

网络收集，请勿用于商业目的
更多考试咨询：www.qfpx620.cn



扫码进入网上练习系统

目 次

前言	I
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语和定义	1
4 使用环境条件	1
5 额定值及参数	2
6 温升及温度	4
7 运行特性及电气连接	5
8 绝缘性能及其耐电压试验	6
9 机械特性	8
10 结构基本要求	10
11 通风及冷却系统	12
12 制动系统	13
13 灭火系统	13
14 检测系统和装置及元件	13
15 励磁系统	15
16 供货范围	15
17 标志、包装、运输及保管	16
18 工厂及现场试验	17
19 试运行及保证期	18
附录 A (资料性附录) 备品备件	20
附录 B (资料性附录) 专用工具	21
附录 C (资料性附录) 技术文件和图纸	22

前 言

本标准参考 IEC 60034-1:2004《旋转电机 定额和性能》(第 11 版)。本标准的部分条款技术指标高于 IEC 60034-1 的要求,部分条款技术指标与 IEC 60034-1 水平一致。本标准还参考了美国 Std IEEE C50.12™—2005《额定容量为 5 MVA 及以上、频率为 50 Hz 和 60 Hz 凸极同步发电机和发电/电动机技术要求》标准的有关内容。

本标准代替 GB/T 7894—2001《水轮发电机基本技术条件》(以下简称原标准)。

本标准与 GB/T 7894—2001 相比,主要修改如下:

- 本标准在原标准总体框架基础上,针对原标准章条内容不均衡及查阅、引用不方便等情况,进行了改动和调整。本标准分为 19 章、13 个表、3 个附录;
- 首次明确本标准适用的容量范围;
- 运行期间电压和频率的变化范围、定子和转子绕组温升、非基准运行条件和定额时温升限值的修正、定子线电压波形全谐波畸变因数等条文完全与 IEC 60034-1:2004(第 11 版)相应条款等同;
- 对范围、规范性引用文件、使用环境条件、效率和损耗、电气参数和时间常数、耐电压试验标准、各部位振动允许限值、承重机架挠度允许限值、总体结构、主要结构部件、通风及冷却系统、制动系统、灭火系统、检测系统和装置及元件、供货范围、工厂及现场试验、试运行及保证期等部分内容进行补充和完善;
- 对额定功率因数、额定电压、容量、绝缘性能及其耐电压试验、特殊运行要求、同步并入系统、整机起晕电压、水的电导率、标志、包装、运输及保管等条文作了修改;
- 对空冷定子绕组温升限值、定子绕组常态介质损耗角正切限值、绕组耐电压试验标准、推力轴承压巴氏合金瓦允许最高温度等指标作了部分调整和提高;
- 删除了通风冷却系统分类、水直接冷却转子绕组等内容。

本标准的附录 A、附录 B、附录 C 为资料性附录。

本标准由中国电器工业协会提出。

本标准由全国旋转电机标准化技术委员会发电机分技术委员会(SAC/TC 26/SC 2)归口。

本标准主要起草单位:哈尔滨电机厂有限责任公司、中国水利水电建设集团公司、中国水电顾问集团华东勘测设计研究院、浙江富春江水电设备股份有限公司、长江水利委员会长江勘测规划设计研究院、阿尔斯通(武汉)工程技术有限公司。

本标准参加起草单位:中国水电工程顾问集团公司、东方电气集团东方电机有限公司、中国水电顾问集团北京勘测设计研究院、东芝水电设备(杭州)有限公司、中国长江电力股份有限公司。

本标准主要起草人:刘公直、付元初、李渝珍、成德明、王树清、方天任。

本标准参加起草人:刘平安、李定中、郑小康、万凤霞、平智刚、王宏、付长虹。

本标准于 1987 年首次发布,于 1999 年第一次修订,本次为第二次修订。

水轮发电机基本技术条件

1 范围

本标准规定了水轮发电机及其附属设备的总体技术要求及供货范围、备品备件、专用工具、工厂及现场试验以及试运行的要求。

本标准适用于与水轮机直接连接、额定容量为 25 MVA 及以上的三相 50 Hz 凸极同步发电机(以下简称水轮发电机)。额定容量小于 25 MVA 或频率为 60 Hz 的出口水轮发电机可参照执行。

2 规范性引用文件

下列文件中的条文通过本标准的引用而成为本标准的条文。凡是注日期的引用文件,其随后所有的修改单(不包括勘误的内容)或修订版均不适用于本标准,然而,鼓励根据本标准达成协议的各方研究是否可使用这些文件的最新版本。凡是不注日期的引用文件,其最新版本适用于本标准。

- GB/T 156 标准电压(GB/T 156—2007, IEC 60038:2002, MOD)
- GB 755—2008 旋转电机 定额和性能(IEC 60034-1:2004, IDT)
- GB/T 1029 三相同步电机试验方法
- GB/T 2900.25 电工术语 旋转电机
- GB/T 5321 量热法测定电机的损耗和效率(GB/T 5321—2005, IEC 60034-2A:1974, IDT)
- GB/T 7409.3 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 8564 水轮发电机组安装技术规范
- GB/T 10069.1 旋转电机噪声测定方法及限值 第1部分:旋转电机噪声测定方法
- GB/T 13394 电工技术用字母符号 旋转电机量的符号
- GB/T 20835 发电机定子铁心磁化试验导则
- GB 50193 二氧化碳灭火系统设计规范
- GB 50219 水喷雾灭火系统设计规范
- JB/T 6204—2002 高压交流电机定子线圈及绕组绝缘耐电压试验规范
- JB/T 8439 高压电机使用于高海拔地区的防电晕技术要求
- JB/T 8660 水电机组包装、运输和保管规范
- JB/T 10098 交流电机定子成型线圈耐冲击电压水平
- SL 321—2005 大、中型水轮发电机基本技术条件
- DL/T 507 水轮发电机组启动试验规程
- DL/T 730—2000 进口水轮发电机(发电/电动机)设备技术规范
- IEC 60243-1:1998-01(第2版) 绝缘材料的电气强度试验方法 第1部分:工频试验

3 术语和定义

本标准所采用的术语和定义见 GB 755—2008、GB/T 2900.25 等相关标准。常用的物理量符号见 GB/T 13394。

4 使用环境条件

除非另有规定,水轮发电机在下列使用环境条件下应能连续额定运行:

- a) 海拔高度不超过 1 000 m(以黄海高程为准);

- b) 冷却空气温度不超过 40 ℃；
- c) 空气冷却器、油冷却器和水直接冷却定子绕组的热交换器进水温度不高于 28 ℃，不低于 5 ℃；
- d) 水直接冷却定子绕组的进水温度为 30 ℃~40 ℃，25 ℃时水的电导率不大于 0.4 μS/cm~2.0 μS/cm，pH 值为 6.5~9.0，硬度小于 2 μmol/L；
- e) 安装在掩蔽的厂房内；
- f) 厂房内相对湿度不超过 85%；
- g) 使用地点地震烈度与对应的设计加速度值见表 1。

表 1 不同地震烈度设计加速度值

设计加速度	地震烈度/度		
	7	8	9
水平方向	0.2g	0.25g	0.4g
垂直方向	0.1g	0.125g	0.2g

注：g 为使用地点的重力加速度。

5 额定值及参数

5.1 容量

5.1.1 允许用提高功率因数的方法把水轮发电机的有功功率值提高到额定容量(视在功率)值。

如用户有要求，水轮发电机可设置最大容量。此时的功率因数、电气参数值、允许温升以及与连续运行有关的水轮发电机的性能由制造厂与用户商定并在专用技术协议中规定。

5.1.2 水轮发电机应具有长期、连续进相和滞相运行的性能。其允许进相和滞相的容量和运行范围及带空载线路允许的充电容量由用户与制造厂协商并在专用技术协议中规定。

5.2 额定电压

水轮发电机的额定电压，应根据不同额定容量、转速及水轮发电机电压设备选择等因素进行技术经济综合比较后，由用户与制造厂商定，并应符合 GB/T 156 的规定。可选用下列电压等级(kV)：6.3、10.5、13.8、15.75、18、20、22、24、26 等。

5.3 额定功率因数

水轮发电机的额定功率因数宜为：

- a) 额定容量为 100 MVA 及以下者，不低于 0.85(滞后)；
- b) 额定容量大于 100 MVA 但不超过 250 MVA 者，不低于 0.875(滞后)；
- c) 额定容量大于 250 MVA 但不超过 650 MVA 者，不低于 0.9(滞后)；
- d) 额定容量大于 650 MVA 者，不低于 0.925(滞后)。

注：如用户有特殊要求，可在专用技术协议中规定。

5.4 额定转速

水轮发电机的额定转速优先在下列转速(r/min)中选择：

1 500	1 000	750	600	500	428.6	375	333.3	300
250	214.3	200	187.5	166.7	150	142.9	136.4	125
115.4	107.1	100	93.8	88.2	83.3	75	71.4	68.2
62.5	60							

5.5 运行期间电压和频率的变化

对作为频率固定且由交流发电机经地区或电网供电电源上的水轮发电机，其电压和频率的综合变化分为 A 和 B 两个区域，见图 1。

水轮发电机应能在区域 A 内连续运行,并实现本标准所规定的基本功能(额定功率因数时输出额定容量),但其性能不必与电压和频率都为额定值(见图 1 中的额定点)时的性能完全相符,可能呈现某些差异,温升可比电压和频率都为额定值时的高。

水轮发电机应能在区域 B 内运行,并实现其基本功能,但其性能与电压和频率都为额定值时的差异将大于在区域 A 内运行的水轮发电机,温升可比电压和频率都为额定值时的高,并很可能高于区域 A。不推荐在区域 B 的边界上持续运行。

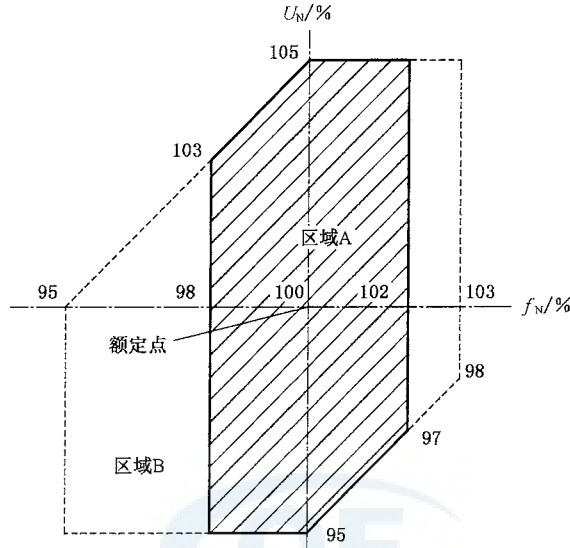


图 1 水轮发电机电压和频率的限值

注 1: 在实际使用中,有时要求水轮发电机在区域 A 的边界之外运行,但应在数值、持续时间及发生频率等方面加以限制。如有可能应在合理的时间内采取校正措施,例如降低输出,这种措施可以避免因温度影响而缩短水轮发电机的寿命。具体允许输出容量、温升值及持续运行时间由制造厂与用户商定,并在专用技术协议中规定。

注 2: 本标准规定的温升或温度限值仅适用于额定运行点。当运行点逐步偏离额定点,则水轮发电机的温升或温度有可能逐步超过其限值。如水轮发电机在区域 A 的边界上运行,其温升或温度可能要超过本标准规定的限值约达 10 K。

5.6 效率和损耗

5.6.1 额定效率

水轮发电机在额定容量、额定电压、额定功率因数及额定转速运行时的额定效率保证值应在专用技术协议中规定。

5.6.2 加权平均效率

加权平均效率是水轮发电机在额定电压、额定转速及规定的功率因数和不同容量工况下对应的水轮发电机效率的加权平均值。加权平均效率保证值应在专用技术协议中规定。

水轮发电机的加权平均效率按式(1)计算得出,其中加权系数由用户提供。

$$\eta = A\eta_1 + B\eta_2 + C\eta_3 + \dots \dots \dots (1)$$

式中:

A、B、C、...——对应规定的功率因数和容量工况下的加权系数, $A+B+C+\dots=1$;

η_1 、 η_2 、 η_3 、...——对应额定电压、额定转速、规定的功率因数及不同容量工况的效率值。

5.6.3 损耗

水轮发电机的损耗和效率采用量热法测定,参见 GB/T 5321,其损耗包括:

- a) 定子绕组的铜损耗;
- b) 转子绕组的铜损耗;

- c) 铁心损耗;
- d) 风损耗和摩擦损耗;
- e) 导轴承损耗;
- f) 推力轴承损耗(仅计及分摊给水轮发电机转动部分的损耗值);
- g) 杂散损耗;
- h) 励磁系统损耗(包括励磁变、整流器及电压调节器损耗);
- i) 电刷电气和摩擦损耗;
- j) 其他损耗(包括推力轴承外循环油泵、外加冷却风机功率等);
- k) 水直接冷却系统损耗(如有)。

注: 为确定各绕组的 I^2R 损耗值, 绕组的直流电阻应换算到对应于水轮发电机铭牌上标明的绝缘等级的基准工作温度时的数值, 如按照低于结构使用的热分级来规定温升或额定温度, 则应按较低的热分级规定其基准工作温度, 见表 2。

表 2 绝缘热分级规定的基准工作温度

绝缘结构的热分级	基准工作温度/°C
130(B)	95
155(F)	115
180(H)	130

5.7 电气参数和时间常数

水轮发电机的电气参数如同步电抗、瞬态电抗、超瞬态电抗、短路比及时间常数等应满足电力系统运行的要求, 并在专用技术协议中规定。其交、直轴超瞬态电抗(不饱和值)之比(X''_q/X''_d)一般为 0.98~1.25。电气参数和时间常数的测量方法参见 GB/T 1029。

5.8 全谐波畸变因数

水轮发电机定子绕组接成正常工作接线时, 在空载额定电压和额定转速时, 线电压波形的全谐波畸变因数(THD)应不超过 5%。

6 温升及温度

6.1 绕组、定子铁心等部件温升

空气冷却及水直接冷却的水轮发电机在第 4 章规定的使用环境条件及额定工况下, 应能长期连续运行, 其定子、转子绕组和定子铁心等的温升限值应不超过表 3 的规定。

表 3 定子绕组、转子绕组和定子铁心等部件允许温升限值 单位为开尔文

水轮发电机部件	不同等级绝缘材料的最高允许温升限值					
	130(B)			155(F)		
	温度计法	电阻法	检温计法	温度计法	电阻法	检温计法
空气冷却的定子绕组	—	80	85	—	105	110
定子铁心	—	—	85	—	—	105
水直接冷却定子绕组的出水	25	—	25	25	—	25
两层及以上的转子绕组	—	80	—	—	100	—
表面裸露的单层转子绕组	—	90	—	—	110	—
不与绕组接触的其他部件	这些部件的温升应不损坏该部件本身或任何与其相邻部件的绝缘					
集电环	75	—	—	85	—	—

注: 定子和转子绝缘应采用耐热等级为 130(B)级及以上的绝缘材料。

6.2 非基准运行条件和定额时温升限值的修正

6.2.1 空气冷却的水轮发电机,在下列运行条件和定额时,其温升限值应作修正。

6.2.1.1 当水轮发电机使用地点在海拔 1 000 m 以上至 4 000 m,且最高环境空气温度不超过 40 °C 时,其温升限值可不作修正(参见 GB 755—2008 第 8 章表 9)。当海拔超过 4 000 m 时,应在专用技术协议中规定。

6.2.1.2 当水轮发电机使用地点在海拔 1 000 m 及以下,且环境空气或水轮发电机空气冷却器出风口处冷却空气的最高温度与 40 °C 有差异时,表 3 中规定的温升限值应作如下修正(限于用埋置检温计法测量):

- a) 冷却空气温度低于 40 °C 时,温升限值按冷却空气温度不超过 40 °C 的差值增加;
- b) 冷却空气温度高于 40 °C 但不超过 60 °C 时,温升限值降低的数值为冷却空气温度超过 40 °C 的差值;
- c) 冷却空气温度超过 60 °C 时,温升限值降低的数值应在专用技术协议中规定。

6.2.1.3 水轮发电机的额定电压超过 12 kV 时,表 3 中规定的温升限值应作如下修正(限于用埋置检温计法测量):

- a) 额定电压在 24 kV 及以下,从 12 kV 开始每增加 1 kV(不足 1 kV 按 1 kV 计算),温升限值应降低 1 K;
- b) 额定电压在 24 kV 以上,允许温升限值应在专用技术协议中规定。

6.2.1.4 对每天起停 3 个循环及以上的频繁起动的的水轮发电机,可考虑对表 3 中的温升限值降低(5~10)K。

6.2.2 对水直接冷却的水轮发电机,其直接冷却部分可不作温升限值修正。

6.3 轴承温度

水轮发电机在正常运行工况下,其轴承的最高温度采用埋置检温计法测量应不超过下列数值:

- a) 推力轴承巴氏合金瓦: 80 °C;
- b) 导轴承巴氏合金瓦: 75 °C;
- c) 推力轴承塑料瓦体: 55 °C;
- d) 导轴承塑料瓦体: 55 °C;
- e) 座式滑动轴承巴氏合金瓦: 80 °C。

7 运行特性及电气连接

7.1 特殊运行要求

7.1.1 水轮发电机在事故条件下允许短时过电流。定子绕组过电流倍数与相应的允许持续时间按表 4 确定。但达到表 4 中允许持续时间的过电流次数平均每年不超过 2 次。

表 4 定子绕组允许过电流倍数与时间关系

定子过电流倍数 (定子电流/定子额定电流)	允许持续时间/min	
	空气冷却定子绕组	水直接冷却定子绕组
1.10	60	
1.15	15	
1.20	6	
1.25	5	
1.30	4	
1.40	3	2
1.50	2	1

7.1.2 水轮发电机的转子绕组应能承受 2 倍额定励磁电流,持续时间为:

- a) 空气冷却的水轮发电机不少于 50 s;
- b) 水直接冷却或加强空气冷却的水轮发电机不少于 20 s。

7.1.3 水轮发电机在不对称电力系统中运行时,如任一相电流不超过额定电流 I_N ,且其负序电流分量 (I_2)与额定电流之比(标么值)为下列数值时应能长期运行:

- a) 额定容量为 125 MVA 及以下的空气冷却水轮发电机不超过 12%;
- b) 额定容量大于 125 MVA 的空气冷却水轮发电机不超过 9%;
- c) 定子绕组水直接冷却的水轮发电机不超过 6%。

7.1.4 水轮发电机在故障情况短时不对称运行时,能承受的负序电流分量与额定电流之比(标么值)的平方与允许不对称运行时间 $t(s)$ 之积 $(I_2/I_N)^2 \times t$ 应为下列数值:

- a) 空气冷却的水轮发电机:40 s;
- b) 定子绕组水直接冷却的水轮发电机:20 s。

7.2 同步并入系统

水轮发电机应采用准同步方式与系统并列。当调速系统正常工作时,允许水轮发电机在甩负荷后,不经任何检查并入系统。

7.3 主、中性点引出线

水轮发电机定子绕组主引出线的方向和布置由用户与制造厂商定。

大、中容量水轮发电机的中性点一般采用高电阻或消弧线圈方式接地。具体引出方式及其结构型式和技术要求应在专用技术协议中规定。

7.4 相序

水轮发电机出线端相序排列应为:面对发电机出线端,从左至右水平方向的顺序为 U、V、W。

如采用其他相序排列,应在专用技术协议中规定。

8 绝缘性能及其耐电压试验

8.1 绝缘性能

8.1.1 水轮发电机定子绕组对机壳或绕组间的绝缘电阻值在换算至 100 °C,应不低于按下式计算的数值:

$$R = \frac{U_N}{1\ 000 + 0.01S_N} \dots\dots\dots(2)$$

式中:

R——对应温度为 100 °C 的绕组热态绝缘电阻计算值, MΩ;

U_N ——水轮发电机的额定电压, V;

S_N ——水轮发电机的额定容量, kVA。

对干燥清洁的水轮发电机,在室温 $t(^{\circ}C)$ 的定子绕组绝缘电阻值 $R_t(M\Omega)$,可按下式进行修正:

$$R_t = R \times 1.6^{\frac{100-t}{10}} \dots\dots\dots(3)$$

注:测量绕组绝缘电阻时,应根据被测绕组的额定电压按表 5 选择兆欧表。

表 5 兆欧表规格选择标准

被测绕组额定电压 U_N/kV	兆欧表电压/V
$10.5 \geq U_N \geq 6.3$	2 500
$15.75 \geq U_N \geq 10.5$	5 000
$U_N > 15.75$	5 000~10 000

8.1.2 转子磁极挂装前及挂装后的交流阻抗值相互比较应无显著差别,且在室温 10 °C ~ 40 °C 用

1 000 V 兆欧表测量时,其绝缘电阻值应不小于 5 MΩ。挂装后转子整体绕组的绝缘电阻值应不小于 0.5 MΩ。

8.1.3 水轮发电机定子绕组在实际冷态下,校正了由于引线长度不同引起的误差后,各相各分支间直流电阻最大与最小两相间的差值,应不超过最小值的 2%。

8.1.4 水轮发电机定子绕组的极化系数 R_{10}/R_1 (R_{10} 和 R_1 为在 10 min 和 1 min,温度为 40 °C 以下分别测得的绝缘电阻值)应不小于 2.0。

8.1.5 水轮发电机整根定子线棒(线圈)常态介质损耗角正切及其增量的限值应符合表 6 的规定。

表 6 常态介质损耗角正切及其增量限值

试验电压	$0.2U_N$	$0.2U_N \sim 0.6U_N$
介质损耗角正切值及其增量	$\tan\delta$	$\Delta\tan\delta = \tan\delta_{0.6U_N} - \tan\delta_{0.2U_N}$
指标值/%	≤ 2	≤ 1

注: U_N 为水轮发电机额定电压, kV。每台水轮发电机按 3% 抽检,如不合格,则应加倍抽试。

8.1.6 有对地绝缘要求的水轮发电机的推力轴承、导轴承、座式滑动轴承及埋置检温计,其绝缘电阻值在 10 °C ~ 30 °C 测量时,应不小于表 7 的规定。

表 7 发电机轴承各部绝缘电阻值

序号	轴承部件	绝缘电阻 MΩ	兆欧表电压 V	备 注
1	推力轴承底座及支架	5	500	在底座及支架安装后测量
2	高压油顶起油压管路	10	500	与推力瓦的接头连接前,单根测试
3	推力轴承	1	1 000	轴承总装完毕,顶起转子,注入润滑油前,温度在(10~30)°C
4	推力轴承	0.5	500	轴承总装完毕,顶起转子,注入润滑油后,温度在(10~30)°C
5	推力轴承	0.02	500	转子落在推力轴承上,转动部分与固定部分的所有连接件暂时拆除
6	分块式导轴承瓦	5	1 000	注油前单个测量
7	座式滑动轴承	0.5~1	500~1 000	测轴承座对地绝缘电阻
8	埋入式检温计	5	250	注入润滑油前,测每个温度计心线对轴瓦的绝缘电阻

注: 序 3、序 4、序 5 三项,可测其中之一项。

8.2 耐电压试验

8.2.1 额定电压为 6.3 kV 及以上的水轮发电机,当使用地点在海拔高度为 1 000 m 及以下时,其定子单个线棒(线圈)应在 1.5 倍额定电压下不起晕;整机耐电压时,在 1.05 倍额定电压下,端部应无明显晕带和连续的金黄色亮点;当海拔高度超过 1 000 m 时,电晕起始电压试验值应按 JB/T 8439 进行修正。

8.2.2 额定电压为 6.3 kV 及以上的水轮发电机在进行交流耐电压试验前,应对定子绕组进行 3 倍额定电压的直流耐电压和泄漏测定。试验电压分级稳定地升高,每级为 0.5 倍额定电压,并停留 1 min。泄漏电流应不随时间延长而增大,各相泄漏电流的差值应不大于最小值的 50%。

8.2.3 定子线棒(线圈)绝缘的工频击穿电压值一般为(5.5~6.0)倍额定电压(试验方法参见 IEC 60243-1:1998),并通过抽样试验进行验证。

8.2.4 水轮发电机的定子绕组和转子绕组应能承受表 8 中所规定的 50 Hz 交流(波形为实际正弦波形)耐电压试验,历时 1 min 而绝缘不被击穿。

表 8 绕组绝缘耐电压试验标准

单位为千伏

序号	水轮发电机部件		试验电压(有效值)	备注
1	定子 条式 线圈	成品线圈	$2.75U_N+6.5$	适用于整台条式线圈在工地嵌装,且定子额定电压为 $6.3 \leq U_N \leq 24$ 水轮发电机。对 $U_N > 24$ 的条式线圈的耐电压试验标准按专用技术协议。细节可参见 JB/T 6204—2002
		嵌装前	$2.75U_N+2.5$	
		下层线圈嵌装后	$2.5U_N+2.0$	
		上层线圈嵌装后(打完槽楔)	$2.5U_N+1.0$	
		定子安装完成	$2U_N+1.0$	
2	定子 圈式 线圈	成品线圈	$2.75U_N+6.5$	适用于整台圈式线圈在工地嵌装,且定子额定电压为 $6.3 \leq U_N \leq 24$ 的水轮发电机。线圈耐雷电冲击电压峰值为 $4U_N+5$, 匝间绝缘耐陡峭波前冲击电压峰值为 $0.65(4U_N+5)$, 并通过抽样试验进行验证, 其试验方法等可参见 JB/T 10098
		嵌装前	$2.75U_N+2.5$	
		嵌装后(打完槽楔)	$2.5U_N+2.5$	
		定子安装完成	$2U_N+1.0$	
3	水直 接冷 却定 子条 式线 圈	成品线圈	$2.75U_N+6.5$	适用于整台条式线圈在工地嵌装,且定子额定电压为 $6.3 \leq U_N \leq 24$ 的水轮发电机。对 $U_N > 24$ 的条式线圈耐电压试验标准按专用技术协议
		嵌装前	$2.75U_N+2.5$	
		下层线圈嵌装后	$2.5U_N+2.0$	
		上层线圈嵌装后(打完槽楔)	$2.5U_N+1.0$	
		整体无水	$2U_N+6.0$	
		整体有水	$2U_N+1.0$	
4	转子 绕组	额定励磁电压为 500 V 及以下	10 倍额定励磁电压 (最低为 1 500 V)	
		额定励磁电压为 500 V 以上	2 倍额定励磁电压 $+4\ 000\ V$	
<p>注 1: U_N 为水轮发电机的额定电压(kV)。</p> <p>注 2: 转子吊入前, 定子绕组按本标准进行耐电压试验。机组升压前, 不再进行交流耐电压试验。</p> <p>注 3: 转子绕组的交流耐电压试验应在转子全部组装完、吊入机坑前进行。转子吊入后、机组升压前, 一般不再进行交流耐电压试验。</p> <p>注 4: 对整体到货的定子和转子, 其绕组的交流耐电压试验值应为出厂试验电压值的 0.8 倍。</p> <p>注 5: 对在制造厂分瓣嵌装后在工地组合的中、小容量水轮发电机定子绕组的耐电压试验标准, 见 JB/T 6204—2002 第 4 章 4.1~4.4。</p>				

9 机械特性

9.1 水轮发电机的规定旋转方向, 从非驱动端看为顺时针方向。如有特殊要求, 应在专用技术协议中规定。

9.2 水轮发电机转动部分的 GD^2 值, 应满足水电站调节保证计算、电力系统稳定及水轮发电机技术经济合理性的要求。 GD^2 值由用户提出, 并在专用技术协议中规定。

9.3 水轮发电机和与其直接连接的辅机, 应能在最大飞逸转速下运转 5 min 而不产生有害变形和损坏。

9.4 水轮发电机各部分结构强度应能承受在额定转速及空载电压等于 105% 额定电压下, 历时 3 s 的三相突然短路试验而不产生有害变形。同时还应能承受在额定容量、额定功率因数和 105% 额定电压及稳定励磁条件下运行, 历时 20 s 的短路故障而无有害变形或损坏。

9.5 水轮发电机的结构强度应能承受转子半数磁极短路产生的不平衡磁拉力的作用,而不产生有害变形或损坏。

9.6 水轮发电机的结构强度应能满足使用地点地震烈度的要求。地震加速度值由用户提出(参见表1)。

9.7 中、低速大容量水轮发电机的定子和转子组装后,定子内圆和转子外圆半径的最大或最小值分别与其设计半径之差应不大于设计气隙值的 $\pm 4\%$ 。

定子和转子间气隙的最大值或最小值与其平均值之差应不超过平均值的 $\pm 8\%$ 。

9.8 水轮发电机允许双幅振动值,应不大于表9的规定。

表9 水轮发电机各部位振动允许限值

单位为毫米

机组型式	项 目	额定转速 n_N				
		r/min				
		$n_N < 100$	$100 \leq n_N < 250$	$250 \leq n_N < 375$	$375 \leq n_N \leq 750$	$750 < n_N$
立式机组	带推力轴承支架的垂直振动	0.08	0.07	0.05	0.04	0.03
	带导轴承支架的水平振动	0.11	0.09	0.07	0.05	0.04
	定子铁心部位机座水平振动	0.04	0.03	0.02	0.02	0.02
	定子铁心振动(100 Hz 双振幅值)	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
卧式机组	各部轴承垂直振动	0.11	0.09	0.07	0.05	0.04
灯泡贯流式机组	推力支架的轴向振动	0.10		0.08		
	各导轴承的径向振动	0.12		0.10		
	灯泡头的径向振动	0.12		0.10		

注: 振动值系指机组在除过速运行以外的各种稳定运行工况下的双振幅值。

9.9 在正常运行工况下,水轮发电机导轴承处测得轴的相对运行摆度值(双幅值)应不大于75%的轴承总间隙值。

9.10 在水轮发电机盖板外缘上方垂直距离1 m处测量的噪声水平,应为下列数值:

- 额定转速为250 r/min及以下者不超过80 dB(A);
- 额定转速高于250 r/min者不超过85 dB(A)。

噪声测定方法参见GB/T 10069.1。

9.11 水轮发电机与水轮机组装完毕后,机组转动部分的第一阶临界转速应不小于最大飞逸转速的120%。

9.12 水轮发电机的承重机架在综合考虑机架跨距的条件下,在最大轴向负荷作用下的垂直挠度值一般不大于表10的规定。

表10 水轮发电机承重机架挠度允许限值

推力负荷/MN	挠度值/mm
≤ 5	0.5~1.5
5~10	1.5~2
10~15	2~2.5
15~35	2.5~3.0
35~55	3.0~3.5

注: 对推力负荷大者取上限值。

10 结构基本要求

10.1 总体结构

10.1.1 水轮发电机的结构型式和总体布置应根据水轮机的型式、机组转速、额定容量、厂房型式和布置及机组运行稳定性等因素,经技术经济分析比较后在专用技术协议中规定。

10.1.2 水轮发电机的结构应便于维护和检修,在结构允许的条件下应设计成其下机架及水轮机的可拆部件在安装和检修时能通过定子铁心内径而不需拆除定子。大型机组应设计成在不抽出转子和不拆除上机架的情况下能更换定子线棒和转子磁极,以及对定子绕组端部和定子铁心进行预防性检查。

10.1.3 水轮发电机的集电环、导轴承及推力轴承的结构应设计成在不影响转子和相关部件情况下便于拆卸、调整和更换。

10.1.4 水轮发电机上机架、定子机座及下机架的基础设计应满足安装调整方便以及在定子绕组突然短路转矩、转子半数磁极短路不平衡磁拉力、不平衡水推力及振动力作用下,不发生异常变形和位移。

10.1.5 对可能引起有害共振的水轮发电机的机架、定子机座及其他结构件的固有频率应予以核算,以避免与水轮机水力脉动频率及其倍频,或与不对称运行时转子和定子铁心的振动频率、电网频率的倍频、建筑物的振动频率产生任何可能的共振。

10.1.6 为便于靠近和检查集电环、电刷、轴承、制动器和测速装置,应具备必须的平台或支撑或人孔或梯子或栏杆。应设置可观察电刷磨损情况的观察孔。在所有转动部件和带电部分周围应设置适当的防护设施。

10.1.7 水轮发电机的集电环、电刷和制动块应采用耐热、抗磨性能好的材料制成。制动块的使用寿命应不少于5年,制动时应不产生有害于环境的化学物质。应设置粉尘收集装置,其结构型式及布置方式应易于维护和检修,并有效防止粉尘污染定、转子线圈。

10.1.8 水轮发电机机坑内应视情况分别设置电热、除湿系统和照明系统,并应在水轮发电机顶部设置指示机组运行状态的指示灯。具体配置可由用户与制造厂商定。

10.1.9 为防止杂散电流通过,水轮发电机的轴承、支撑件、密封件和检测器等应根据需要设置绝缘。水轮发电机的定子机座、机架、油冷却器、空气冷却器、机坑内的金属管路及要求接地的其他部件均应可靠接地。具体要求由用户提出并在专用技术协议中规定。

10.1.10 凡需要在工地组装的水轮发电机定子机座、机架和转子支架等应在工厂内进行预装,并在分瓣面处设置定位连接结构。

10.1.11 水轮发电机的结构部件表面应清理干净,并涂以保护层或采取防护措施。表面颜色按用户提供的色卡要求确定。

10.1.12 水轮发电机所有结构部件设计应具有足够的刚度和强度,要求在正常、短路、飞逸等各种运行工况下,其变形、振动和安全系数均应在规定的范围内。

10.1.13 大型水轮发电机的定子、转子和机架设计应采用能适应热变形和不平衡磁拉力的结构。

10.1.14 为防止水轮发电机的主引出线和中性点引出线附近的钢筋或金属构件因电磁感应引起发热,应视情况采取电磁屏蔽措施。

10.2 定子

10.2.1 大型水轮发电机优先采用定子机座分瓣运输、现场组装整圆后进行叠片和嵌线的结构,并应满足整体吊装的要求。根据运输条件和具体要求,中、小型水轮发电机的定子机座可采用整体或分瓣结构,并在工厂组装、叠片和嵌线。制造厂应提供全部定子起吊专用工具及吊装方法。

10.2.2 大容量水轮发电机定子机座及其与上机架和基础的连接结构应能适应热胀冷缩的要求,并采取防止铁心产生翘曲,且其下环板与定子铁心的结合形式应便于现场安装和调整,宜采用大齿压板

结构。

10.2.3 定子铁心应由高导磁率、低损耗、无时效、机械性能优良的优质冷轧薄硅钢冲片叠成。大容量、高转速或轭部较宽的水轮发电机定子铁心,宜采用具有可靠绝缘的高强度、低碳合金钢穿心螺杆、分段冷压及整体热压工艺压紧。铁心磁化试验参照 GB/T 20835 执行。

10.2.4 固定定子绕组的端箍及齿压板的压指应采用非磁性材料。

10.2.5 定子线棒的绝缘可采用真空压力浸渍或加热模压固化工艺成型。其端部绝缘宜采用防晕层与主绝缘一次成型的结构和工艺。

10.2.6 为使定子线棒(线圈)与线槽紧密配合,线棒在槽内的固定可采用半导体“U”型槽衬、含半导体硅橡胶的半导体无纺布将线棒包绕嵌入槽内或在线棒表面涂敷半导体硅橡胶等措施。要求槽电位的实测值小于 10 V。

10.2.7 为减小由于股线在槽部漏磁场中不同位置产生循环电流而引起的附加损耗和股线间电势差和温差,线棒的股线应进行换位。线棒在整个定子铁心长度上可采用 360°罗贝尔换位、空换位或不完全换位等方式,具体方式由制造厂确定。

10.3 转子

10.3.1 转子应设置完整的阻尼绕组(或具有阻尼作用的结构)。如无阻尼绕组应在专用技术协议中说明。

10.3.2 转子支架与磁轭可采用径、切向键同槽的复合键或径、切向键合一的单键结构,也可采用径、切向键分开等连接结构。支架与磁轭的允许分离转速应在专用技术协议中规定。

10.3.3 磁轭钢板可采用优质钢板经高精度的冲模或激光切割加工。

10.3.4 转子绕组可由铜排经银铜焊焊接而成,或采用扁绕工艺制成,其连接接头及转子引线接头应设计成便于拆卸和检修。磁极的整体设计结构应能承受运行时的振动、热变形、飞逸时的离心力及电气短路等所产生的作用力。高转速、大容量水轮发电机的磁极宜采用弧形或向心(塔形)结构。

10.3.5 大容量半伞式水轮发电机的轴系宜采用由上端轴、转子中心体和主轴组成的三段轴结构,其转子支架(包括转子中心体和支臂)优先采用在工地组圆焊接的圆盘式结构。中、小容量水轮发电机的轴系多采用一根轴或多段轴的组合结构,其转子支架可采用整体铸造、铸焊组合或钢板焊接结构。轴系结构设计应便于现场轴线找正和调整。转子在现场组装后应满足整体吊装的要求。制造厂应提供相关吊具(如专用起吊轴、连接螺栓等)及吊装方法。

10.3.6 水轮发电机轴(包括上端轴和主轴)应为中空结构,并采用真空去气的优质钢材整体锻制成或分多段锻制组焊成一体。轴也可采用多段钢板滚卷组焊结构。主轴应有一个或两个锻造法兰。

10.4 轴承

10.4.1 推力轴承瓦可采用轴承合金(巴氏合金)瓦或弹性金属塑料瓦。当采用轴承合金瓦时,根据需要设置高压油顶起装置并应允许在事故情况下,不投入高压油顶起装置也能安全停机。当采用弹性金属塑料瓦时,不应再设置高压油顶起装置。

10.4.2 采用轴承合金瓦的推力轴承和导轴承,在油槽油温不低于 10℃时,应允许水轮发电机组启动,并允许水轮发电机在停机后立即启动和在事故情况下不制动停机,但此种停机一年之内不宜超过 3 次。

采用弹性金属塑料瓦的推力轴承和导轴承,在油槽油温不低于 5℃时,应允许水轮发电机组启动,并允许水轮发电机在停机后立即启动和在事故情况下不制动停机。

10.4.3 水轮发电机采用可更换的镜板,或镜板与推力头锻成一体的推力头镜板,或镜板与推力头和主轴锻成一体的组合结构。

镜板由锻压加工或由高性能钢板焊接而成,且具有足够的刚度和时效(对锻压镜板),其硬度和表面加工应符合表 11 的要求。

表 11 对镜板制造技术要求

镜板硬度 HB	镜板硬度 差值 HB	两平行面的 平行度 ^a mm	镜面 平面度 ^a mm	镜面 粗糙度 ^a μm	镜板与推力头 结合面粗糙度 μm	内外圆粗 糙度 μm
锻钢≥180	≤30	≤0.02~0.03	≤0.02~0.03	0.2~0.4	≤1.6	≤3.2
钢板≥150						
^a 上限值适用于直径大于 3.5 m 的镜板。						

10.4.4 推力轴承瓦的主要支撑结构有支柱螺钉(带或不带托盘)、多点小支柱、多波纹(单波纹)弹性油箱、多点弹簧束、弹性梁、弹性圆盘及弹性橡胶垫等。

10.4.5 立式水轮发电机的推力轴承,宜采用润滑油在油槽内冷却的自循环系统,也可采用镜板泵外部冷却自循环系统、导瓦自泵外部冷却自循环系统以及带油泵装置的外部冷却循环系统。导轴承可采用润滑油在油槽内冷却的自循环系统。

10.4.6 采用轴承合金瓦的推力轴承和导轴承,当其油冷却系统冷却水中断后,一般允许机组无损害继续运行的时间不少于 10 min。采用弹性金属塑料瓦的推力轴承,当其油冷却系统冷却水中断后,一般允许机组无损害继续运行的时间不少于 20 min。若其塑料瓦体的温度不超过 55 ℃、油槽的热油温度不超过 50 ℃,推力轴承应能继续运行,其允许运行时间由制造厂确定。

10.4.7 轴承冷却器及轴瓦设计应能在不拆卸整个轴承的情况下进行更换或检修。轴承冷却器应有足够的热交换裕量。

10.4.8 推力轴承和导轴承应设置防止油雾逸出和甩油的可靠密封装置。位于非驱动端的推力轴承和导轴承应设置防止轴电流的可靠绝缘。

10.5 机架

10.5.1 上机架的径向支撑结构设计应保证轴系在上导轴承处有足够的刚度,并应能满足在各种事故工况下(如半数磁极短路、水轮发电机出口短路等)机组稳定的要求。可采用将作用在上机架的单边磁拉力径向作用力转变为切向作用力传至发电机风罩混凝土内壁的支撑结构或联合受力的支撑结构,或全部径向力作用在混凝土内壁的支撑结构。

10.5.2 承重机架应能承受水轮发电机组所有转动部分的重量和水轮机最大水推力叠加后的动荷载,并应能与导轴承支架一起安全地承受由于水轮机转轮引起的不平衡力,以及由于水轮发电机绕组短路、半数磁极短路等引起的不平衡磁拉力,且不发生有害变形。

11 通风及冷却系统

11.1 水轮发电机优先采用定子绕组、转子绕组及定子铁心均为空气冷却的全空冷方式。当特大型水轮发电机受槽电流和热负荷等限制难以采用全空冷方式时,可采用定子绕组介质直接冷却、转子绕组和定子铁心为空气冷却的方式。

11.2 中、低速水轮发电机宜采用密闭自循环径向双路或径向单路的端部或旁路(混合)回风的无风扇通风系统。高转速大容量水轮发电机可采用密闭自循环双路轴、径向端部或旁路(混合)回风的有风扇(轴流或离心式)或其他形式的通风系统。

水轮发电机通风系统中的旋转部件与静止部件之间的空气密封,可采用旋转挡风板、固定挡风板等结构。

11.3 水直接冷却的定子线棒之间以及线棒和极间连接线之间的连接接头,应采用水电分离的结构,且接头应易于检查和更换。

11.4 水直接冷却的定子线棒成型前,空心股线应逐根进行水压、渗漏和流量检测及超声波和高频涡流探伤检查,股线表面和内部不应有缺陷和微小裂纹。线棒成型后,应对单根线棒进行水压和流量试验。

定子在现场完成嵌线和管路连接后的试验项目和要求应在专用技术协议中规定。

11.5 水直接冷却的定子绕组水系统的管道应采用防锈材料(如不锈钢无缝管)制成。冷却系统的管路应有隔热措施。

11.6 水直接冷却定子绕组的纯水处理系统配置的水泵、机械过滤器、离子交换器、水-水热交换器等设备元器件应有冗余配置。

11.7 空气冷却器和油冷却器应采用防锈蚀、高导热性的紫铜、铜镍合金或不锈钢无缝管等。与这些冷却器连接的供、排水管宜采用不锈钢材料。冷却器的冷却水压力一般按 0.2 MPa~0.5 MPa 进行设计,也可根据实际情况确定工作压力,并在专用技术协议中规定。冷却器的试验水压力为设计水压力的 1.5 倍(最低不小于 0.4 MPa),历时 60 min。

11.8 设计选用的空气冷却器应有 10%~15% 的热交换裕量。

12 制动系统

12.1 水轮发电机应装设一套采用压缩空气操作的机械制动装置。当该装置兼作千斤顶用时,靠液压供油应能顶起机组转动部分,并可靠地锁定。

12.2 水轮发电机采用机械制动时,其压缩空气压力一般为 0.5 MPa~0.8 MPa。机械制动系统应能在规定的时间内将机组转动部分从 20%~30% 额定转速(当推力轴承采用合金瓦时)和 10%~20% 额定转速(当推力轴承采用弹性金属塑料瓦时)连续制动停机。

当水轮机导叶漏水量使机组所产生的转矩不大于水轮机额定转矩的 1% 时,机械制动系统应保证机组制动停机。

12.3 制动器的设计应安全可靠,便于检查和维护。在制动和顶起过程中,活塞动作灵活、复位迅速。制动环应设计成可拆卸结构。

12.4 装有电气制动装置的水轮发电机,当采用电气制动和机械制动配合使用时,在机组转动部分的转速下降到 50% 额定转速时,按设置的程序电气制动系统首先投入运行;转速继续下降到额定转速的 5%~10% 时,再投入机械制动系统直到停机。

电气制动时的定子绕组电流值应按定子绕组温升和制动停机时间的要求确定,一般为 1.0~1.1 倍额定电流,并在专用技术协议中规定。

13 灭火系统

13.1 水轮发电机应设置灭火系统。该系统应设有自动控制、手动控制和应急操作三种控制功能。灭火介质可采用水、二氧化碳或对绝缘无损害、对环境无污染的介质。

13.2 消防供水系统的工作水压一般为 0.3 MPa~0.6 MPa,其工作水压应满足喷头前的供水压力不小于 0.35 MPa。喷射水量设计应不小于 10 L/(m·min),水喷雾持续时间不小于 10 min。

13.3 水轮发电机灭火系统供水管、管件、喷头等宜采用不锈钢或其他无磁性且防锈蚀材料。

13.4 当采用水喷雾灭火系统时,其系统设计参见 GB 50219。当采用二氧化碳灭火系统时,应按照全淹没系统进行设计,参见 GB 50193。

14 检测系统和装置及元件

14.1 水轮发电机应装设具有抗干扰能力且与发电机转速成线性关系的测速装置,作为调速器和信号装置的信号源。

14.2 水轮发电机采用的自动化检测系统和装置主要有:温度检测装置,液位检测装置,冷却水流量指示装置,压力、振动和摆度检测装置,油混水检测装置,轴电流检测装置,火灾报警和自动灭火系统,粉尘收集系统,加热干燥和除湿装置。局部放电检测系统、气隙测量系统及蠕动探测装置等可视具体情况选择使用。

对每一种自动化检测系统和装置的型式和性能要求以及与计算机监控系统接口的配置由用户与制造厂商商定。

14.3 水轮发电机各部件应埋设电阻温度计/信号温度计的位置和数量,见表 12。

表 12 埋设电阻温度计/信号温度计的数量和位置

序号	部件名称	埋设位置	数量(个)	备注
1	空气冷却 定子绕组	每相每条支路定子线棒的 上部、中部和下部层间	3~6	
		并联支路为单支路的定子绕组	12	总数应不少于 12 个
2	水直接冷却 定子绕组及 纯水处理系统	每条并联水路出水端的 上、下层线棒之间	1	测线棒温度
		每条并联水路 绝缘引水管出水端	1	测水温
		每条纯水处理系统进、出水总管	各 1	测水温
3	定子铁心	定子铁心槽底或 铁心轭部外缘(均布)	16~40	推荐按 0.08 个/槽选取
4	定子铁心齿压板	上、下端齿压板压指(均布)	各 8~14	
5	空气冷却器	每个空气冷却器出风口	1	测量冷风
		每个空气冷却器进风口	1	测量热风
		每台水轮发电机 2 个空气冷却器出风口	各 1 个信号温度计	对称布置,测量冷风
		每台水轮发电机 2 个空气冷却器进风口	各 1 个信号温度计	对称布置,测量热风
		每个空气冷却器出水支路	1	测量出水温度
		空气冷却器供、排水总管	各 1	
6	推力轴承	每块推力轴承瓦	1	
		整个推力轴承瓦	2~4 个信号温度计	
		油槽	4	冷、热油各 2 个
		油冷却器进、出水总管	各 1	
7	上导轴承	每块上导轴承瓦	1	
		整个上导轴承瓦	2~4 个信号温度计	
		油槽	4	冷、热油各 2 个
		油冷却器进、出水总管	各 1	
8	下导轴承	每块下导轴承瓦	1	
		整个下导轴承瓦	2~4 个信号温度计	
		油槽	4	冷、热油各 2 个
		油冷却器进、出水总管	各 1	
注:对推导合一的轴承油槽,可根据结构需要,埋设 4~6 个测油槽油温的电阻温度计。				

14.4 应在水轮发电机的上、下机架、定子铁心、定子机座以及转轴导轴承处设置传感器,以监测有关部位的振动和摆度,见表 13。

表 13 水轮发电机振动、摆度传感器装设位置和数量

单位为个

序号	监测项目	监测部位								传感器型式	备注	
		上导轴承		下导轴承		机架中心体		定子机座	定子铁心			组合轴承座
		X方向	Y方向	X方向	Y方向							
1	轴的摆度	1 (径向)	1 (径向)	1 (径向)	1 (径向)						涡流型振动传感器	传感器安装在导轴承座盖板上,分 X、Y 方向径向布置
2	承重机架振动					1~2 (垂直)	1~2 (水平)				低频(0.5 Hz)速度型传感器或加速度型传感器	垂直和水平振动传感器尽量布置在机架中心体内侧;若为 2 个传感器,则 X、Y 方向布置
3	非承重机架振动						2 (水平)				同上	非承重机架不设垂直振动测点;水平振动传感器布置在机架中心体内侧,按 X、Y 方向布置
4	定子机座振动							1~2 (水平)			同上	水平传感器布置在机座外壁、对应定子铁心高度 2/3 处;垂直传感器布置在机座上方
5	定子铁心振动								(1~3)组		防电磁干扰速度型传感器或加速度型传感器	每组包括水平(径向)和垂直(轴向)传感器各一个,均匀布置在定子铁心外缘中部
6	灯泡机组组合轴承振动									2 (径向) 1 (轴向)	低频(0.5 Hz)速度型传感器或加速度型传感器	径向测点传感器分别垂直和水平布置在组合轴承座靠近导轴承处;轴向测点传感器布置在组合轴承座推力轴承附近

14.5 大型水轮发电机组可装设状态在线监测及故障诊断系统。

15 励磁系统

15.1 水轮发电机的励磁系统型式为电压源自并励晶闸管整流励磁系统。根据用户要求,制造厂也可提供其他型式的励磁系统并在专用技术协议中说明。

15.2 励磁系统的基本技术条件应符合 GB/T 7409.3。

16 供货范围

水轮发电机供货范围包括下列内容:

- 16.1 水轮发电机本体及其附属设备;
- 16.2 励磁系统成套装置;
- 16.3 水直接冷却的水轮发电机成套水处理设备、补水及备用供水装置;
- 16.4 备品备件(参见附录 A,表 A.1);

16.5 安装专用设备和工具(参见附录 B,表 B.1);

16.6 技术文件和图纸(参见附录 C)。

注:水轮发电机的供货范围界定,可参见 DL/T 730—2000 附录 A,A.1 和 SL 321—2005 附录 A。

17 标志、包装、运输及保管

17.1 在水轮发电机的铭牌上应标明:

- a) 产品名称;
- b) 国家名称;
- c) 制造厂名;
- d) 本标准编号或技术条件编号;
- e) 制造厂出品编号;
- f) 产品型号;
- g) 额定容量(MVA);
- h) 额定电压(V);
- i) 额定电流(A);
- j) 额定频率(Hz);
- k) 相数;
- l) 额定功率因数($\cos\varphi$);
- m) 额定转速(r/min);
- n) 飞逸转速(r/min);
- o) 定子绕组接线法;
- p) 额定励磁电压(V);
- q) 额定励磁电流(A);
- r) 绝缘等级/绝缘使用等级;
- s) 推力轴承负荷(kN);
- t) 出厂年月。

17.2 水轮发电机、励磁装置及其所有附件的包装、运输和保管应满足 JB/T 8660 的要求。在符合运输、储放条件下,制造厂保证包装质量的保证期从发运之日起不少于 1 年。

17.3 水轮发电机的部件无论是整体运输或分件运输,都应符合运输部门对产品运输装载及加固的有关规定。水直接冷却水轮发电机定子线圈在冬季运输过程中应采取防冻措施。

17.4 水轮发电机、励磁装置及其所有附件运到工地后,均应储存在有掩蔽的库房内,并将以下零部件储存在温度不低于 5℃ 的干燥保温库房内:

- a) 定子线圈和下线后的定子;
- b) 转子线圈和磁极装配;
- c) 定子和转子冲片;
- d) 推力轴承和导轴承;
- e) 转轴;
- f) 集电环;
- g) 空气冷却器、油冷却器及水直接冷却水轮发电机的热交换器;
- h) 水直接冷却水轮发电机的水处理设备;
- i) 高压油顶起装置;
- j) 励磁装置和测速装置;
- k) 精密仪表、各种盘柜、互感器、电气绝缘部件等;

l) 特殊材料(润滑油、绝缘带、绝缘漆等)应按制造厂保管说明存放。

17.5 制造厂每次发运的货物名称、件数、箱数、编号、发运时间、地点、车次等应在发运的同时通知收货单位。

18 工厂及现场试验

18.1 每台(件)产品须经检验合格后才能出厂,并须附有产品质量检查合格证。

18.2 对在工厂内进行的必要试验项目应有用户代表参加(具体项目按专用技术协议)。对不能在制造厂内进行总装配的水轮发电机,应以国家标准和制造厂的技术文件或有关规程为依据,在工地安装完毕后在制造厂技术人员指导、检查和监督下进行交接试验、起动试运行试验和性能试验。

18.3 水轮发电机厂内主要检查试验项目应包括:

- a) 定子线圈股线间耐电压试验;
- b) 定子线圈槽部表面电阻测定;
- c) 定子线圈冷热状态的介质损耗角正切及其常态增量测定、起晕电压测定;
- d) 定子线圈工频击穿电压试验;
- e) 定子线圈工频耐电压试验;
- f) 水直接冷却定子线圈的水压、流量试验;
- g) 定子多匝叠绕线圈匝间耐电压试验(含耐雷电冲击电压试验);
- h) 转子线圈匝间耐电压试验;
- i) 转子线圈直流电阻测定;
- j) 转子磁极绝缘电阻测定;
- k) 转子磁极工频耐电压试验;
- l) 转子磁极交流阻抗测定;
- m) 对工件尺寸、装配尺寸进行校验,对部件(定子分瓣机座、圆盘式转子支架、导轴承和推力轴承装配及盖板、挡风板装配等)进行必要的预组装;
- n) 所有承受水压、油压、气压的部件和管路及其连接件均应进行气密、压力或功能试验等;
- o) 水轮发电机轴和水轮机轴的预组装(如有条件)及轴线偏差检查;水轮发电机轴和转子支架中心体的预组装(如有条件)及轴线偏差检查;
- p) 新型或大型水轮发电机推力轴承的模型试验及通风系统运行状态的模型试验(如有必要)。

注:对在制造厂内完成定子、转子分装配的水轮发电机,厂内检查试验项目还应包括第 18.4 条所列 a) 项~j) 项。

18.4 水轮发电机现场主要交接试验项目应包括:

- a) 定子铁心磁化(铁损)试验;
- b) 水直接冷却定子绕组的水压、流量和检漏试验;
- c) 定子绕组对机壳及绕组相互间绝缘电阻测定;
- d) 测温元件绝缘电阻测定;
- e) 定子绕组在实际冷态下直流电阻测定;
- f) 定子绕组对机壳直流耐电压试验;
- g) 定子绕组对机壳及绕组相互间工频交流耐电压试验;
- h) 定子绕组整体起晕电压试验;
- i) 定子绕组对地电容电流测定;
- j) 转子绕组工频交流耐电压试验;
- k) 转子单个磁极交流阻抗测定;
- l) 轴承绝缘电阻测定;
- m) 油-气-水系统试验(压力和功能试验)。

18.5 水轮发电机起动试运行的主要试验项目应包括：

- a) 轴承温度测定；
- b) 振动、摆度测定；
- c) 动平衡校准；
- d) 超速试验；
- e) 相序测定；
- f) 轴电压测定；
- g) 空载特性测定；
- h) 三相稳态短路特性测定；
- i) 甩负荷试验。

18.6 水轮发电机性能试验的主要试验项目应包括：

- a) 定子绕组和转子绕组短时过电流试验；
- b) 电压波形全谐波畸变因数(THD)测定；
- c) 噪声水平测定；
- d) 定、转子绕组电抗和时间常数测定；
- e) 出力试验；
- f) 效率及损耗测定；
- g) 温升试验；
- h) 过励调相及欠励进相运行试验(可按用户要求进行)；
- i) 三相突然短路试验(可按用户要求进行)；
- j) 飞逸转速试验(可按用户要求进行)；
- k) 飞轮力矩(GD^2)测量；
- l) 通风试验(如有必要)。

注：由用户选择一台机组在设备保证期限内的适当时机进行性能试验。

19 试运行及保证期

19.1 水轮发电机及其附属设备在工地安装、试验完毕正式投入商业运行之前，应进行试运行。当专用技术协议有规定时，在试运行后还应进行考核试运行。

19.2 试运行、考核试运行后可进行初步交接验收。试运行、考核试运行及交接验收应按 GB/T 8564、DL/T 507 的规定进行。

19.3 试运行应按水轮发电机组 72 h 带额定负荷连续运行要求进行。如条件不允许，可根据具体条件带尽可能大的负荷进行连续 72 h 试运行。

19.4 在 72 h 连续试运行中，由于机组及相关机电设备的制造、安装质量及其他原因引起运行中断，经检查处理合格后必须重新开始 72 h 连续试运行，中断前后的运行时间不应累加计算。

19.5 按专用技术协议规定有 30 d 考核试运行要求的机组，应在通过 72 h 连续试运行、并经停机检查处理发现的所有缺陷后，立即进行 30 d 考核试运行。机组 30 d 考核试运行期间，由于机组及其附属设备故障或因设备制造安装质量原因引起的故障使运行中断，应及时加以处理，处理合格后继续进行 30 d 考核试运行。若每次中断运行时间少于 24 h，且中断次数不超过 3 次，则中断前后运行时间可累加计算；否则，中断前后的运行时间不应累加计算，应重新开始 30 d 考核试运行。

19.6 机组通过 72 h 试运行，并经停机处理发现的所有缺陷后，即具备了移交的条件，应按专用技术协议规定及时进行机组及相关机电设备的移交，并签署机组设备的初步验收证书，开始商业运行，同时计算机组设备的保证期。

19.7 按专用技术协议规定有 30 d 考核试运行要求的机组，考核试运行结束并经停机处理发现的所有

缺陷后,即可签署机组设备的初步验收证书,开始商业运行,同时计算机组设备的保证期。

19.8 按照本标准和有关技术规程规定,在正确地保管、安装和使用条件下,水轮发电机及其附属设备保证期为投入商业运行后 2 年,但从最后一批货物发运之日起不超过 3 年。保证期内如因制造质量引起的设备损坏或不能正常工作,制造厂应无偿修理或更换。



清一风注电培训

附 录 A
(资料性附录)
备 品 备 件

表 A.1 为制造厂随同水轮发电机产品提供的主要备品备件。如需变更备品备件的种类和数量,由用户和制造厂协商并在专用技术协议中规定。

表 A.1 备品备件

序号	名 称	单 位	数 量		
			1~2 台机	3~4 台机	5 台机及以上
1	定子条形线棒(上层)	台份	1/15	2/15	3/15
2	定子条形线棒(下层)	台份	1/30	2/30	3/30
3	定子多匝叠绕线圈	台份	1/15	2/15	3/15
4	定子槽楔		按上层线棒备用量的 1/3 数量		
5	定子铁心压紧螺杆 (含螺母、垫圈)	台份	1/10	2/10	3/10
6	定子绝缘盒	台份	各 1/30	各 1/20	各 1/20
7	水直接冷却水轮发电机 冷却水管接头(如有)	台份	1/10	2/10	3/10
8	转子磁轭键	对	1	2	3
9	转子磁极键	台份	1/8	1/8	1/8
10	制动块、密封圈、弹簧	台份	1	1	1
11	集电环电刷	台份	每台机各一台份		
12	集电环电刷盒及弹簧	台份	1/4	2/4	3/4
13	各类型磁极线圈(含绝缘材料)	个	1	1	1
14	阻尼环接头	台份	1/10	2/10	3/10
15	磁轭压紧螺杆(含螺母、垫圈)	台份	每台机配各类螺杆的 1/10~1/20		
16	推力轴承瓦	台份	1	1	1
17	上导轴承瓦	台份	1	1	1
18	下导轴承瓦	台份	1	1	1
19	轴承用绝缘板、绝缘套筒等	台份	1	1	1
20	电阻温度计	个	每台机各类型各 2 个		
21	电接点电阻温度计	个	每台机各类型各 1 个		
22	空气冷却器(含密封件)	个	1	1	1
23	各类型油冷却器(含密封件)	个	各 1	各 1	各 1

注 1:“台份”系指每台机所需的份数(或数量)。
注 2:对定子多匝叠绕线圈(序号 3)分别不少于 1 个、2 个和 3 个节距定子线圈的数量。

附录 B
(资料性附录)
专用工具

表 B.1 为制造厂随同水轮发电机产品提供的主要专用工具。如需变更专用工具的种类和数量,由用户和制造厂协商并在专用技术协议中规定。

表 B.1 专用工具

序 号	项 目	单 位	数 量	备 注
1	定子机座组焊、定位筋安装、铁心叠压 专用工器具(含大内径千分尺等)	套	1~2	
2	定子中心测圆架(含基础)	套	1~2	
3	定子下线专用工具 (含下线装置、银铜焊机等)	套	1~2	
4	定子起吊专用吊具及附件	套	1	
5	定子气隙测量工具	套	1	
6	定子大齿压板铰孔设备(如有)	套	1~4	
7	转子装配专用工具 (含拉刀、磁轭压紧工具等)	套	1~2	
8	转子磁极吊装专用工具	套	1	
9	转子起吊专用吊具及 转子与吊具连接的专用工具	套	1	
10	转子中心测圆架	套	1	
11	转子磁极紧固及拆卸专用工具 (含拔键工具)	套	1	
12	主轴竖起保护板及起吊工具	套	1	
13	转子配筋工具(如有)	套	1	
14	转子配刨副立筋或简易铣削设备(如有)	套	1	
15	水轮发电机主轴与转子中心体连接工具	套	1	
16	推力轴承、导轴承组装及拆卸专用工具	套	1	
17	水轮发电机在安装间组装用埋件及连接件	套	1	定子、转子各一套
18	各种专用扳手	套	1~2	须经表面淬火硬化处理
19	各种铰孔及键槽专用铣刀、 拉刀和铰刀及操作设备	套	1~4	
20	专用校尺工具	套	1	
21	自动盘车装置(如需要)	套	1	

附录 C
(资料性附录)
技术文件和图纸

制造厂根据专用技术协议中规定的合同生效后的日历天数,向用户提交下列图纸和技术文件。

C.1 水轮发电机外形图和数据(第一批)

- a) 水轮发电机剖面图、平面图(主要外形尺寸、关键高程、油、气、水量等);
- b) 水轮发电机主要电气数据;
- c) 水轮发电机基础图(上、下机架和定子机座);
- d) 水轮发电机基础负荷数据(上、下机架和定子机座基础负荷);
- e) 制动器布置图;
- f) 水轮发电机主引出线和中性点引出线布置图;
- g) 定子外形尺寸图;
- h) 转子外形尺寸图;
- i) 定子机座、转子支架拼装场地布置及基础图;
- j) 水轮发电机机坑内进、出管路及预留孔位置图;
- k) 定、转子装配测圆架基础埋件图;
- l) 空气冷却器外形尺寸和布置图;
- m) 水轮发电机油、水、气系统原理图及其相关数据;
- n) 电缆管路和水轮发电机动力柜、照明配电箱、表计盘、端子箱布置图;
- o) 水轮发电机主要部件尺寸和重量;
- p) 水直接冷却水轮发电机的水处理设备外形尺寸和布置图(如有)。

C.2 水轮发电机详图(第二批)

- a) 水轮发电机最终剖面图、平面图;
- b) 定子详图(包括定子机座、铁心装配及定子吊装);
- c) 定子线棒结构图和绕组接线图;
- d) 转子详图(包括转子支架、磁极和转子吊装);
- e) 转子中心体、转子支架和磁轭装配图;
- f) 上机架详图;
- g) 下机架详图;
- h) 推力轴承详图(包括油循环冷却系统);
- i) 上、下导轴承详图(包括油冷却系统);
- j) 水轮发电机转轴组装图(包括轴的连接详图);
- k) 集电环、电刷及刷握详图;
- l) 空气冷却器详图及布置图;
- m) 水轮发电机辅助接线详图;
- n) 高压油顶起系统原理图及布置图(如有);
- o) 制动系统原理图及布置图;
- p) 水轮发电机油、水、气管路布置详图;
- q) 水轮发电机灭火系统管路布置详图;

- r) 机坑内灭火探测器布置图；
- s) 机坑内电加热器布置图；
- t) 碳粉、制动粉尘收集装置布置图；
- u) 水轮发电机主引出线和中性点引出线布置详图(含磁屏蔽体、护栏、电流互感器等布置)；
- v) 中性点接地装置布置图；
- w) 运输部件图；
- x) 水轮发电机监视、测量系统仪表、变送器、自动化元件、动力柜、照明箱、端子箱、盘柜及所有控制设备布置图；
- y) 水直接冷却水轮发电机设备配置和布置详图、安装详图、水质监测系统和装置详图(如有)；
- z) 机组状态在线监测及故障诊断系统布置及安装详图(如有)。

C.3 技术文件(第三批)

- a) 水轮发电机电磁计算数据；
- b) 水轮发电机主要部件刚度计算数据；
- c) 水轮发电机主要部件固有频率计算数据；
- d) 水轮发电机轴系稳定性计算数据(包括临界转速和动态响应)；
- e) 推力轴承计算数据及试验报告(如有)；
- f) 空气冷却器计算数据；
- g) 水轮发电机在额定容量和 95%、100%、105% 额定电压时的功率特性曲线；
- h) 规定功率因数下的水轮发电机典型负荷 V 型特性曲线；
- i) 水轮发电机饱和及短路特性曲线；
- j) 水轮发电机效率曲线；
- k) 大容量水轮发电机多支路定子绕组内部短路故障计算报告；
- l) 中性点接地装置计算报告；
- m) 上、下机架现场焊接和装配工艺说明；
- n) 定子及其绕组现场焊接和装配说明；
- o) 转子支架与磁轭现场焊接和装配说明；
- p) 工厂和现场焊接无损探伤和检查规范；
- q) 水轮发电机通风冷却系统计算数据及通风系统模型试验报告(如有)；
- r) 设备装拆、储存和维护说明书；安装程序和操作说明书；调试、投产试运行程序等。

GB/T 7894—2009《水轮发电机基本技术条件》 国家标准第 1 号修改单

本修改单经国家标准化管理委员会于 2014 年 12 月 12 日批准,自 2015 年 7 月 1 日起实施。

标准第 9.8 条中立式水轮发电机机座水平振动作适当调整,9.8 条修改后如下:

9.8 水轮发电机的振动限值规定如下:

a) 立式机组定子机座的允许水平双幅振动值应不大于表 9.1 的规定。

表 9.1 水轮发电机定子机座水平通频振动限值

区域边界	双幅振动值 mm
A/B	0.08
B/C	0.12
C/D	0.16

注 1: 振动值系指机组在除超速运行以外的各种稳定运行工况下的双振幅值。各运行区域定义如下:
 区域 A: 新交付使用机组振动通常应在此区域内;
 区域 B: 通常认为振动在此区域内的机组可以无限制地长期运行;
 区域 C: 通常认为振动在此区域内的机组不宜长期持续运行,如有适当机会应采取补救措施;
 区域 D: 通常认为在此区域内的振动已经非常严重,电机的持续运行时间由制造厂和用户商定。

注 2: 振动测试传感器的性能和安装布置参照 GB/T 28570 执行。

注 3: 对高转速水轮发电机($n_N \geq 300$ r/min),在参照执行上述振动限值的同时,要求定子机座水平振速均方根值不超过 4.5 mm/s,铁心振速不超过 6.7 mm/s。

b) 其他部位的允许双幅振动值应不大于表 9.2 的规定。

表 9.2 水轮发电机各部位振动允许限值

单位为毫米

机组型式	项 目	额定转速 n_N r/min				
		$n_N < 100$	$100 \leq n_N < 250$	$250 \leq n_N < 375$	$375 \leq n_N \leq 750$	$750 < n_N$
立式机组	带推力轴承支架的垂直振动	0.08	0.07	0.05	0.04	0.03
	带导轴承支架的水平振动	0.11	0.09	0.07	0.05	0.04
	定子铁心振动(100 Hz 双振幅值)	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
卧式机组	各部轴承垂直振动	0.11	0.09	0.07	0.05	0.04
灯泡贯流 式机组	推力支架的轴向振动	0.10	0.08			
	各导轴承的径向振动	0.12	0.10			
	灯泡头的径向振动	0.12	0.10			

注: 振动值系指机组在除超速运行以外的各种稳定运行工况下的双振幅值。