故障率低，维护和管理方便。所以，宜优先选用技术成熟、性能先进、高效节能的产品。当现有产品不能满足设计要求时，可设计新的水泵泵型。新设计的水泵应进行泵段模型试验，低扬程水泵还应进行装置模型试验，经验收合格后方可采用。

2.2.2 新增条文。

主泵台数选择与很多因素有关，要根据供水或排水可靠性高、投资省、运行费用低及调度灵活的原则，并结合泵站的具体条件，合理选定。

在技术经济比较时，主要考虑泵站的工程任务和规模、运行方式及运行时间；泵站进、出水池特征水位及调节特性；枢纽布置条件及对外交通运输条件；设备制造能力以及泵站是否有双向

抽排要求等因素，拟定不同的台数方案，进行综合技术经济比较。选定的工作泵台数一般不少于3台。

对于梯级泵站，泵组的台数选择需满足梯级泵站间输水量的匹配要求。主泵台数包括工作泵和备用泵，但不包括流量调节泵。

2.2.3 新增条文。为了保证泵组正常检修或发生事故时泵站仍能满足设计流量的要求，设置一定数量的备用泵组是必要的。对于重要的城市供水泵站，备用泵组应适当增加。对于灌溉泵站，备用泵组台数可适当减少。在设置备用泵组时，一般不采用容量备用，而采用台数备用。

2.2.4 新增条文。水泵装置模型验收试验是指包括进、出水流道在内的水力模型试验。一般水泵厂提供水泵性能参数和特性曲线仅为泵段的性能资料，泵站设计时需重新配置进、出水流道和进行装置性能模型试验，以获取必要的设计依据。如受时间和经济条件限制，不可能对水力流道进行优化试验，则可采用计算机数值模拟计算与装置模型试验相结合的办法。首先，应用计算机数值模拟计算对水泵进、出水流道形状的有关参数进行优化选择，预测过流部件的水流特性和能量损失。在计算优化比选的基础上，再进行水泵装置的模型试验，验证计算初选方案的泵站装置效率是否达到设计要求，最后选定最佳流道型线。

2.2.5 新增条文。

1 当有两种及以上转速可供选择时，应从水力稳定性、效率和汽蚀性能、抗泥沙磨损性能、设备年运行费、设备造价和土建工程量等方面进行技术经济比较后选定。一般情况下，多采用水泵和电动机直接传动，水泵的转速是依电动机的额定转速而定。为此，在选择电动机时，不仅要满足水泵轴功率要求，而且还要尽量使电动机和水泵的转速一致。

2 对于扬程变幅或流量变幅较大的泵站，采用调速技术应综合考虑各方面的因素，经技术经济比较后确定。在技术经济比较时，需研究分析或计算的内容有：水泵工作方式、调速水泵的设置台数、调速范围、流量调节范围、水泵的轴功率、水泵、电

动机及泵站效率变化范围、调速装置设备投资、年运行费、年节电费、静态投资的回收年限、调速设备的运行可靠性和易维修性等。

水泵的变速调节一般只宜降速使用。水泵转速降低，其流量相应减少。如果此时泵站扬程变化不大，当流量小于设计流量的20%时，会引起大量的内部环流，水力损失增大，效果降低，所以变速范围要视泵站扬程变化情况而定，扬程变化范围越大，转速变化范围越大，但要力求保持水泵变速前后的水力相似关系，使变速后的水泵仍能处于高效区运行。所以，变速范围以0~30%为宜，最大不超过50%。

水泵若作增速运行，必须验算电动机是否过载，水泵安装高程是否满足要求，同时要验算水泵结构强度和振动等，防止电动机过载，水压升高，泵组振动，甚至损坏设备。

2.2.6 新增条文。

1 为保证配套电动机在水泵的运行范围内不超载，应分别计算最大扬程、设计扬程、平均扬程和最小扬程的轴功率，取其最大者作为最大轴功率。

2 水泵轴功率基本计算见式(1)：

$$P = \frac{r_{\text{沙}} QH}{102\eta} \quad (1)$$

式中 P ——水泵最大轴功率，kW；

$r_{\text{沙}}$ ——最大含沙量时水的容重， N/m^3 ；

Q ——水泵最大轴功率时的过流量， m^3/s ；

H ——水泵最大轴功率时的扬程，m；

η ——水泵最大轴功率时的效率，%。

在含沙介质中工作的低比转速水泵，随着含沙量的增大，水泵流量随之减少，故水泵轴功率无明显的变化。高比转速水泵，含沙量对水泵轴功率则有明显影响。由于水泵严重磨蚀引起容积效率降低，又由于虹吸式出水流道漏气引起扬程增加，水泵有可能出现超载现象，这是不正常的运行状态，在计算最大轴功率时

可酌情考虑。

2.2.7 新增条文。

1 为了避免水泵汽蚀和振动的发生，在进水池最低运行水位时，水泵的安装高程应能满足不同工况下水泵的允许吸上真空高度 H_s 或必需汽蚀余量 NPSH 的要求。

2 水泵安装高程合理与否，影响到水泵的使用寿命和运行的稳定性，所以大型水泵的安装高程的确定需要详细论证。室内试验证明，含沙量达 $5\sim 10\text{kg}/\text{m}^3$ 时，水泵的允许吸上真空高度降低 $0.5\sim 0.8\text{m}$ ；含沙量达 $100\text{kg}/\text{m}^3$ 时，允许吸上真空高度降低 $1.2\sim 2.6\text{m}$ ；含沙量达 $200\text{kg}/\text{m}^3$ 时，允许吸上真空高度降低 $2.75\sim 3.15\text{m}$ 。所以，水泵安装高程应根据水源的含沙量进行修正。

2.2.8 新增条文。并联运行水泵台数越多，水泵扬程变化范围越大，对水泵的流量和允许吸上真空高度的影响越明显。所以，需校核单台水泵运行的工作点，检查是否出现超载，汽蚀和效率是否偏低等情况。

2.2.9 新增条文。在含沙介质中工作的水泵，由于大量泥沙颗粒的存在，使叶轮内的流速场和压力场发生畸变。因为泥沙颗粒的质量和惯性力与水质点的质量和惯性力有明显差异，泥沙颗粒的运动轨迹会偏离水质点的流线。含沙量较大时，将使水泵的效率、流量和扬程下降，汽蚀性能恶化，在汽蚀和泥沙磨蚀共同作用下，加速水泵的损坏，缩短使用寿命。所以，应考虑抗泥沙磨蚀措施。抗泥沙磨蚀措施主要有以下几项内容：

(1) 选择水力性能和汽蚀性能好并适合在含沙介质中工作的模型转轮。

(2) 正确选择水泵比转速，适当降低过泵水流的相对流速和圆周速度，减轻过流部件的磨蚀程度。适当降低泵组的安装高程，改善汽蚀性能。

(3) 过流部件的材质应选用抗磨材料。

(4) 水泵的结构应便于检修和更换易磨蚀部件。

2.2.10 新增条文。

(1) 梯级泵站上下级间流量应有良好匹配，不应有弃水或频繁开、停机等现象。

(2) 水泵的变速调节方式有机械调速、鼠笼型异步电动机变频调速、绕线式电动机转差功率反馈调速和变频调速等。选择调速方式时应考虑调速范围的要求、调速设备的可靠性和运行的灵活性、设备投资省和节能效果显著等因素。

2.3 进、出水阀选择

2.3.1 新增条文。

1 对于由一根压力输水总管分岔供给几台水轮机流量的水电站，为保证每台机组能分流发电、停机检修和事故时断水保护，在每台水轮机蜗壳前应装设进水阀。当输水系统设有上游调压井，并在调压井内分岔供给几台水轮机流量时，应在每台水轮机蜗壳前装设进水阀，同时在调压井内分别装设快速闸门，经技术经济比较后选定。

2 压力管道较短的单元输水系统，多数为坝后式水电站，其进水口已设有快速闸门作为机组事故保护，故在水轮机蜗壳前可不设置进水阀。多泥沙河流水电站，在水轮机蜗壳前装设进水阀或在水轮机流道上装设圆筒阀，可减轻含沙水流在停机状态下对水轮机导叶的磨蚀，并减小导叶漏水量。对于压力管道较长或年利用小时较短的中、高水头单元输水系统，在水轮机蜗壳前装设进水阀或在水轮机流道上装设圆筒阀，有利于减小水轮机导叶漏水量。但在水轮机蜗壳前装设进水阀或在水轮机流道上装设圆筒阀需要增加投资，另外筒形阀的制造、安装和运行经验目前还较少，因此应进行技术经济比较论证。

3 对于径流式或河床式水电站的低水头单元输水系统，如采用灯泡贯流式或轴流式水轮机，调速器设有可靠的防飞逸保护设施，则在引水系统的进水口或尾水管出口可仅装设事故闸门（有的灯泡贯流式水轮机流道的进口或尾水管出口只装设检修门）。

2.3.2~2.3.6 新增条文。

2.4 水轮机控制系统及调节保证

2.4.1、2.4.2 新增条文。

2.4.3 新增条文。

(1) 用公式的方法进行调节保证计算不够准确，而且难以优选导叶关闭规律，目前尚无合适的公式能进行多种工况相互转换的调节保证计算，为此规定采用计算机仿真计算作为调节保证计算的主要手段。

(2) 担负调频任务的水电厂或机组容量较大、当输水系统的水流加速时间常数较大 ($T_w \geq 2s$)、机组加速时间常数小 ($T_w/T_a \geq 0.4$)，以及当机组容量占电力系统工作总容量的比重较大时，有必要对调速器参数整定范围和调节系统的稳定性进行分析计算。

(3) 轴流式机组及贯流式机组水流惯性矩占机组惯性矩的比重比较大（有的可达机组总惯性矩的 30%），为此进行调节保证计算时宜计入其影响。

2.4.4 新增条文。

2.4.5 新增条文。

(1) 蜗壳允许的最大压力升高率保证值最终应由技术经济比较确定，本条按各档水头范围所规定的数值是国内水电厂设计中所通常采用的且为实践所证实较为合理的数值。

(2) 上述压力升高率是指由于导叶关闭所造成的蜗壳最大压力升高率，没有包括蜗壳压力脉动值，最终的保证值应考虑计算误差和压力脉动等因素，并留有适当的裕度。

2.4.6~2.4.8 新增条文。

2.5 泵站水力过渡过程

2.5.1~2.5.6 新增条文。

2.5.7 新增条文。用于输水系统管路排气、补气的空气阀及通

气孔要有足够的面积。

2.5.8 新增条文。针对低扬程轴流泵常出现的抬机现象，应研究防止抬机的相关措施：正确选择水泵的额定转速；改进机械传动式叶轮调节机构；叶片的最小运行角度不宜过小；设置反推力装置等。

2.6 主厂房起重机

2.6.1 原规范第 2.3.1 条修订条文。增加卸货、安装和检修要求。主厂房起重机的型式主要取决于厂房结构。封闭式屋顶的厂房几乎都采用桥式起重机，露天或活动屋顶厂房通常采用门式或半门式起重机。

单小车和双小车桥式起重机各有优缺点，故本条并列推荐使用。

当选用单小车桥式起重机时，副钩荷载应考虑需要翻身的最重部件要求。

2.6.2 原规范第 2.3.2 条保留条文。主厂房起重机的台数应根据技术经济比较确定，当机组台数为 4 台以上时，一般选用 2 台起重机或采用 1 台主起重机，另装 1 台起重量小的副起重机，这样可以提高机动性，可以加快安装、检修进度。

对于露天或活动屋顶厂房，厂内应设置专用起重机（其起重量不小于设备最重部件的 1/3）。

2.6.3~2.6.5 新增条文。

2.7 输水系统辅助设备

2.7.1 新增条文。任何型式的水泵都要求叶轮在一定淹没深度下才能正常启动。如果用降低安装高程方法来实现水泵正常启动不经济，则应设置真空、充水系统。虹吸式出水流道设置真空系统，目的在于缩短虹吸形成时间，减少机组启动力矩。如果经过分析论证，在不预抽真空情况下机组能顺利启动，也可不设真空充水系统，但形成虹吸的时间不能超过 5min。

2.7.2 新增条文。

2.7.3 新增条文。最大空气容积是虹吸式出水流道内水位由出口最低水位升至驼峰底部 0.2~0.3m 时所需排除的空气体积，即驼峰两侧水位上升的容积加上驼峰部分形成负压后排除的空气容积。

利用运行机组驼峰负压作为待启动机组抽真空时，首先要核算运行机组的抽气量。抽气时间不宜大于 10~20min。利用驼峰负压抽气期间，运行机组的扬程增大，轴功率增加，这种抽气方式是否经济尚需详细分析。

2.7.4 新增条文。中、高扬程离心主泵初次启动运行时，若输水管路呈空管状态，则主水泵在远低于设计扬程的区域运行时，存在严重振动、噪音及电动机功率超载等问题，运行很不稳定。为了避免主水泵在极低扬程下运行，需选用辅助充水泵，向泵站输水系统充水。待充水高度达到主水泵设计扬程 2/3 或接近主水泵最低扬程后，停止充水，主水泵可以启动运行。辅助充水泵宜设 2 台，不设备用。充水时间根据泵站具体情况确定。辅助充水泵主要用于输水系统初次充水或检修后充水。如果能利用天然来水充水，可以不设辅助充水泵。

2.8 技术供水、排水系统及消防供水

2.8.1 原规范第 2.4.1 条修订条文。增加水泵电动机组各轴承冷却器冷却水。技术供水的冷却用水包括：水轮发电机组和水泵电动机组各轴承冷却器冷却水；水轮发电机和水泵电动机空气冷却器冷却水；水冷式变压器油冷却器冷却水；水冷式空气压缩机冷却水；油压装置集油箱冷却器冷却水；推力轴承冷却器冷却水。润滑用水包括：水轮机导轴承的润滑水；水轮机主轴密封润滑水；水泵轴密封润滑水等。

水电厂和泵站的自动化要求越来越高，技术供水系统应能满足全厂自动化操作的要求。

2.8.2 原规范第 2.4.6 条修订条文。增加对水量、水压、水质

和水温的要求。技术供水系统应有可靠的备用水源。常用的备用形式有：①对单元自流（或自流减压）供水系统，可设联络总管，起互为备用作用，当主厂房距坝前较近时，可用坝前取水作备用；②对坝前取水的自流（或自流减压）集中供水方式，可用压力钢管取水作备用。

技术供水的水质和水温对用水部件的安全和运行效果有影响。因不同河流不同地区的水质和水温不相同，因此不宜规定一个统一的标准。应根据具体情况确定合理的水质和水温，作为用水设备设计和制造的依据。

2.8.3 原规范第 2.4.3 条修订条文。增加了水电厂技术供水方式的选择范围和泵站技术供水方式。

在水电厂技术供水方式中，自流供水是一种较为简单而可靠的供水方式。但当水电厂水头很低，自流供水不能满足压力和流量要求，或水头较高，用自流减压供水不经济时，宜采用水泵供水。条件合适的水电厂，经充分的技术经济比较论证，也可采用其他供水方式。

2.8.4 原规范第 2.4.4 条保留条文。为防止减压装置失灵或射流泵供水管路故障，导致上游高压水直接作用到用水部件而损坏设备，故本条规定“应装设安全泄压装置”，一般情况下是装设安全阀（泄压阀）。

2.8.5 原规范第 2.4.8 条修订条文。增加初期发电和地下厂房从尾水管取水。水库工作深度较大（通常指水位变化超过 30m）的水电厂，自水库取水的取水口分层布置可根据库水位的变化，取得较好水质和水温的冷却水，并应满足初期发电运行的要求。

2.8.6 原规范第 2.4.8 条保留条文。技术供水系统取水口拦污栅的净距离一般为 30~40mm，取水口拦污栅净过流面积应大于取水管路截面积。与水库相通的管路应考虑第一道阀门的检修措施，有条件的水电厂可设置两道阀门，第一道阀门一般选用不锈钢阀门。

2.8.7 原规范第 2.4.10 条修订条文。增加泵站和地下厂房

内容。

2.8.8 新增条文。检修排水由尾水管通过管路与水泵直接相连接的称为直接排水，检修排水由尾水管通过排水管路到集水井再由水泵排出厂外的排水方式称为间接排水。选用直接排水方式时，连通各台机组尾水管的排水管直径应满足水泵排水量的要求，主要是考虑管路中的流速和水头损失及水泵的安装位置应满足水泵的允许吸程。

“选用间接排水方式时，检修集水井的有效容积应满足1台排水泵10~15min的排水量”，避免水泵频繁启动。

“对于地下厂房或尾水位较高的水电厂宜采用直接排水方式”，防止水淹厂房。当采用间接排水方式时，水泵泵底座高程一般高于最高尾水位，若不能满足，集水井井口和进人孔等应设计成密封承压式，集水井排气管上应装设自动排气阀。

2.8.9 原规范第2.4.11条保留条文。机组检修排水时间一般取4~6h，多年的实践经验表明，大多数水电厂均能满足要求，对于大型水电厂排水时间可适当延长。机组检修排水泵的扬程一般按1台机组检修，其他机组满负荷运行的下游尾水位考虑，同时应考虑电站在电力系统中的运行方式，对在汛期有检修任务的电站应按汛期尾水位选择水泵扬程。机组检修排水泵兼做厂房渗漏排水泵事故备用的电站，排水泵扬程可按下游最高尾水位校核。机组检修排水泵按同时运行考虑，不设备用泵。尾水管内积水排空后，当选用两台水泵时，按1台泵运行排除上、下游闸门的漏水，所以每台泵的排水量均应大于上、下游闸门的总漏水量。

2.8.10 新增条文。渗漏排水系统应安全可靠，能自动操作，两台以上的排水泵不宜合用一根排水管。为了厂房的安全，厂区排水不宜引入厂房渗漏排水系统。

2.8.11 新增条文。厂房的渗漏水量主要是由地质、水工专业预估提出的，为了提高渗漏排水系统的可靠性，应按30~60min厂内总排水量确定，有条件时宜适当加大集水井有效容积。

2.8.12 新增条文。渗漏排水工作泵的流量应按集水井有效容

积、渗漏水量和排水时间确定，排水时间取 20~30min。备用泵流量应与工作泵流量相等，对于地下厂房的水电厂、汛期尾水位较高且渗漏水量较大的水电厂可加大备用泵的流量，或选用多台备用排水泵。

排水系统应有可靠的防止水淹厂房的措施，以及水淹厂房的应急安全措施。

2.8.13 新增条文。应把厂内最低处积水排除，且报警水位应低于最低层地面至少 0.5m。

2.8.14 原规范第 2.4.14 条保留条文。寒冷地区排水管出口设在冻层以下，以保证正常排水。

2.8.15 原规范第 2.4.16 条保留条文。对于泥沙含量较多的水电厂、泵站，渗漏集水井、检修集水井一般设置用于冲淤的供水或供气管路，全厂一般设置一套公用的移动式清污泵。

2.8.16 新增条文。水电厂和泵站的消防供水一般与技术供水系统分开。

根据水电厂水头范围，按不同设备对消防水压的要求，消防供水可采用自流供水、水泵供水或混合供水方式，消防供水方式应经技术经济比较选定。

在有条件的水电厂推荐设置消防水池，以使水压稳定和水源可靠。

2.8.17、2.8.18 新增条文。

2.9 压缩空气系统

2.9.1 原规范第 2.5.1 条保留条文。本条主要是划分压缩空气系统的供气范围，主要指水电厂水轮发电机组和泵站水泵电动机组等在安装、运行和检修过程中，需要使用压缩空气或利用压缩空气所贮备的压能作为操作能源的各种可能情况。对于距厂房较远的大坝等地方的检修和吹扫用气，一般设置移动空压机。用于机组消除压力脉动的强迫补气系统，因用气量很大，应进行技术经济论证。配电装置和空气断路器操作用压缩空气，因空气断路

器属过时产品，已被真空断路器、SF₆断路器所取代，所以本标准将配电装置和空气断路器操作不列入用气项目。

2.9.2 新增条文。压力等级的划分与压力容器的压力等级划分相同。水电厂内低压空气系统常用工作压力为 0.1~1.6MPa，中压空气系统常用工作压力为 1.6~10MPa。

2.9.3 原规范第 2.5.1 条保留条文。空压机的生产率、贮气罐的容积、供气管路等均会影响供气量和供气压力，系统设计时应综合考虑。压缩空气系统各用气设备需要的空气量，除机组检修用气和防冰吹气外，应由设备制造厂提供用气量数据。

2.9.4 新增条文。大型水电厂低压空气系统中检修、调相等供气与制动供气一般分别设置。当采用综合供气系统时，检修供气与制动供气的贮气罐应分别设置，并在管路上装设止回阀，防止制动供气贮气罐内的压缩空气流向检修供气贮气罐。

从安全及供气质量方面考虑，中压空气系统中，不宜用低压空气系统的压缩空气向中压贮气罐预充气。贮气罐上应设置安全阀，减压阀后应设置安全阀，安全阀的排放量应满足《钢制压力容器》(GB 150)的有关要求。

制动供气系统应设有备用空压机或具有备用气源，保证供气的可靠性，气罐可不考虑备用。调相压水和检修供气系统可按空压机同时运行设计。

2.9.5 原规范第 2.5.2 条保留条文。同时制动的机组耗气量与同时停机台数有关。当电气主接线为扩大单元时，一般按两台机组可能同时停机考虑。对于多台机组和多回出线的水电厂，应做具体分析，按可能发生的最大事故来确定同时停机台数。根据一些大、中型水电厂的运行经验，恢复贮气罐工作压力的时间取 10~15min，可满足运行要求。统计资料表明，已建水电站的制动供气系统贮气罐偏大，制动前后贮气罐允许压力下降按 0.2MPa 选取较为合适。

为了保证机组在事故或正常条件下安全停机所需的制动耗气量及最低允许制动压力，应设置专用的贮气罐及专用的供气管

路，与检修供气、调相供气管路分开设置。

2.9.6 原规范第 2.5.3 条保留条文。水轮发电机组调相运行能否压水成功，关键在于设计选用的空气压缩设备和供气管路是否能供给一台机组首次压水过程的耗气量。压水后贮气罐内所需的剩余压力值，按压水至规定的下限水位时转轮室内可能最大压力加上供气管路的阻力损失值确定，供气管路阻力损失值可按 0.1MPa 左右估算。

2.9.7 原规范第 2.5.3 条保留条文。用于机组调相压水的空气压缩机生产率一般按 1 台机组首次压水后 15~45min 恢复贮气罐工作压力确定。对机组台数多、且操作较频繁的水电厂，可取较短的时间；对机组台数少、操作不频繁的水电厂，可取较长时间。

2.9.8 原规范第 2.5.5 条保留条文。油压装置首次充气时间，全部空气压缩机投入运行在 2~4h 内将 1 台机组压力油罐内的标准空气容积的气压充气到额定工作压力，油压装置容积大的水电厂充气时间可按上限选取。贮气罐容积宜按压力油罐内油面上升 150~250mm 时所需的补气量确定。

2.9.9 新增条文。室内空气压缩机和储气罐宜集中布置在专用房间，并采取减振和隔音措施。室外贮气罐应布置在环境温度变化较小的阴凉处。寒冷地区环境气温低于 -10℃ 时，室内、室外贮气罐应采取防冻保温措施或降压运行，可参照 GB 150 中的有关条文执行。

2.9.10 新增条文。由于海拔对大气压力有影响，故在选择空气压缩机时应考虑海拔的影响。

2.10 油系统

2.10.1 原规范第 2.6.1 条修订条文。增加不设置绝缘油的条件。水电厂的透平油系统和绝缘油系统应分别设置，两系统的油处理设备（如油泵、压力滤油机、真空滤油机等）一般分开设置。交通条件好的水电厂可不设绝缘油系统。

2.10.2 原规范第 2.6.2 条修订条文。增加贯流式机组用油。透平油罐和绝缘油罐的容积和数量设置原则是必须满足运行贮油、设备检修换油和油净化等要求。机电设备运行过程中，由于油的挥发、取样、净化运行油等的损失、设备漏油以及轴承甩油等原因需要添加油，备用油量与设备的类型、结构以及油系统的维护质量等因素有关，因此规定透平油（或绝缘油）油罐的总容积均按最大 1 台机组（或主变压器）总用油量的 110% 确定。

灯泡贯流式机组的轴承润滑油重力油箱容积应按油泵故障时，机组仍能安全连续运行 5~10min 的用油量确定，有条件时宜按上限选取，这对安全运行有利。重力油箱形成的油压不宜小于 0.2MPa，或按设备制造厂的要求确定。

2.10.3 原规范第 2.6.5 条保留条文。透平油和绝缘油是两种不同性质的油，不能混合，为了方便运行管理，应按两个独立系统分开设置。水电厂油化验设备一般按简化分析配置。废油再生装置投资大、占地多，油再生处理后的质量也不好，且水电厂废油量不多，故水电厂不宜设置废油再生装置。

2.10.4 新增条文。油罐室和油处理室布置在厂房内或厂房外均可，为了满足消防要求，大型水电厂或有地下厂房的水电厂，油罐室一般优先考虑布置在厂房外。

油罐室和油处理室的面积除应满足正常运行要求的通道外，还应满足消防和通风的要求。压力滤油机用的滤纸烘箱应布置在专设的小间内。油罐室和油处理室的废油、废水的排放不应对环境造成污染。

2.10.5 原规范第 2.6.4 条修订条文。对油化验设备和中间油罐、添油罐提出了要求。梯级水电厂（或水电厂群），为了便于油务管理，减少重复建设，可设置中心油务所。中心油务所一般按下属各分厂中用油量最大的一台机组（或变压器）的油量配置设备。油化验设备可按全分析化验项目配置。

各分厂可只设能满足运行用的小容积中间油罐和添油罐，油净化设备和油化验设备可不设置或简化设置。

2.10.6 新增条文。由于环保要求油系统不应污染环境，有条件可设置污油处理设备。设备的选择和布置应根据水电厂的具体情况确定。

2.11 水电厂水力监测系统

2.11.1 原规范第 2.7.1 条修订条文。

水力监测系统的监测项目设置和检测仪表选型要满足水轮发电机组安全、可靠、经济运行及自动控制和试验测量的要求。

水力监测仪表（即非电量自动化仪表）除能运行可靠、信号显示和传输准确外，其型号规格和技术参数还要满足与水电厂计算机监控系统接口相匹配的要求。

“试验测量”是指水轮机现场试验和现场验收试验的测量。其中尤其要考虑水轮机流量测量的精确度要求，以便标定水轮机流量计。

对于当前机组运行确实需要而仪表设备尚不成熟的水力监测项目，一般设计和预埋好测量管路及有关埋件，并留有余地。

2.11.2 原规范第 2.7.2 条修订条文。测量仪表改为测量项目。

2.11.3 新增条文。本条规定水电厂宜设置的选择性测量项目。

选择性项目是为了满足水电厂现场试验和验收试验、水电厂“无人值班”（少人值守）的要求所增加的测量项目。不同的水电厂情况不同，应根据水电厂在电力系统的作用、水轮机的型式、机组的运行要求以及单机容量等因素合理选定。

2.12 泵站水力监测系统

2.12.1~2.12.3 新增条文。

3 电气一次

3.1 水电厂(站)接入电力系统

3.1.1 新增条文。原规范在本节中共提出4条(第3.1.1~3.1.4条)关于水电厂接入电力系统设计的条文,规定了水电厂接入电力系统规划设计的依据、原则、要求及应重点考虑的问题等。但由于近年来,水利水电工程接入电力系统设计已全部由电力设计院或供电部门负责,上述规定已没有实际意义,故对原规范条文均予删除。

为保证水利水电工程电气设计的顺利进行,并根据以往的工程经验,本条列出了水电厂和泵站等本体设计与接入电力系统设计密切相关的一些主要项目内容,各工程可根据不同设计阶段与工程类型,确定具体要索取资料的项目内容,向业主或接入电力系统设计单位进行索取,以确保工程的电气设计符合电力系统要求。

3.1.2 新增条文。由于水电厂枢纽布置的特点和受地质、地形等条件的限制,并根据一些工程的经验,本条特别强调指出:“如接入系统设计要求在水电厂设置并联电抗器、主变压器中性点电抗器以及装设提高系统稳定的设施等,工程设计单位应提请工程业主或建设管理单位向相关部门索取专题论证报告。”

3.2 电气主接线

3.2.1 原规范第3.2.1条、第3.2.2条综合修订条文。本条依据近年来的工程经验和设计理念,提出了水电厂电气主接线设计的依据、原则和应考虑的因素。并删除了原规范第3.2.2条中不切合实际的规定内容。

3.2.2 新增条文。近年来,可靠性计算技术得到了一定发展,且逐步由定性转向定量分析。我国大多数大型水电厂的电气主接

线虽然都进行了可靠性计算和相关的分析论证，但是目前计算方法不够统一，尚缺乏符合我国实际、较为完整的、系统的可靠性指标统计数据 and 便于操作的可靠性判据，仍属处于探索和逐步总结经验的阶段。所以，尚不能硬性做出更明确具体的规定，也不宜对所有大、中型水电厂的电气主接线提出计算要求，故本条提出：装机容量 1200MW 及以上的大型水电厂 [大 (1) 型工程] 一般进行可靠性计算，而且计算成果只供评估，不作为决策的依据。

3.2.3 新增条文。依据近年来的工程经验和设计理念，提出了泵站、水闸等电气主接线设计的依据、原则和应考虑的因素。

3.2.4 新增条文。

3.2.5 原规范第 3.2.3 条修订条文。本条根据电力系统的有关规定，补充了发电机与主变压器组合 (简称发变组) 最大容量应不大于所在系统的事故备用容量的规定 (即发变组最大容量应不大于系统装机容量的 8%~10%)。

原规范条文只将单元与扩大单元作为基本比较方案，而对联合单元倾向于有条件的采用，这与近年来的实际发展变化情况不符。近年来，随着我国电力系统容量的逐步增大，不少单机容量较大、机组台数又较多的水电厂多数采用了联合单元接线且运行良好，因此不应加以限制。对于扩大单元接线，随着变压器设计制造水平的不断提高，制造容量的不断增大，发电机断路器价格水平的不断下降，扩大单元的组合容量将会不断增大，其接线的应用也将会受到青睐。扩大单元与联合单元比较，具有投资省、变压器数量少、占地面积小等突出优点，特别适合于单机容量适中、装机台数较多的水电厂。所以，无论采用何种接线都应根据工程的具体情况，因地制宜地对单元、扩大单元和联合单元三种发变组合进行技术经济比较，以选取最佳的发变组合方案。

根据中型水电厂装机容量的界定条件 (50~300MW) 和《大中型水轮发电机基本技术条件》(SL 321) 中关于水轮发电机最小容量为 25MW 的适用范围规定，原规范条文中“装机容量较小、机组台数不多的水电厂，在断路器开断电流允许的情况

下，发电机电压侧也可采用单母线或单母线分段的接线”的规定已不适用，故予删除。

3.2.6 原规范第 3.2.4 条修订条文。规定全厂只装设一组扩大单元的允许条件。取消原规范条文 4 款，其他予以保留。因本标准 3.2.5 条已规定了发电机与主变压器最大组合容量应不大于所在系统的事故备用容量。

3.2.7、3.2.8 原规范第 3.2.5 条修订条文。将原规范条文中宜装设发电机断路器和必须装设发电机断路器的条件规定拆分为 2 条。3.2.7 条规定了单元接线时宜装设发电机断路器的 2 个条件，即保留了原规范条文中 1 款“需要倒送厂用电”和 2 款中“开、停机频繁的调峰水电厂”，并将 3 款归至应装设发电机断路器的 3.2.8 条。3.2.8 条规定了应装设发电机断路器的 4 种情况。修订后条文与原规范条文相比，显然是放宽了装设发电机断路器的条件。众所周知，水电厂装设发电机断路器，具有提高系统的安全性、减小发电机和变压器事故范围、简化厂用电切换及同期操作、提高运行可靠性、方便调试和维护等突出优点。原规范条文之所以尽量限制在单元回路装设发电机断路器，主要是受当时的经济条件和设备水平所限。近年来，随着国民经济和电力工业的迅猛发展，如何提高系统的安全稳定性将越来越得到重视，而发电机断路器制造质量和技术的不断进步，品种规格的不断增多，价格水平的不断降低又为水电厂装设发电机断路器创造了条件。实际上，近年来兴建的单元接线的水电厂多数装设了发电机断路器。

3.2.9 原规范第 3.2.6~3.2.8 条综合修订条文。将原规范的 3 条合并为 1 条修订。修订的原则是除 35~66kV 外，其他电压等级的接线均按敞开式与 GIS 配电装置两种型式分别作出规定。

1 对于 35~66kV 配电装置，删除了原规范条文中“当出线在 6 回及以上、且断路器又无条件停电检修时，可设置旁路设施”的规定。因随着系统容量的不断增大，该出线电压等级水电厂的重要性相对较差，出线断路器停电检修不应成为选择接线的

制约条件。因此，为尽量简化接线和布置，不宜采用旁路设施。

2 对于 110~220kV 配电装置，分别按敞开式与 GIS 两种情况作出规定。敞开式配电装置的接线型式及装设专用旁路断路器的出线回路数条件等基本沿用了原条文，并补充规定了采用 3/2 断路器接线或 4/3 断路器接线的回路数条件。由于 GIS 配电装置设备可靠性较敞开式电器高、检修周期长，并根据国内采用 GIS 配电装置的经验，故其接线应予简化且不应设置旁路母线。另据国内水电厂采用 GIS 配电装置的统计表明，尚无采用带旁路母线接线的先例。

3 对于 330~500kV 配电装置，取消了原规范条文对 330~500kV 配电装置可靠性的硬性要求。如不论水电厂的规模大小及重要性如何，一律按“当发生任何故障时（包括任一断路器检修时）切断的容量，不宜超过全厂总容量的 1/2”的要求，既不合理也不切合实际。而应根据接入电力系统设计以及稳定性、可靠性、灵活性和经济性等的原则要求，并结合工程的具体条件和实际情况灵活确定。

4 由于变压器一线路组接线具有接线简单，设备最少，配电装置占地面积小等优点，故本款提出短时停电不会产生大量弃水的水电厂可采用该接线型式。

5 除了规定可采用的各种接线方案外，还补充规定了可适当简化主接线的几种情况。

3.2.10~3.2.12 新增条文。系参照《泵站设计规范》（GB/T 50265）中的相关内容提出。

3.2.13 原规范第 3.2.17 条修订条文。由于近年来电力系统的规划设计已全部由电力设计院或供电部门负责，原条文规定已不现实，故改为应按电力系统设计单位提供的系统短路电流资料计算。

3.3 水轮发电机

3.3.1 原规范第 3.2.9 条、第 3.2.11 条综合修订条文。明确水轮

发电机主要参数、结构型式等的选择依据和基本原则。

3.3.2 原规范第 3.2.10 条修订条文。根据国内外一些水电站的设计和运行经验，若水轮机由于水电站的水头变幅较大而额定水头又选择较低；或当水库调节性能较差而为减少汛期弃水等原因设置了最大功率，则与之配套的发电机亦应设置相应的最大容量。例如：依泰普、古里 II、二滩、小浪底、三峡、锦屏一级、瀑布沟、五强溪、水口等水电站的水轮发电机组均设置了最大容量。

发电机最大容量设置通常有两种方式。一是加大发电机的视在容量，使最大容量时绕组允许温升不超过额定容量的温升限值；如三峡水电站发电机的额定容量为 778MVA，最大容量设置为 840MVA；五强溪水电站发电机的额定容量为 267MVA，最大容量设置为 280MVA。二是发电机发最大容量时，绕组允许温升可稍高于额定容量时的允许温升，并同时设置 2 个功率因数，最大容量时的功率因数可适当高于额定功率因数。如水口水电站发电机的额定容量为 222MVA，额定功率因数为 0.9，最大容量为 242MVA，最大容量时的功率因数为 0.95；二滩水电站发电机的额定容量为 612MVA，额定功率因数为 0.9，最大容量为 642MVA，最大容量时的功率因数为 0.95，最大容量时温升限值均比额定容量时的温升限值高 5K。至于最大容量设置采用哪种方式，各工程可根据自身条件确定。由于水轮发电机组轴系等机械强度的设计是按发电机功率因数等于 1 的条件确定的，亦即在发电机额定功率与最大功率之间原本已具有一定的容量储备，故设置最大容量所增加造价并不多。

另需指出，并不是所有水电站的发电机都需设置最大容量，而是应根据水轮机的运行特性要求确定。

3.3.3 新增条文。发电机额定转速的选择不但要适应水轮机的额定转速及参数匹配，同时还要考虑到发电机的额定电压、定子绕组的并联支路数、槽电流以及发电机的冷却方式等设计制造的经济合理性和可行性。为了两者兼顾，往往需对几种可能的额定

转速进行技术经济综合分析比较，以使得发电机的额定转速既满足水轮机的主要性能参数要求，又能使发电机电磁设计参数选择合理，以减少发电机的设计制造难度，提高电站经济效益。故本条强调要进行综合技术经济比较后确定。

3.3.4 新增条文。发电机额定电压是一个综合性参数，它对发电机的技术经济指标会产生较大影响，它与发电机自身的额定容量、额定转速、冷却方式、槽电流、定子绕组的并联支路数和发电机回路的短路电流以及发电机电压配电装置的选择密切相关。在发电机额定容量、额定转速一定的前提下，通过降低或提高额定电压，可以使得发电机槽电流的选择更为合理，电机材料的利用更为充分，技术经济性能指标更优，发电机电压配电装置的选择更为经济适用。故本条强调要按《水轮发电机基本技术条件》(GB/T 7894)规定的电压等级进行综合技术经济比较后确定。

3.3.5 新增条文。本条1~4款引自GB/T 7894中的相关内容。

根据GB/T 7894和SL 321中关于对水轮发电机组容量的界定范围(25MVA及以上)，目前灯泡式水轮发电机的容量系列多数不属于大、中型，故本条第5款依据《灯泡式水轮发电机基本技术条件》(JB/T 7071—2005)的有关规定，仅给出了额定容量25MVA及以上的灯泡式水轮发电机功率因数。

3.3.6 新增条文。本条提出水轮发电机主要电气参数选择的依据和需要重点考虑的因素。

3.3.7 新增条文。本条系参照GB/T 7894和SL 321的有关条款提出。

大型水轮发电机的冷却方式是发电机设计制造的重大问题，它与厂房机电设备的布置、制造厂家的设计制造经验等方面密切相关，应予高度重视。水轮发电机的冷却通常有三种方式，即全空冷、半水冷和蒸发冷却三种。所谓全空冷，系指定子绕组、定子铁芯和转子绕组均为空气冷却；半水冷系指定子绕组采用水冷，定子铁芯和转子绕组采用空气冷却；蒸发冷却系指利用其低沸点液体沸腾吸收汽化潜热对定子线棒冷却，定子铁芯和转子绕

组均为空气冷却。三种冷却方式中，全空冷和半水冷技术较成熟，特别是全空冷方式，具有结构简单、运行可靠、维护方便，能有效地减少水电厂的二次运行费用等突出优点，所以目前大容量水轮发电机绝大部分采用了全空冷方式。尤其龙滩、三峡右岸等电站 700MW 级全空冷发电机的成功投运，扩大了全空冷的应用范围。蒸发冷却是我国自主研发的一种新型冷却技术，与半水冷相比具有一定优越性，目前仅李家峡等极少数水电厂得以采用，虽运行情况较好，但历时较短，尚处于试验应用阶段，仍需科研、设计、制造和运行的全面总结和鉴定。因此，本条规定水轮发电机的冷却应优先采用全空冷方式，只有在发电机的槽电流、热负荷和铁芯高度等难以满足采用全空冷方式时，才可考虑采用后两种方式，即介质直接冷却（半水冷或蒸发冷却）方式。

3.3.8 新增条文。由于电气制动具有制动力矩大，不存在制动块磨损快及污染发电机定子绕组问题，可以在任何转速下投入，并大大缩短停机时间，以保护推力轴承避免长时间的干摩擦等优点，所以近年来，随着电气设备制造水平、质量的不断提高和电气制动技术应用的不断成熟，越来越多的水电厂在机械制动的基础上设置了电气制动，并采用电气与机械联合制动的方式，即在较高转速（通常为额定转速的 50%）下先投电气制动，再在较低转速（通常为额定转速的 5%~10%）下投机械制动，其效果较为理想，故推荐采用。

3.3.9 新增条文。大容量水轮发电机中性点有两种接地方式：一种是经消弧线圈接地；另一种是经单相接地变压器接地的高电阻接地方式。早期投运的水电厂，由于受系统事故备用容量小的制约和传统设计理念的影响，发电机中性点均是采用经消弧线圈接地方式。近年来，随着我国电力工业的飞速发展，电力系统装机容量在不断增大，事故备用容量已允许有故障的机组立即停机。因此，在借鉴国外发电机中性点接地技术的同时，为实现当发生单相接地时，能不带时限立即停机，避免因单相接地故障发展成多相事故，确保水电厂主机设备的安全，延长机组使用寿命

和检修周期，大型水电厂的发电机中性点普遍采用了经单相接地变压器接地的高电阻接地方式。另外，GB/T 7894 和《水力发电厂过电压保护和绝缘配合设计技术导则》（DL/T 5090）等标准对此亦有相应规定，故推荐之。

3.4 电动机

3.4.1 新增条文。电动机选择的基本要求。

3.4.2 新增条文。泵站主电动机选择的原则要求。

1 GB/T 50265 从无功补偿的角度，规定了主电动机单机额定功率在 630kW 及以上时，宜选用同步电动机。但近年来，随着补偿电容器技术的不断进步，为异步电动机采用就地补偿创造了条件，使得异步电动机在泵站中应用的单机功率范围得以不断增大。实际上，已有许多单机额定功率 1000kW 及以上的泵站采用了异步电动机。故本款提出应经技术经济比较，而不再以电动机功率作为界定选择同步或异步电动机的条件。

2、3 系参照 GB/T 50265 的有关内容提出。

4 由于工程的特殊性要求，有些大型泵站的电动机与水泵系通过齿轮箱相连，电动机的额定转速与水泵的额定转速并非直接匹配，故本款提出两者“宜……匹配”。

5 当泵站机组需变速运行时，推荐采用变频调速装置。

3.4.3~3.4.5 新增条文。系参照 GB/T 50265 的有关内容，提出了泵站主电动机启动的原则要求、启动方式选择及启动电压校验的计算条件。

3.5 主变压器

3.5.1 新增条文。主变压器及其绝缘类型选择的基本原则和要求。

近年来，电力变压器技术进步较快，超高压、特大容量的油浸式变压器和节能化、小型化、低噪声、高阻抗和防爆型的 SF₆ 气体绝缘变压器等是目前变压器发展的两个主要趋势。前者主要

用于大型电力工程，后者主要用于中、小型供配电系统。油浸式变压器属传统设备，技术成熟，价格低廉，故应作为水利水电工程尤其是大型水电厂的首选。

SF₆气体绝缘变压器是国内近几年刚刚问世的一种不燃型产品，与油浸式变压器相比，具有体积小、布置灵活、无储油柜、不燃烧、不爆炸、耐高温、安全可靠、安装维护方便、占地面积小等特点，特别适合于负荷集中、湿度大、灰尘多、防火安全和可靠性要求高及场地空间狭小的场所。其缺点是价格较贵，电压等级和容量范围有一定的局限性，国内虽有应用，但运行业绩和经验尚少，仍需不断积累和全面总结。故应有条件的选用。

干式变压器虽在配电系统中应用广泛、技术成熟，但价格较贵，电压等级和容量范围偏小，故作为主变压器，其应用也受到一定限制。

3.5.2 原规范第 3.2.14 条修订条文。将原规范条文拆分为 3 条修订，本条仅对三相、三相组合式、单相变压器的选用顺序和条件作出规定。近年来，随着超高压、特大容量变压器技术的发展，我国已成功研制出了 500kV、1140MVA 的三相油浸式变压器，完全能够满足百万千瓦级单机容量机组的匹配需要，为提高可靠性、简化设备布置、节约投资，优先采用三相变压器已毋庸置疑。对于受运输、布置等条件限制，需采用三相组合式变压器或单相变压器组者，各工程可根据实际情况确定。另外，对于受运输条件限制，而现场又有设置变压器安装场条件的大型水电厂，也可采用分解运输式三相变压器。

本条删除了原规范条文中“经过技术经济比较、可采用两台三相变压器并联”的不切合实际的规定。

3.5.3 原规范第 3.2.14 条修订条文。对扩大单元连接的主变压器，首先推荐采用双绕组变压器，只有需要限制短路电流时，才考虑采用分裂绕组的变压器。

3.5.4 原规范第 3.2.14 条修订条文。将原规范条文中单相变压器组设置备用相的 3 款条件修订为 2 款。一是考虑到目前变压器

的设计制造质量在不断提高，可将备用相的设置条件提高，故将原规范条文1款中单相变压器由3组提高至4组；二是原规范条文第2款与第3.2.6条第1款相矛盾，故予删除；三是保留原规范条文第3款内容。

3.5.5 原规范第3.2.13条修订条文。引自《水力发电厂机电设计规范》(DL/T 5186—2004)第5.4.3条规定。

3.5.6 原规范第3.2.12条修订条文。在原规范条文的基础上补充强调了两点：一是如水轮发电机设置了最大容量，则主变压器的容量应与之相匹配；二是当主变压器容量在120MVA及以上时，推荐按GB/T 321中的R10系列优先数中选取。

3.5.7、3.5.8 新增条文。参照GB/T 50265的有关内容，提出泵站主变压器容量和型号选择的依据和原则。

3.5.9 新增条文。一般规定。

3.5.10 新增条文。由于发电机具有调压功能，一般不在水电厂装有载调压变压器，即使需要也是由枢纽变电所解决电压波动过大的问题。泵站则不同，尤其是装机台数较多、开停机频繁、负荷起落较大、且又处于电网末端的泵站，电压质量难以保证，甚至不能满足泵组的正常启动要求，因此有必要采用有载调压变压器以改善之。实际上，近年来兴建的大、中型泵站工程较普遍地采用了有载调压变压器。

3.5.11 新增条文。变压器阻抗电压选择的原则要求。系参照《水力发电厂高压电气设备选择及布置设计规范》(DL/T 5396—2007)第5.2.5条的规定。

3.5.12 新增条文。大容量电力变压器的冷却方式通常为风冷和水冷。至于采用那种冷却方式，主要取决于变压器的容量、布置位置和环境条件。近年来，随着水冷却器技术的发展和质量的不断改进，地下、户内布置的大容量变压器普遍采用了水冷，且效果良好，故予推荐。户外布置的变压器适合于采用风冷。若地下、户内布置的大容量变压器采用风冷，则通风设计极其复杂，甚至难以解决，故应予慎重。另外，对于布置在三面有墙、一面

通风的户外半封闭场所的变压器，若工程处于比较寒冷的北方地区，为避免冷却水管冻裂，建议采用风冷，像东北的石龙水电站、哈达山水利枢纽等的主变压器即是如此；若工程处于常年无霜冻的热带或亚热带地区，则建议采用水冷。

3.5.13 新增条文。引自 DL/T 5396—2007 第 5.2.10 条的规定。

3.5.14 新增条文。理论分析、试验和大量的工程实例均表明，330kV 及以上与 GIS 直接连接的主变压器，当 GIS 内的隔离开关操作时将会产生快速暂态过电压（VFTO），其最大峰值可达 $2.4p.u.$ 。由于 VFTO 的反复震荡将对变压器的绝缘产生不利影响，将会在变压器绕组的首端数段内造成击穿、短路、甚至烧毁故障。因此，在工程设计时，应引起足够重视，并采取相应措施。例如，在招标文件中明确要求变压器制造商，加强变压器的端部屏蔽及端部线圈加强绝缘等。

3.6 高压配电装置

3.6.1 新增条文。各电压等级配电装置型式选择的基本原则和 GIS 配电装置选择应符合的条件。

3.6.2 新增条文。不同电压等级和用途的断路器型式选择的基本原则。

由于发电机、同步电动机回路具有额定电压低、额定电流和短路开断电流较大、短路电流的直流分量也大等特点，使得对发电机断路器的性能要求不同于其他回路断路器，所以本条规定宜选用符合上述回路特点的专用的发电机断路器；并明确强调，若不采用发电机断路器，则应采取限制过电压等相应措施，同时还应校验额定短路开断电流中直流分量的开断能力。这对引自机端厂用电回路的断路器的要求亦是如此。

3.6.3 原规范第 3.2.15 条修订条文。补充了隔离开关选择的一般规定。并按发电机、主电动机、变压器、母线等回路，补充并修订了隔离开关的配置要求。

原规范条文对发电机、变压器中性点的消弧线圈回路，规定

必须装设隔离开关。修订后按下述两款分别规定：一是“发电机、主电动机中性点的消弧线圈或接地变压器等，可装设隔离开关”；二是“接在变压器各侧引出线的避雷器及其中性点的消弧线圈、避雷器或小电抗器等，不宜装设隔离开关”。对于前者主要考虑分别试验时比较方便，不需拆除一次连线，节省检修时间，但同时也存在误操作的不安全因素，故不作硬性规定，而将“应”改为“可”。对于后者主要从运行安全、可靠的角度考虑，建议不装设隔离开关，故将“应”改为“不宜”。另外还补充规定：“当 220kV 及以上电压级主变压器距离高压配电装置较远时，宜在主变压器高压侧增设一组带接地刀的隔离开关”，其目的是以确保检修安全。

3.6.4 新增条文。系参照 DL/T 5396—2007 第 5.6 节的有关内容，提出了负荷开关选择的原则要求。

3.6.5、3.6.6 新增条文。系参照《高压配电装置设计技术规程》(DL/T 5352—2006) 第 7.3.5 条和《导体和电气选择设计技术规定》(DL/T 5222—2005) 第 16.0.3 条等，提出了不同电压等级和使用条件下的电流互感器、电压互感器型式选择的原则规定。

3.6.7 新增条文。系参照《水利水电工程高压配电装置设计规范》(SL 311) 第 3.3.10 条，提出了电容补偿装置选择、安装等原则规定。

3.6.8 原规范第 3.2.16 条修订条文。补充修订了发电机、主电动机至主变压器间引出线型式选择的基本要求。近年来，随着发电机引出线型式的工厂化、多样化发展和产品质量的不断提高，封闭母线的应用已越来越广泛，离相封闭母线额定电流的适用范围也有所变化。虽然《金属封闭母线》(GB/T 8349—2000) 规定，共箱封闭母线的额定电流范围为 1000~6300A，但国内工程实际应用到 5300A 以上的实例较少，许多发电机额定电流在 5000A (约 100MW 机组) 左右的水、火电厂机组的引出线均采用了离相封闭母线。这与原规范条文“容量为 200MW 及以上的

发电机至主变压器间的引出线，应采用全链式离相封闭母线”的规定大不相同。另外，原规范条文以机组的额定容量作为封闭母线型式选择的界定条件也不妥。如容量为 100MW 的发电机，当额定功率因数为 0.875，额定电压分别为 10.5kV 和 13.8kV 时，其回路最大工作电流分别为 6598A 和 5020A。再如容量为 200MW 的发电机，当额定功率因数为 0.9，额定电压分别为 13.8kV 和 15.75kV 时，其回路最大工作电流分别为 9762A 和 8553A。可见，即便是发电机容量不变，其回路最大工作电流将随着发电机额定电压或额定功率因数的取值不同而不同。因此，以机组的额定容量作为封闭母线型式选择的界定条件缺乏严密性，故将封闭母线型式选择的界定条件修订为 5000A，但这并非硬性规定。

为了杜绝与离相封闭母线相连接的回路中发生相间短路的可能性，故仍要求与全连式离相封闭母线连接的断路器、隔离开关、厂用电变压器、励磁变压器、电压互感器、避雷器柜等设备采用单相式。

3.6.9 新增条文。系参照 DL/T 5396—2007 第 6 章及 SL 311 第 5 章的有关内容，提出了进（出）线段及联络线型式选择的原则要求。

3.6.10 新增条文。引自 SL 311 第 4.3.5 条。

3.6.11 原规范第 3.2.18 条修订条文。

3.7 厂（站）用电

3.7.1~3.7.23 原规范第 3.3.1~3.3.11 条及第 3.4.1~3.4.3 条综合修订条文。系引自 SL 485 的有关内容。

随着时代的变迁和大量的工程实践证明，原规范的诸多规定已与水利水电工程的建设实际情况不相适应。故此，本节在原规范第 3.3 节“厂用电”的基础上，不但补充了泵站站用电的有关内容，并从厂（站）用电电源的基本要求、厂（站）用电电源数量设置的原则、厂（站）用电电源的取得方式、柴油发电机组或

其他应急电源的设置条件、厂（站）用电系统供电电压级数及电压等级的确定、低压厂（站）用电的中性点接地系统、机组自用电与全厂（站）公用电分开或混合供电的条件、高压厂用电系统及泵站站用电采用的接线型式、大型水电厂机组自用电的供电方式、厂用电变压器高压侧装或不装断路器的条件及措施、厂内用电变压器与坝区或近区用电变压器是否合用一组断路器、高压厂用负荷的连接要求、户内、外布置的厂（站）用电变压器的型式选择、厂（站）用电变压器接线组别的选择、厂（站）用电变压器容量选择和校验的原则等方面，对原规范进行了全面的补充修订。关于本节中各条款制定的缘由，详见《水利水电工程厂（站）用电系统设计规范》（SL 485）的有关条文说明。

3.8 水 闸 供 电

3.8.1 新增条文。水闸供电设计应考虑的原则要求。

3.8.2 新增条文。本条系针对除水电厂闸坝之外的水闸枢纽工程，并参照《供配电系统设计规范》（GB 50052）的有关规定，提出了水闸供电应按负荷级别设置电源及具体要求。

3.8.3 新增条文。提出了水闸用电负荷的供电方式和供电电源的通常取得方式。

3.8.4~3.8.6 新增条文。根据近年来水闸供电设计的实践经验，提出了水闸供电电压的选择、水闸配电变压器容量选择等的原则规定，以及水闸供配电系统的接线和高低压电器及导体选择等应遵循的标准。

3.9 过电压保护及接地

3.9.1 新增条文。参照 DL/T 5090 的有关条文，对水利水电工程发电及供配电系统中性点、变压器中性点、发电机、主电动机中性点的接地方式作出规定。

3.9.2 原规范第 3.5.1 条修订条文。在原规范条文的基础上对水利水电工程必须装设直击雷保护装置的设施进行了归纳并做了

修订。原规范条文第 1 款中的“组合导线”属架空进出线范畴，故予删除。原规范条文第 2 款中的“砖木结构”已与现实工程不符，故改为“砖混结构”，并新增了主泵房，且用“辅机房”概括代替“屋内配电装置室和大型变压器修理间”。

对于钢筋混凝土结构的建筑物，可不必设置专用的防直击雷保护装置，但应在建筑物顶部敷设均压接地网带并与顶部钢筋焊接后，再与总接地网连接。

3.9.3 原规范第 3.5.2 条和第 3.5.5 条综合修订条文。系参照 DL/T 5090 的有关规定，将第 3.5.2 条和第 3.5.5 条合并修订。考虑到避雷针、避雷线的保护范围计算，在 DL/T 5090 及其他标准中均有规定，故删除了原规范第 3.5.3 条和第 3.5.4 条的规定内容。

3.9.4 原规范第 3.5.6 条修订条文。

3.9.5 原规范第 3.5.7 条、第 3.5.8 条综合修订条文。系参照 DL/T 5090 的有关条款，提出了雷电侵入波保护的原则规定，删除原规范第 3.5.7 条和第 3.5.8 条对避雷器配置的具体要求。

3.9.6、4.9.7 新增条文。系参照 DL/T 5090 的有关规定。

3.9.8 新增条文。一般规定。

3.9.9 原规范第 3.5.9 条修订条文。依据《水力发电厂接地设计技术导则》(DL/T 5091) 的有关规定，提出接地设计的原则要求。删除了原条文接地装置的具体规定。

3.9.10 原规范第 3.5.11 条修订条文。系参照 DL/T 5091 及 GB/T 50265 的有关规定，提出水利水电工程接地装置应充分利用自然接地体，以节省工程投资。

3.9.11 原规范第 3.5.10 条、第 3.5.12 条、第 3.5.13 条综合修订条文。对原规范第 3.5.10 条进行了部分修订。原规范第 3.5.12 条中对接地装置的要求内容过于具体，且在 DL/T 5091 及其他标准中均有规定，故将该条修订后纳入本条的条文说明。原规范第 3.5.13 条提出的应遵循标准已在本标准 3.9.9 条中规定，故本条不再重复。

当自然接地体的工频接地电阻不满足要求时，可考虑敷设人工接地装置；当敷设人工接地装置后接地电阻仍不满足要求时，可根据工程实际情况采取降低接地电阻或分流、均压、限流和隔离等措施。对于高压配电装置场地及其他需要均压的场所，无论接地电阻是否满足要求，均应敷设人工接地均压网。

3.9.12 新增条文。系参照 DL/T 5091 的有关规定，提出了 GIS、GIL 设备外壳接地方式和要求。GIS、GIL 设备外壳多点接地是水利水电工程中普遍采用的接地方式。虽然该方式存在有环流和增加外壳损耗的缺点，但却易于将 GIS、GIL 外壳的感应电压降低至允许值，可大大减少附近钢结构发热及相间短路电动力等突出优点，故予规定。

3.9.13 新增条文。系参照 DL/T 5091 的有关规定。

3.9.14 新增条文。系参照 DL/T 5091 的有关规定，并结合近年来许多水利水电工程在安全鉴定或验收时提出的整改意见，规定了计算机房、通信机房接地的基本要求。

3.10 照 明

3.10.1 新增条文。照明设计的基本原则。特别强调了“各场所的照明标准值、照明功率密度（LPD）值应符合《建筑照明设计标准》（GB 50034）和有关行业标准的规定”，以满足节能降耗要求。

3.10.2 原规范第 3.6.1 条修订条文。系参照《水力发电厂照明设计规范》（DL/T 5140）的有关规定，提出了照明种类及其设置要求；并将原规范条文中的工作照明、事故照明、安全照明等种类，依据 GB 50034 的有关规定，对应修改为正常照明和应急照明（包括疏散照明、安全照明和备用照明）。在设置要求中，补充了装设应急灯的条件，并将标志照明修改为障碍照明。

3.10.3、3.10.4 原规范第 3.6.3 条和第 3.6.8 条综合修订条文。第 3.10.3 条系参照 GB 50034 第 3.2 节的有关规定，提出了照明光源的选择原则和要求。因白炽灯属不节能光源，且水利水

电工程并无非用不可的特殊场所，故强调限制使用。第 3.10.4 条系参照 GB 50034 第 3.3 节的有关规定，提出了照明灯具及附属装置的选用原则。

3.10.5 原规范第 3.6.4 条修订条文。系参照 GB 50034 的有关条款，规定对照明质量要求较高的场所应采取眩光限制措施。因原规范条文列表内容过于具体，且早已被国家和行业现行标准所修订，故予删除。

3.10.6 原规范第 3.6.5 条修订条文。系参照 GB 50034 第 7.1 节的有关规定修订。其中，将原规范条文和 DL/T 5140 中的“36V”电压改为 24V 及以下安全特低电压。

3.10.7 原规范第 3.6.2 条、第 3.6.6 条综合修订条文。依据 GB 50034 第 7.3.1 条规定，将原条文中照明网络电压波动范围的具体数值要求，改为“当照明系统电压波动范围不满足要求时，宜采用照明专用有载调压变压器”，以便于针对不同场所灵活掌握。

3.10.8 原规范第 3.6.7 条修订条文。原规范条文内容基本属于过电压保护要求，这在相关标准中已有规定，故将其删除。由于气体放电灯及其镇流器均含有一定量的谐波，特别是电子镇流器，或者使用电感镇流器配置补偿电容器时，其谐波含量可能较大，从而使回路电流加大，尤其是 3 次谐波以及 3 的奇倍数次谐波在三相四线制回路的中性线上叠加，使中性线电流大大增加。因此，参照 GB 50034 第 7.3.3 条，补充规定：大量采用气体放电光源的三相配电线路的中性线截面不应小于相线截面。

3.11 电力电缆选型与敷设

3.11.1 原规范第 3.14.1 条、第 3.14.6 条综合修订条文。近年来，电力电缆技术发展较快，种类也较多，可根据不同需要使用选择。原规范第 3.14.1 条中的油浸纸绝缘电缆早已淘汰，且其他内容也早已过时；原规范第 3.14.6 条中的 110kV 及以上高压充油电缆，近年来已基本被交联聚乙烯电缆所代替而不再采用。

故参照《水利水电工程电缆设计规范》(SL 344)第3.1节、第3.2节、第3.4节、第3.5节的有关规定,从不同的电压等级、用途和应用场所等方面,对电力电缆型式选择提出补充修订,并删除了原规范第3.14.1条中控制电缆、电线的选择要求及原规范第3.14.6条的规定。

3.11.2 新增条文。一般规定。

3.11.3 新增条文。引自 SL 344 第 6.1.1 条。

3.11.4 原规范第 3.14.5 条修订条文。在沿用原规范条文的基础上增加了泵站。无论是按上、下游还是按楼层划分,总的原则就是使电缆与油、水、气等管道尽量分区敷设。

3.11.5 原规范第 3.14.2 条修订条文。系参照 SL 344 第 6.2.1 条第 1~3 款规定。

3.11.6~3.11.10 原规范第 3.14.3 条修订条文。系参照 SL 344 第 8.0.1~8.0.5 条规定,提出电缆防火及阻燃要求。

3.11.11 原规范第 3.14.4 条修订条文。原规范条文仅对电缆沟、电缆隧道的防排水提出要求,不够全面。实际上电缆构筑物种类很多,其要求也不仅仅是防排水,还应有尺寸、结构、通风等方面的要求。这些要求在 SL 344 第 9 章中已有详细规定,故本条不再一一列出。

4 电气二次

4.1 一般规定

4.1.1 新增条文。提出了电气二次设计的基本要求。特别强调了要满足系统调度管理的要求。

4.1.2 原规范第 3.8.6 条修订条文。设梯级调度中心（梯调、水调）是当前运行方式改革的要求。

4.1.3~4.1.8 新增条文。提出了控制系统设计的基本原则。

4.2 厂（站）集中监视控制

4.2.1 新增条文。对于按“无人值班”（少人值守）设计的水电厂（泵站），现场设简易中央控制室，有利于生产管理。

4.2.2、4.2.3 新增条文。

4.2.4 新增条文。提出了集中监控系统的设计原则。

4.2.5 新增条文。本条规定了水电厂、泵站、水闸实现全厂集中监控时应能完成的功能。由于计算机监控系统的应用，加大了对电站监控的范围和力度。

4.3 自动控制

4.3.1 新增条文。对水电厂、泵站应能实现自动化的综述。

4.3.2 新增条文。对发电机（泵）组及其附属设备系统自动化提出的基本要求。

4.3.3 新增条文。对全厂、站各公用辅助设备系统自动化提出的基本要求。

4.3.4 新增条文。由于电站端和调度端普遍采用了计算机监控系统，采用网络通信方式（也包括串行通信方式）与上级控制系统相联的优点是可以以较小的代价，交换较多的信息，实现更多的功能。

4.3.5 原规范第 3.8.3 条修订补充条文。关于手动准同步方式的设置是根据多年来的惯例列出的，主要用于机组设备的启动调试阶段，以及作为自动准同步设施的备用，而且增设一套手动准同步设施的费用很少，接线也不复杂。

4.3.6 原规范第 3.8.4 条、第 3.8.5 条修订补充条文。强调了应根据工程的不同情况和具体要求，实现不同程度和要求的（站）自动化。

4.4 励磁系统

4.4.1、4.4.2 原规范第 3.9.1~3.9.4 条修订条文。不再提及原条文中有关直流电机励磁系统的要求。

对水轮发电机励磁调节器的要求引自 DL/T 5186—2004 的有关条文。

增加了对同步电动机励磁系统的调节器的要求。应考虑同步电动机容易出现的异常运行特性，合理地选择励磁系统，如同步电动机启动过程投入励磁时，励磁电流的不对称或转子位置角不合理产生的冲击，以及失步等不利因素的影响，防止由于励磁系统因素造成同步电动机的损伤和损坏。

4.4.3~4.4.5 新增条文。引自 DL/T 5186—2004 的有关条文。

4.5 计算机监控系统

4.5.1 新增条文。原规范未对水利水电工程计算机监控系统作出规定。本条除增加了泵站计算机监控系统要求外，还增加了系统安全防护要求。其余要求引自 DL/T 5186—2004 的有关条文。

4.5.2 新增条文。引自 DL/T 5186—2004 第 5.5.3 条内容。

4.5.3~4.5.7 新增条文。引自 DL/T 5186—2004 的有关条文，但增加了泵站计算机监控系统的要求。

4.6 继电保护及系统安全自动装置

4.6.1~4.6.3 原规范第 3.7.1 条的补充修订条文。

4.7 电测量及电能计量

4.7.1、4.7.2 原规范第 3.10.1 条的补充修订条文。

4.8 二次接线

4.8.1 新增条文。提出对水电厂、泵站的二次接线设计的基本要求。二次接线设计应符合 SL 438 的规定。

4.8.2 原规范第 3.11.9 条修订条文。

4.8.3 原规范第 3.11.10 条修订条文。水电厂、泵站的声光报警功能一般由计算机监控系统实现。计算机监控系统应能实现对信号系统的安全监视，在中控室对值班人员的语音报警、屏显报警，并对水电厂、泵站非值班人员发出短信和语音报警。

4.8.4 原规范第 3.11.2 条、第 3.11.3 条综合修订条文。随着计算机监控技术的飞速发展，计算机监控系统能监控全厂的所有设备，包括厂用变 0.4kV 侧及其母线分段断路器。

4.8.5、4.8.6 新增条文。控制保护及二次接线回路的操作电源均应根据不同设备划分不同回路，宜分别通过各自的小自动空气开关引出，以便于故障的隔离和检查。小自动空气开关的额定工作电流应按最大动态负荷电流的 1.5~2.0 倍选择。二次回路的小自动空气开关以及断路器跳合闸回路、机组停机回路、进（出）水阀停阀回路、快速闸门关闭等回路的完整性均应予以监视。完整性遭到破坏时应及时通知运行人员。

4.8.7~4.8.11 新增条文。分别引自 DL/T 5186—2004 第 6.8.7~6.8.11 条。

4.8.12 新增条文。

4.9 厂（站）用直流电源系统

4.9.1 将原规范第 3.12.1 条拆分为 3 条修订，本条系部分保留条文，直流负荷增加了 UPS 项。

4.9.2 原规范第 3.12.1 条部分修订条文。原条文“一般选用防

酸隔爆型铅酸蓄电池组”的规定改为阀控式密封铅酸蓄电池组。

4.9.3 原规范第 3.12.1 条部分修订条文。我国长期以来，绝大多数水电厂及泵站直流系统额定电压均取 220V，仅有个别工程如隔河岩（4×200MW）采用 110V 额定电压；天荒坪（6×300MW）的控制保护电源采用 110V 额定电压（动力电源另设 220V 系统）。110V 电压有利于继电器、电源装置等设备的绝缘运行安全，在欧美许多国家电厂中广泛流行，在我国许多大型火电厂中得到广泛应用。

4.9.4 原规范第 3.12.2 条修订条文。根据当前继电保护规范要求，水电厂装机容量 100MW 及以上或出线电压为 220kV 及以上时，机组、线路及变压器继电保护均要求双重化配置，并规定两套装置之间不应有任何电气上的联系，则蓄电池也应装设两组。原规范条文只提出装机容量 250MW 及以上应装设两组蓄电池。

对于特大型、多机组水电厂和大型泵站，由于其特殊的重要性，及设备复杂，控制范围的扩大，有关工程研究了分散供电的必要性和合理性，这里只提出了原则性的要求。

4.9.5 原规范第 3.12.3 条、第 3.12.5~3.12.7 条的综合修订条文。即将原规范的 4 条合并为 1 条修订。

本条取消了端电池。运行经验证明，采用端电池的弊病较多，例如端电池硫化，安装维护麻烦而使用机会又少，增加设备投资，坏得快，难于保持整组电池的均衡一致，从而降低了直流系统供电的可靠性。因此，直流系统采用无端电池的接线是比较合适的。

由于目前高频开关电源技术已趋成熟，工程中已广泛采用，高频开关电源作为充电及浮充电设备，其电源模块可以 $n+1$ 冗余配置，有一定的后备作用。因此，目前大多工程每组蓄电池仅装一套充电及浮充电装置。根据《电力系统十八条反事故措施》要求，220kV 及以上电压等级时，两组蓄电池应配 3 套充电装置。

4.9.6 新增条文。

4.9.7 原规范第 3.12.4 条修订条文，即将原条文拆分为 2 条修订：原直流系统蓄电池事故计算持续时间取 0.5h，现改为 1h。

目前新建工程均按“无人值班”（少人值守）设计，直流系统蓄电池事故计算持续时间取 1h 是合适的，蓄电池容量将略有提高，这对延长电池寿命也有一定好处。以前的直流系统蓄电池事故计算持续时间取 0.5h 是按照有人值班考虑的，新建工程可根据实际情况确定，考虑到近几年新建无人值班电站的生活区均设在远离电站的城市，因此放电时间可适当增加。

4.9.8 原规范第 3.12.4 条的补充修订条文。

4.9.9 新增条文。根据《电力系统十八条反事故措施》要求，取消原规范第 3.12.8～3.12.10 条内容，即（Ⅱ）弱电直流系统。

4.10 火灾自动报警及联动控制系统

4.10.1 新增条文。火灾自动报警及联动控制系统的设计应采用两项标准。

4.10.2 新增条文。目前大多数水电厂、泵站工程已采用中央控制室兼作消防控制室的设计。

4.10.3 新增条文。对于配有水喷雾灭火装置的发电机、变压器等主设备，当主设备发生火灾时，火灾报警控制装置能送出灭火控制命令至计算机监控系统。必须先使主设备与电源分离，然后由火灾报警控制系统启动消防设备喷水灭火。

4.11 视频监视系统

4.11.1 新增条文。目前新建工程均按“无人值班”（少人值守）设计，由于运行值班人员的减少，视频监视系统对于生产、消防和安全保卫工作确实可以起到一定的辅助监视作用。

对于中、小容量的水电厂、泵站，可根据工程的具体情况决定是否设置视频监视系统。

4.11.2 新增条文。目前视频监视设备处于快速发展时期，各种

组成方式均可完成系统功能，所以本规范不对具体系统组成和制式作具体规定，但选用系统设备时，应注意各设备间的性能及技术要求相匹配，防止出现系统传输的瓶颈。

4.11.3 新增条文。选用系统设备时，应根据设备所处的工作环境，如气候、温度、灰尘、电磁干扰和阳光直射等情况，选用能满足工作环境的设备或配套防护部件。

4.11.4 新增条文。普通制式录像带存储图像的分辨率一般为240线，最高也就300线，这与前端摄像机具有480线的图像分辨率显得不相称，致使从录像带放出的图像往往不够清晰，影响到使用的效果，而且随着存放时间的延长，录像带易遭破坏和磨损，存储图像质量呈下降趋势。相反，记录在硬盘上图像的分辨率能够达到近500线，图像的清晰度高，还可根据硬盘容量的大小灵活调整图像存储的格式，而且存储图像质量不会随时间的推移而改变。此外，采用数字化存储方式还具有查找灵活、快速的优势，更适合远距离传输和多人同时查看。

随着技术的飞速发展，硬盘容量越来越大，单位容量的价格越来越低，和普通制式录像带相比，硬盘具有越来越高的性价比优势，所以推荐采用数字化存储方式。

4.11.5 新增条文。

4.12 在线监测系统

4.12.1 新增条文。根据国家电力公司《水电厂开展设备状态检修工作的指导意见》（国电发〔2002〕508号）：设备在线状态监测的重点是水轮发电机组，包括轴系的振动和摆度、涡壳进口和尾水管的压力脉动、发电机转子定子空气间隙、发电机定子绝缘等。

4.12.2 新增条文。

5 通 信

5.1 生产管理通信

5.1.1 原规范第 3.13.6 条修订条文。当调查数据不易取得时，生产管理交换机容量可按表 2 选择。

表 2 生产管理交换机容量选择

水电厂总装机容量 (MW)	25~250	250~750	>750
生产管理交换机容量 (门或线)	60~200	200~400	≥400

5.1.2 新增条文。

5.1.3 原规范第 3.13.7 条修订条文。将对外通信的公网部门和其他有关单位统称为相关部门。

5.1.4 原规范第 3.13.9 条修订条文。水利水电工程通信线路包括枢纽各梯级水电厂之间的通信线路、不同河流上的水电厂群之间的通信线路、输水系统和泵站等工程以及工程内的厂区通信线路。通信线路施工由参照邮电二级线路建设标准设计修改为参照电力或通信行业现行相关标准设计。

5.2 调度通信

5.2.1 原规范第 3.13.2 条修订条文。本条提出了水利水电工程调度通信设计的主要依据及应遵循的基本原则，因为通信传输方式多种多样，所以删除了原规范条文中关于专门针对无线通信和电力线载波通信的规定内容。

5.2.2 原规范第 3.13.1 条修订条文。本条给出了水利水电工程调度通信的主要使用范围。

5.2.3 原规范第 3.13.4 条修订条文。本条给出了厂内生产调度通信的设备选择和容量确定原则。目前程控式调度总机技术成熟、功能完善、扩充方便，国内水利水电工程普遍采用。一般无

特殊要求的工程应选用程控式调度总机。当调查数据不易取得时，生产调度总机容量可按表 3 选择。

表 3 生产调度总机容量选择

水电厂总装机容量 (MW)	25~250	250~750	>750
生产调度总机容量 (门或线)	20~60	60~100	≥100

5.2.4 新增条文。明确生产调度总机的中继方式的确定与工程规模及系统要求有关，宜采用全自动直拨呼入呼出中继方式，大型工程可采用 A 接口 (2048kbit/s)，中、小型工程可采用 4 线 E/M 接口。

5.2.5 新增条文。

5.2.6 新增条文。梯级水电厂及水电厂群至梯级 (集中) 调度中心通信及调度中心内部通信原则上不属水电厂本体设计范围，一般在前期设计阶段根据业主要求提出初步设计方案及投资概算，实施阶段业主另行委托进行专项设计，但必须保证有 2 条相互独立的通信通道。

5.2.7 新增条文。大型输水工程管理机构设置一般分为局、处、站、所等，各级单位信息流向及流量均不一样，采用同一等级通信方式在经济上和技术上不合理，因此设计应根据工程实际需要分级设置。

5.2.8 新增条文。泵站调度通信可参照一般水电厂要求进行设计，经多年实践证明能满足要求，但考虑到运行条件的差异，调度通信要求可与水电厂不完全一致，其备用通道可根据具体情况利用公用电话网。

5.2.9 新增条文。关于水利系统防汛通信，水利部已组织各流域机构编制了相应的防汛规划 (其中防汛指挥系统篇对防汛通信有明确要求)，水利水电工程的防汛通信均应满足所在流域的防汛要求。

6 机电设备布置及对相关专业的要求

6.1 一般要求

6.1.1~6.1.3 原规范第 4.1.1 条综合修订条文。规定了机电设备布置的原则及要求。为使条理清晰、突出重点,故将原条文拆分为 3 条修订。6.1.1 条强调了机电设备布置应遵循的原则和结合工程特点统筹规划。6.1.2 条强调了机电设备布置应满足分期建设、初期投运及设备搬运、安装、运行、维护和检修等要求。水利水电工程建设周期较长,尤其是大型水电厂,往往首台机组发电时大坝尚在浇注,并且常有厂房分期施工、分期装机,工程枢纽分期建设、分期蓄水,开关站分期建成等情况。因此,机电设备布置时必须充分考虑到分期过渡方便,为初期发电创造良好的运行条件。6.1.3 条强调了机电设备布置应满足劳动安全和工业卫生方面的要求。

6.1.4 原规范第 4.1.2 条、第 4.1.16 条、第 4.1.17 条综合修订条文。一般规定。将原 3 条内容合并删减成 1 条提出。

6.1.5 原规范第 4.1.3 条修订条文。水电厂中的一些大、重件设备,如蜗壳、转轮、转子中心体、定子机座和主变压器等,一般要经过铁路、公路、桥梁及隧洞才能运至现场。而专用的铁路、公路、桥梁及隧洞等设施往往由专门的设计部门承担。故应对上述设施的设计部门提出要求,使其满足上述大、重件设备的尺寸、荷载、转弯半径等运输条件。

6.1.6 新增条文。引自 DL/T 5186—2004 第 7.1.5 条。主要应考虑主变、GIS 等高压电气设备现场耐压试验的要求。

6.1.7 原规范第 4.1.4 条的修订条文。各类工作场所的噪声限制值在《水利水电工程劳动安全与工业卫生设计规范》(DL 5061)中已有详细规定。故本条仅作原则要求。

6.1.8 原规范第 4.1.10 条、第 4.1.11 条综合修订条文。因原

规范条文中有关主、副厂房挡水、排水、进厂路面、防洪及交通道路等设施要求不属于本规范范畴，故予删除。并将原规范条文中主变压器和高压配电装置场地的防洪标准“应与主厂房一致”，修订为“不应低于主厂房（主泵房）的防洪标准”，以保证运行人员和电气设备的安全。

6.1.9 原规范第 4.1.15 条修订条文。一般规定。根据近年来工程普遍采用的地面装饰材料，对原条文进行归纳删减后提出。

6.1.10 原规范第 4.1.5~4.1.8 条及第 4.1.12~4.1.14 条综合修订条文。原规范第 4.1.5 条系对采暖通风、空调的设计要求，不属于本标准范畴，故予删除。原规范第 4.1.6 条和第 4.1.8 条为消防要求；第 4.1.7 条为环保要求；第 4.1.12 条和第 4.1.14 条为对水工建筑物的防、排水和通道等具体要求；上述内容在相关标准中已有详细规定，故本条不再一一细列。本条修订仅提出：机电设备布置应符合的标准，其中，新增了 GB 50260。另外，将原规范第 4.1.13 条中有关电梯方面的内容单独列为一节，移至 6.10 节修订。

6.2 主 厂 房

6.2.1 新增条文。端机组段长度应满足厂房起重机吊运发电机转子、分瓣定子和进水阀等所需尺寸的要求。不考虑用主起重机主、副钩起吊靠厂房端的发电机空冷器、线棒或拔磁极键的要求。起吊空气冷却器和就地更换线棒，可在起重机边梁上装设电动葫芦加以解决，拔磁极键可事先转动发电机转子，使欲拔的磁极键转到主、副钩起吊的范围内。不宜由于这些要求而增加端机组段长度，对于地下厂房更应注意。同时，应考虑厂房端部空间的充分利用及公用设备合理布置的需要。

起重机的工作范围线一般超过起吊部件的起吊中心线 20cm 左右。

6.2.2 原规范第 4.2.1 条修订条文。增加灯泡贯流式机组吊运条件。主厂房的高度包括发电机层以下高度，由于这部分的高度

主要由机组高度尺寸确定，故本条文未作规定。发电机层（或安装间）以上的高度主要由主机设备吊运高度确定。

大、中型发电机转子连轴整体吊运、立式水轮机转轮联轴整体吊运时宜采用刚性吊具，以降低起吊高度。对于低水头水电厂应考虑轴流转桨式水轮机转轮，灯泡贯流式机组转子、定子导水机构等的翻身与组件吊运要求。不宜因主变压器在安装间吊运和检修而增加主厂房发电机层以上的高度，可采取适当措施满足吊装要求。

对于多机组水电厂，机组安装进度有要求时，应复核安装间定子、转子、转轮等可能出现的相互跨越吊运高度。

起重机吊运的部件与建筑物、设备之间的距离，垂直方向应不小于 0.3m，是考虑采用刚性吊具。当采用柔性吊具时，垂直方向的距离不宜小于 0.5m。

主厂房顶应考虑桥式起重机检修时起吊减速箱盖等部件的可能要求。

6.2.3 原规范第 4.2.3 条修订条文。增加安装场地面承载能力的要求。按本条规定及表 6.2.3 所列大件进行布置，安装场面积可以满足一台机组扩大性检修的要求。表中未列出部件可以放在空余位置及机组段的空地。对于较重的部件，设计时明确放置位置，地板应能承受载荷要求。

当水电厂机组台数较多，且有两台机组需要同时安装（或检修）时，安装场面积可适当增加或另设副安装场。

6.2.4 新增条文。大型机组定子采用现场叠片组装时，通常定子是在安装场组圆和叠片、在机坑内下线，也有在安装场组圆在机坑内叠片和下线的，根据施工组装程序和工期要求，安装场面积可适当加大。

6.2.5 原规范第 4.2.4 条保留条文。水力机械与电气设备分区、分层布置或按上、下游侧分开布置，方便安装、施工和运行、维护，避免了互相干扰。如机电设备在同一区域布置时，应避免油、水管路布置在电气设备或电缆架的上方。若无法让开时，应

采取防止漏油、漏水的措施。

6.2.6、6.2.7 新增条文。

6.2.8 新增条文。大型机组的发电机风洞进人门通常开在机坑侧面。中、小型立式机组的发电机风洞进人门可开在发电机层盖板上。进人门应是防火和隔噪声门，门开向风洞外。

6.2.9 新增条文。水力机械设备布置，除应满足其结构尺寸的需要外，还应兼顾到以下几方面：

(1) 满足设备运行维护的要求。有操作要求的设备，应留有足够操作距离。只需要巡视检查的设备，应留有不小于 1.2~1.5m 的运行维护通道。为便于其他设备的事故处理，需要考虑比较方便的全厂性通道。

(2) 满足设备安装检修的要求。在设备的安装位置，应留有一定的空间，以保证设备能顺利地安装或拆卸。需要将设备吊至安装间或其他地区检修时，既要满足吊运的要求，又要满足设备安放及检修工作的需要。

(3) 设备布置应整齐、美观、紧凑和合理。

6.2.10 新增条文。端部泵组段长度应满足厂房起重机吊运泵组设备、阀门设备等所需要的尺寸要求。起重机的工作范围线一般超过吊部件的起吊中心 20cm 左右。有空气冷却器，还应考虑空气冷却器的吊装。

6.2.11 新增条文。影响立式泵机组段尺寸的主要因素是水泵进水流道尺寸及电动机风道盖板尺寸。在进行泵房布置时，首先应满足上述尺寸的要求，并保证两台电动机风道盖板间有不小于 1.5m 的净距。

6.2.12 新增条文。为了缩短泵房长度，减少前池及进水池宽度，对于卧式泵组可以采用相对单列或交错双列的布置形式。这种布置需要将部分泵组的轴调向，即改变电动机的旋转方向，当需要改变部分泵组电动机的旋转方向时，应在泵组订货中加以说明。

卧式泵电动机抽芯有多种方式。如果在安装位置抽芯，往往

需要加大泵组间距，增大泵房投资。多数情况是将电动机定子与转子一起吊至安装间或其他空地进行抽芯。

6.2.13 新增条文。立式泵组泵站安装间应满足一台泵组安装的要求。立式泵组在安装间放置的大件主要有电动机转子、上机架、水泵叶轮等。由于电动机层布置的辅助设备和控制保护设备比较少，有足够的空地放置上机架及水泵转轮，所以在安装间只需放置电动机转子，并留有汽车开进泵房所必须的场地，即可满足机组安装的要求。

卧式泵组一般都在机组旁检修，安装间只作电动机转子抽芯或从泵轴上拆卸叶轮之用，利用率比较低，其长度只需满足设备进、出泵房的要求即可。

6.2.14 新增条文。泵站的辅助设备比较简单。主泵房宽度除应满足设备的结构尺寸需要外，只需满足各层所必须的运行维护通道即可。卧式机组的运行通道可以在进、出水管上部布置，其高度应满足管道安装、检修的需要。一般情况下，运行维护通道的布置不宜加大泵房的宽度。

6.2.15 新增条文。主泵房电动机层以上高度主要决定于设备吊运的要求。立式水泵最长部件是水泵轴，主泵房电动机层以上的高度往往由泵轴的吊运决定。如果水泵叶轮由机械操作，则主泵房电动机层以上高度由调节机构操作杆的安装需要决定。

6.2.16 新增条文。

6.2.17 新增条文。大型卧式水泵及电动机轴中心线高程距水泵层地面比较高。在中心线高程或稍低于中心线高程位置，设置工作平台，以利于轴承的运行维护、泵盖拆卸及叶轮的检查。有不少泵站在轴中心线高程或在机组四周加一平台，效果比较好，受到运行人员的欢迎。

6.2.18、6.2.19 新增条文。

6.3 副 厂 房

6.3.1 原规范第 4.3.1~4.3.4 条综合修订条文。分别按地面厂

房和地下厂房条件，提出副厂房设置可供选择的位置。并将原规范第 4.3.2~4.3.4 条中有关对中央控制室方面的内容单独列为一节，移至 6.6 节修订。

6.3.2 新增条文。系参照 DL/T 5186—2004 的有关规定。由于地下厂房环境条件较差，从减少开挖、简化布置、节省投资、改善工作条件等方面考虑，规定减少非直接生产性用房，如运行、值班、检修、试验、生产管理、领导部门的办公室、资料室和会议室等。而仅需保留中央控制室（如果有），或运行值守室及少量供设备检修、试验时的临时用房。

6.3.3 原规范第 4.3.5~4.3.10 条综合修订条文。原规范的 6 条规定，系分别针对配电装置室和蓄电池室的要求提出，其过于具体的内容不宜在本节一一体现，故本条只概括提出副厂房内机械、电气设备布置及地下厂房电气设备室的防潮、防渗漏和排水措施的原则要求。而将原规范的有关配电装置室和蓄电池室的要求，分别移至 6.5 节和 6.7 节修订。

6.4 主 变 压 器

6.4.1 原规范第 4.4.1 条修订条文。原规范条文强调“主变压器宜靠近主厂房布置”，只是片面地针对地面厂房的水电厂而言，并不具普遍性。故修订时加“地面厂房”以限制。另外，考虑到水利水电工程枢纽型式千变万化，故补充提出“当有多个位置方案可供选择时，宜经技术经济比较确定”的要求。

6.4.2 新增条文。水电厂地下厂房主变压器布置的原则要求和应考虑的问题。强调了主变压器无论是地面还是地下布置，都应经技术经济比较确定。近年来，主变压器地下布置的国内水电厂，普遍采用了将主变压器布置在与主厂房平行的洞室内的方式，但也有少数采用机变扩大单元接线的水电厂的主变压器布置在主厂房端部，如琅琊山抽水蓄能电厂和日本的下乡水电厂。因此，主变压器布置还要考虑机变组合接线的因素。

6.4.3 原规范第 4.4.7 条修订条文。主要强调主变压器的布置

应注意考虑因素和应遵循的标准。

6.4.4 新增条文。一般要求。变压器冷却器布置可根据工程具体布置条件，向制造商提出要求。如江口水电厂的水冷却器即是附在主变压器油箱上；而蒲石河等电厂的水冷却器集中布置在主变压器一端。所以，无论采用哪种布置方式，均可根据场地条件选定。当油水冷却器与变压器分开布置在同一室内时，应注意与主变压器同时考虑消防问题。

6.4.5 原规范第 4.4.5 条修订条文。系参照 DL 5061 的有关规定。

6.4.6 原规范第 4.4.6 条修订条文。变压器储油坑基础是否渗漏，主要取决于基础结构而非材料。故将原规范条文中对材料的要求修订为对结构要求，设计时应注意与土建专业配合。

6.4.7 原规范第 4.4.8 条修订条文。系参照 SDJ 278 的有关条款规定。

6.4.8 原规范第 4.4.9 条修订条文。系参照 DL 5061 的有关条款规定并加以补充。另因原规范条文中对厂用变和励磁变的要求不属于本节范畴，故予删除。

6.4.9 新增条文。系参照 SL 311 第 4.4.6 条规定，同时考虑到安装、检修方便，补充了起吊设施要求。

6.5 高压配电装置

6.5.1 原规范第 4.5.1 条、第 4.5.2 条综合修订条文。高压配电装置布置型式选择的原则规定及应考虑的因素。

6.5.2 原规范第 4.5.10 条和第 4.5.16 条综合修订条文。近年来，随着设备制造水平的不断提高和设备型式的多样化，户外敞开式配电装置已较少采用半高型或高型布置，而普遍采用了中型布置。尤其是 330~500kV 敞开式配电装置，因其设备尺寸大且笨重，目前尚无采用半高型或高型布置的先例。故本条要求应采用中型布置，而对其他电压等级也不推荐采用半高型或高型布置。35kV 及以下电压级配电装置，因其成套高压开关柜设备技

术成熟、应用普遍，屋内布置节省场地、整齐美观，故予推荐。对于 66kV、110kV 或 220kV 敞开式配电装置，经论证合理，也可采用屋内布置。

6.5.3、6.5.4 原规范第 4.5.3 条修订条文。在原条文的基础上补充了要避开高边坡、泥石流等的危害和排水要求。另由于厂坝之间空间狭窄，自然通风散热条件较差，日照产生的附加温升影响比其他部位严重，故 6.5.4 条强调考虑日照的影响，对此应引起重视。

6.5.5 原规范第 4.5.6 条修订条文。在原条文的基础上补充了管型母线的挠度规定。

6.5.6 原规范第 4.5.7 条修订条文。在原条文的基础上补充了连接线走廊的布置，还应避免或减少初期投运时与施工的干扰和影响，以及避免跨越通航建筑物和水跃消能区等要求，以利安全。另补充强调，如需跨越，则应按大跨越的气象条件设计。

6.5.7 原规范第 4.5.8 条修订条文。原规范条文“安全系数不应小于 4”的规定过于保守且实施困难。故根据 SL 311 第 5.0.2 条第 1 款及其他标准的有关规定，按“安全系数应不小于 3.5”修订。

6.5.8 新增条文。原则规定。

6.5.9 新增条文。系参照 SL 311 第 5.0.4 条规定。适用于 35kV 及以下的中型水利水电工程。

6.5.10、6.5.11 原规范第 4.5.9 条修订条文。将原规范条文拆分为 2 条修订。6.5.10 条系参照 SL 311 第 7.0.7 条规定。由于斜坡式布置在我国尚无应用实例，故予删除。6.5.11 条规定基本沿用原规范条文。

6.5.12、6.5.13 原规范第 4.5.11 条、第 4.5.12 条综合修订条文。系参照 SL 311 第 4.4.2 条和 DL/T 5396—2007 第 7.3.3 条规定。

6.5.14 新增条文。环境美化要求。

6.5.15~6.5.17 原规范第 4.5.13 条修订条文。将原规范条文

拆分为 3 条修订。由于近年来配电装置构架和设备支架的结构在不断改进,可供选择的型式在不断增多,故 6.5.15 条补充提出选择原则。6.5.16 条系参照《220kV~500kV 变电所设计技术规程》(DL/T 5218—2005)第 8.4.2 条及第 8.4.3 条规定,补充修订了 330kV 及以上和 220kV 及以下电压等级构架的推荐型式;由于防腐技术的不断发展,原规范条文规定的“镀锌”仅为防腐措施的一种,故将其改为“防腐”要求。6.5.17 条则是在沿用原条文的基础上,补充了防滑措施要求,以利安全。

6.5.18 原规范第 4.5.14 条修订条文。系参照 SL 311 第 4.4.8 条修订。为使周边环境与工程景观相协调,故规定厂区外采用围墙,以代替许多标准中规定的实体围墙。

6.5.19 新增条文。引自 SL 311 第 7.0.1 条第 1 款规定。

6.5.20、6.5.21 新增条文。分别引自 SL 311 第 4.1.5 条和第 4.1.4 条规定。

6.5.22 新增条文。系参照 DL/T 5396—2007 第 7.1.4~7.1.6 条规定,提出 GIS 配电装置总体布置要求和应注意考虑的问题。

6.5.23 新增条文。为便于 GIS 设备的安装、检修,提出 GIS 配电装置室起重设备的起重量应满足安装或检修要求。

6.5.24 新增条文。系参照 DL/T 5396—2007 第 7.1.6 条第 3 款规定,提出 GIS 配电装置室的土建误差要求。

6.5.25 原规范第 4.5.4 条、第 4.5.5 条、第 4.5.15 条和第 4.5.17 条综合修订条文。原规范第 4.5.4 条和第 4.5.5 条内容分别为配电装置选型和接线方面的要求,在本标准 3.6.1 条和 3.2.8 条已有相关修订,不属于本节范畴,故予删除。而原规范第 4.5.15 条和第 4.5.17 条内容过于笼统,许多标准对此已有详细规定,故本条仅提出应遵循的标准。

6.6 中央控制室

6.6.1 原规范第 4.3.2 条修订条文。增加了对梯级调度和对无人值班的发电厂、泵站的远方调度控制与现地控制室(中央控制

室)的分层关系。

6.6.2 新增条文。根据近些年的工程实践,明确水电厂地下厂房的中央控制室应考虑的因素。中央控制室地下布置时,应提供良好的、符合标准要求的工作环境。宜在进厂方便的场所设置值守室;地下厂房的中央控制室设在地面时,地下副厂房宜设置辅助屏室及调试室,方便运行及检修。

6.6.3 原规范第 4.3.3 条的部分保留条文。

6.6.4 原规范第 4.3.3 条的部分修订条文。对于中央控制室的面积一般根据工程规模、装机台数、进出线数量、电气主接线等控制方式确定。中央控制室的面积不宜过大或过小,应保持宽高比例适宜。根据国内有关文件要求,提出了中央控制室大致的范围。

6.6.5、6.6.6 新增条文。一般设计要求。

6.7 其他用室

6.7.1~6.7.4 新增条文。

6.7.5 原规范第 3.11.7 条修订条文。大型水电厂、泵站的测温装置屏由于采集来自机组的 RTD 所用电缆多,布置在机墩附近可节省电缆。因原规范第 3.11.4 条内容已过时,目前水电厂、泵站已均不采用,故予删除。

6.8 发电引水系统

6.8.1 新增条文。发电引水系统应考虑水头损失的影响,并应满足机组调节保证、开机、并网及调整负荷等机组稳定运行的设计要求。

6.8.2 新增条文。压力引水系统包括进水口、引水隧洞、引水调压井、压力管道以及尾水管出口、尾水调压井和尾水洞等。

水轮机装设进水阀,在压力管道的进水口应设置检修闸门。进水口设置检修闸门的目的是为了检修进水阀。但引水管道为明管时,进水口一般设置快速门,以防明管破裂时事故扩大。

6.8.3 新增条文。低水头单元引水系统的水电厂，在流道的进水口一般只设置事故闸门，可动水下门，下门时间没有要求。贯流式机组事故闸门宜设在尾水管出口，事故下门过程中，对机组的水力作用较为稳定。事故闸门一般只考虑两个导叶失控，能动水切断水流即可。但进水口应设检修闸门。以上两种情况不设快速门时，机组调速系统应设置事故配压阀等后备保护措施。

6.8.4 原规范第 4.6.5 条修订条文。拦污栅条间的净距：对于轴流式和贯流式水轮机可按 $(1/20\sim 1/30)D_1$ 计算（其中， D_1 为水轮机转轮直径，下同），但不应大于导叶的最大开度；对于混流式水轮机可按 $(1/30\sim 1/40)D_1$ 计算，但不应大于转轮叶片之间的最小净距。当水轮机转轮直径 $D_1 \geq 7.5\text{m}$ 时，拦污栅条间的净距取小值。

拦污栅条间的最大净距不宜大于 250mm，最小净距不宜小于 50mm。在满足保护水轮机要求的前提下，栅条间的净距可适当加大，以便于清污和减小水头损失。

6.8.5、6.8.6 新增条文。

6.9 泵站输水系统

6.9.1 新增条文。泵站进、出水流道内的水流运动状态对水泵的吸水性能及运行状况影响很大。如流速分布不均匀，可能出现死水区、回流区及各种漩涡。漩涡夹气进入水泵，会使水泵效率降低，出水量减小，导致水泵汽蚀和振动加剧。因此，要求进水流道内具有良好的流态和均匀的出口流场，严禁产生有害漩涡，以满足水泵进水要求。出水流道布置对泵站的装置效率影响很大，因此流道的型线变化应比较均匀，出口和分流都应平顺，尽量减小水力损失。

由于大、中型泵站机组功率较大，如出水流道的水力损失稍有增大，将使电能有较多的消耗，因此常将出水流道的出口上缘淹没在出水池最低运行水位以下 0.3~0.5m。设计进、出水流

道，应在保证具有良好水流条件下，力求结构尺寸经济合理。重要的大型泵站的进、出水流道，除应进行 CFD 仿真计算外，还应进行装置模型试验验证。

6.9.2 新增条文。联合运行的梯级泵站，其输水系统应具有级间流量的调蓄能力。在正常情况下，不应有弃水和频繁开停机现象；泵组事故情况下，尽量减少弃水和溢流，以实现梯级泵站间的流量平衡，保证工程的全线安全。

6.9.3 新增条文。栅条净距不宜选得过小，过小则水头损失增大，清污频繁。据调查资料，我国各地泵站拦污栅栅条净距多为 5~10cm，接近本条规定。

6.9.4 新增条文。轴流泵及混流泵出口设断流装置的目的是为了保护机组安全。断流方式很多，其中包括拍门及快速闸门，为防止拍门和快速闸门也发生事故，要求门前设置事故闸门，实施第二道保护。对于经分析论证无停泵飞逸危害的泵站，也可以不设事故闸门，仅设检修闸门。

虹吸式出水流道系采用真空破坏阀断流。由于运行可靠，一般不设事故闸门，但要根据出口高程及外围堤岸的防洪要求设置防洪闸门或检修闸门。

6.9.5 新增条文。采用拍门或快速闸门断流的泵站，当泵组突然事故断电时，拍门、快速闸门的闭门时间直接影响泵组的停机时间和反转峰值。因此拍门、快速闸门的闭门时间和闭门规律应满足水锤防护要求，防止泵组反转造成水泵和电动机的损坏。

6.9.6 新增条文。轴流泵启动时，快速闸门应随之开启。为防止拍门或快速闸门拒动对泵启动的不利影响，故应设有安全泄流设施，即在拍门上或在闸门上设小拍门。

6.9.7、6.9.8 新增条文。

6.10 电 梯

6.10.1 原规范第 4.1.13 条修订条文。系参照 DL/T 5186—

2004 第 7.9.1 条规定，在保留原规范条文“中央控制室与发电机层地面及开关站间高差超过 15m 需设置电梯”的基础上，根据近年来的工程实际，同时为方便交通、运行维护和检修，新增了三处部位需设置电梯的条件规定。

6.10.2、6.10.3 新增条文。系分别参照 DL/T 5186—2004 第 7.9.2 条和第 7.9.3 条规定。

7 辅助设施

7.1 机械修配

7.1.1 新增条文。我国已建成的大多数水电厂机修设备的利用率较低，特别是近年来一些水电厂将设备的主要检修任务外包，厂内只配少量的机修人员。有的水电厂交通条件比较方便，检修时需要加工的部件可与附近机械厂协作，本厂不设机械修配厂。对梯级电站群还可以设置机修中心等。因此，水电厂是否设置机械修配厂以及机械修配厂设备如何配置，应根据水电厂的管理模式和具体情况合理确定。

7.1.2 新增条文。交通条件较好的水电厂，仅设简易修理车间，配备钳工工具、砂轮机、小型钻床和电、气焊器具等。如机组台数较多，机修工作量较大，也可设置小型车床、小型牛头刨床，以满足日常维护及小型修理的需要。

7.2 电气试验室

7.2.1~7.2.4 原规范第 5.2.1~5.2.5 条修订条文。电气试验室内容引自 DL/T 5186—2004 的有关规定，但包含了对泵站电气试验室的要求。并取消了原规范中对电工修理间的要求。