



中华人民共和国国家标准

GB/T 5578—2007
代替 GB 5578—1985

固定式发电用汽轮机规范

Fixed power plant turbine specifications

(IEC 60045-1:1991, Steam turbine-Part 1: Specifications, MOD)

2007-12-03 发布

2008-05-01 实施

中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局 发布
中国国家标准化管理委员会

目 次

前言	Ⅲ
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语和定义	1
4 保证值	7
5 调节	8
6 运行和检修	10
7 部件	12
8 基础和建筑物	13
9 给水泵的驱动	13
10 汽轮机辅助系统	14
11 仪表	15
12 保护系统	17
13 振动	18
14 噪声	19
15 试验	20
16 交货和安装	20
17 需方应提供的设计资料	20
18 供方应提供的设计资料	23
19 汽轮机给水回热	23
附录 A (规范性附录) 电子调节器	25
附录 B (资料性附录) 本标准与 IEC 60045-1:1991 的技术性差异及其原因	28

前 言

本标准修改采用 IEC 60045-1:1991《汽轮机 第 1 部分:规范》(英文版)。

在采用 IEC 60045-1:1991 时,根据我国国情、并参考 JIS B8101:2003《汽轮机通用规范》,本标准作了一定的修改。有关的技术性差异已编入正文中并在涉及条款的页边空白处用垂直单线标识。在附录 B 中给出了这些技术性差异及其原因的一览表以供参考。

为便于使用,对于采用 IEC 60045-1:1991,本标准还作了下列的编辑性修改:

- a) 将标准名称“汽轮机 第 1 部分:规范”改为“固定式发电用汽轮机规范”。
- b) 将第 1 章的“范围和主题”改为“范围”,并修改了表述方式。
- c) 对原来无序号的条款增加序号,例如“3.1 汽轮机型式”中的名词术语“过热蒸汽汽轮机”改为“3.1.1 过热蒸汽汽轮机”。
- d) 若干条款的表述方法参考了 JIS B8101:2003,该标准为修改采用 IEC 60045-1:1991,例如“3.9.1 基本负荷运行”、“3.9.2 两班制运行”等。

本标准代替 GB 5578—1985《固定式发电用汽轮机条件》。本标准与 GB 5578—1985 相比主要差别如下:

- a) 本标准的名称改为“固定式发电用汽轮机规范”。
- b) 本标准是修改采用 IEC 60045—1991,原 GB 5578—1985 是非等效采用 IEC 60045-1:1970。而 IEC 60045—1991 与前版本 IEC 60045-1:1970 差别非常大,二者是无法相比的。
- c) 修订后的本标准比原 GB 5578—1985 内容更全面,要求更严格,条文叙述更严谨,概念更清楚,操作性较强。

本标准的附录 A 为规范性附录,附录 B 为资料性附录。

本标准由中国电器工业协会提出。

本标准由全国汽轮机标准化技术委员会(SAC/TC 172)归口。

本标准主要由上海发电设备成套设计研究院、西安热工研究院有限公司负责起草。

本标准主要起草单位:东方汽轮机厂、哈尔滨汽轮机厂有限责任公司、北京北重汽轮电机有限责任公司、上海汽轮机有限公司。

本标准参加起草单位:武汉汽轮电机股份有限公司、南京汽轮电机(集团)有限责任公司、杭州汽轮机股份有限公司、青岛捷能汽轮机股份有限公司、洛阳发电设备厂。

本标准所代替标准的历次版本发布情况为:

——GB 5578—1985。

固定式发电用汽轮机规范

1 范围

本标准主要规定了大功率固定式发电用汽轮机设备的术语定义、保证值、调节、运行和检修、部件等的要求,其他型式的汽轮机和小功率汽轮机可参照执行。

本标准适用于驱动发电机的固定式发电用汽轮机。有些条款也适用于其他用途的汽轮机。

2 规范性引用文件

下列文件中的条款通过本标准的引用而成为本标准的条款。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 11348.1—1999 旋转机械转轴径向振动的测量和评定 第1部分:总则(idt ISO 7919-1:1996)

GB/T 11348.2—1997 旋转机械转轴径向振动的测量和评定 第2部分:陆地安装的大型汽轮发电机组(eqv ISO 7919-2:1996)

ISO 2372:1974 转速从10 r/s到200 r/s的机器的机械振动 规定评价标准的基础

IEC 60651:1979 声级计

IEC 60953-1:1990 汽轮机热力性能验收试验规程 第1部分:方法A——大型凝汽式汽轮机高准确度试验

IEC 60953-2:1990 汽轮机热力性能验收试验规程 第2部分:方法B——各种类型和功率汽轮机宽准确度试验

ASME PTC6:1996 汽轮机性能验收试验规程

3 术语和定义

下列术语和定义仅适用于本标准。

3.1 汽轮机型式

3.1.1

过热蒸汽汽轮机 superheat turbine

新蒸汽有显著过热度的汽轮机。

3.1.2

湿蒸汽汽轮机 wet-steam turbine

新蒸汽为饱和或接近饱和参数的汽轮机(也称饱和蒸汽汽轮机)。

3.1.3

再热式汽轮机 reheat turbine

蒸汽从汽轮机膨胀过程中抽出,再加热(一次或多次)后重新返回的汽轮机。

3.1.4

非再热式汽轮机 non-reheat turbine

无蒸汽再热的汽轮机。

3.1.5

混压式汽轮机 mixed-pressure turbine

压力不同的蒸汽进入同一汽轮机做功的汽轮机。

3.1.6

背压式汽轮机 back-pressure turbine

不带凝汽器的汽轮机。排汽用于供热用户,其压力根据热用户要求来确定,一般高于大气压力。

3.1.7

凝汽式汽轮机 condensing turbine

排汽直接进入凝汽器的汽轮机,其排汽压力一般低于大气压力。

3.1.8

回热式汽轮机 regenerative turbine

部分蒸汽从汽轮机膨胀过程中抽出,再加热给水的汽轮机。

3.1.9

抽汽式汽轮机 extraction turbine

部分蒸汽从汽轮机膨胀过程中抽出,供给热用户的汽轮机。如果汽轮机具有调节抽汽压力的手段,则称为调整抽汽式汽轮机。

3.1.10

联合循环 combined cycle

由锅炉、汽轮机和燃气轮机构成,利用燃气轮机的排出热量作为蒸汽循环热源的循环。

3.1.11

单轴联合循环 single-line combined-cycle

由汽轮机和燃气轮机驱动同一发电机的联合循环。因无法区分汽轮机和燃气轮机各自的输出功率,所以本标准的功率和热耗率的定义不再适用。

3.2 新蒸汽进汽方式

3.2.1

全周进汽 full-arc admission

由所有调节阀均匀向第一级进汽环区供汽。

3.2.2

部分进汽 partial-arc admission

第一级进汽环区分为若干隔开的进汽弧段,通常蒸汽通过各自的调节阀分别流向各个弧段;调节阀按顺序全部或部分开启。

3.3 参数

3.3.1

终端参数 terminal conditions

汽轮机或汽轮发电机的终端参数是指合同所列的汽轮机或汽轮发电机与外部设备相接的终端点上所规定参数。这些参数通常包括:

- 新蒸汽和再热蒸汽参数;
- 冷端再热蒸汽压力;
- 最终给水温度;
- 排汽压力;
- 输出功率;
- 转速;
- 抽汽要求。

3.3.2

规定或额定的终端参数 specified or rated terminal conditions

合同上标明和/或保证的规定输出功率、热耗率所对应的终端参数。由于有些核电蒸汽发生器的供

汽压力随负荷降低而升高,汽轮机设计时应考虑到该情况。

3.3.3

蒸汽参数 steam conditions

通常为(静)压力和温度或干度(或品质)。蒸汽压力宜采用绝对压力,而不采用表压。

3.3.4

新蒸汽参数 initial steam conditions

主汽阀进口处的蒸汽参数。

3.3.5

最高蒸汽参数 maximum steam conditions

要求汽轮机连续运行的最高蒸汽参数。

3.3.6

注汽参数 induction steam conditions

附加注入汽轮机的蒸汽参数,其压力低于新蒸汽压力。

3.3.7

双蒸汽参数 dual steam conditions

适用于混压式汽轮机的新蒸汽和注入蒸汽参数的组合蒸汽参数。

3.3.8

再热蒸汽参数 reheat steam conditions

再热汽阀进口处的蒸汽参数(也称热端再热蒸汽参数)。

3.3.9

冷端再热蒸汽参数 cold reheat steam conditions

再热器前,汽轮机出口处的蒸汽参数。

3.3.10

抽汽参数 extraction steam conditions

汽轮机抽汽口处的蒸汽参数。

3.3.11

排汽参数 exhaust conditions

汽轮机排汽口处的蒸汽参数。

3.4 转速

3.4.1

额定转速 rated speed

汽轮机在额定功率下运行时的规定转速。

3.4.2

最高连续转速 maximum continuous speed

汽轮机连续运行转速的上限值。

3.4.3

超速跳闸整定值 overspeed trip setting

超速保护装置设定的动作转速。

3.4.4

瞬时升速值 temporary speed rise

在调速系统控制下,汽轮机甩负荷后其转速的瞬时升高值。如果在额定转速下甩去额定功率,则为额定瞬时升速值。

3.4.5

最高瞬时转速 maximum transient speed

在调速系统控制下,发电机从电网解列(辅助供电系统预先脱开)引起甩去最大负荷后的机组最高转速。

3.4.6

稳定升速值 permanent speed rise

在调节装置正常控制下,汽轮机甩负荷后其转速的最终稳态升速值。

3.4.7

最高升速值 maximum speed rise

在调节系统故障和超速跳闸动作下,汽轮机甩负荷后其转速瞬时达到的最高值。如果在额定转速下甩去额定功率,则为额定最高升速值。

3.5 功率

注:此处的所有功率或输出功率均对汽轮机在额定终端参数下运行而言(除非另有规定)。

3.5.1

功率 power

汽轮机或其被驱动机械的功率。其定义宜说明测量位置 and 任何应扣除的损失或辅机功率(也称作输出功率或负荷)。

3.5.2

联轴器端的净功率 net power at coupling

汽轮机联轴器端的净功率,如果汽轮机的辅机被分开驱动,则应扣除辅机所耗功率。

3.5.3

发电机输出功率 generator output

扣除任何外部励磁功率后的发电机端子处功率。

3.5.4

额定功率 rated power

在额定的新蒸汽参数、再热蒸汽参数以及规定的背压、补给水率的条件下,不超过规定寿命时,发电机端子处的保证连续功率。该功率一般为铭牌功率。

注:此处背压应考虑冷却介质在全年最高温度下的冷端参数优化。

3.5.5

最大连续功率 maximum continuous rating(MCR)

在额定的新蒸汽参数、额定的再热蒸汽参数、规定的背压以及补给水率为零的条件下,不超过规定寿命时,发电机端子处的保证连续功率。该功率一般大于铭牌功率。调节阀不必全部开足。

注:此处背压应考虑冷却介质的全年平均温度。

3.5.6

最大功率 maximum capability

在规定的终端参数下,调节阀全开时汽轮机能发出的功率,也称阀门全开功率(VWO 功率)。

3.5.7

最大超负荷功率 maximum overload capability

在规定的超负荷终端参数(例如:最终的给水加热器被旁路或提高新蒸汽压力)下,调节阀全开时汽轮机能发出的最大功率。

3.5.8

最经济功率 most economical continuous rating(ECR)

在规定的终端参数下,能达到最低热耗率或汽耗率时的功率。

3.5.9

净电功率 net electrical power

发电机端子处功率扣除辅机功率后的电功率。

3.5.10

辅机功率 electrical auxiliary power

非汽轮机驱动的汽轮机和发电机的辅机所耗功率。该功率通常包括用于调节、润滑、发电机冷却和密封的所有功率,也可包括附加的辅机(例如,电动机驱动的锅炉给水泵)所耗功率。供需双方宜商定需包括的附加辅机。

3.6 蒸汽流量与汽耗率

3.6.1

新蒸汽流量 initial steam flow rate

在新蒸汽参数下,进入汽轮机主汽阀的蒸汽流量。该蒸汽包括供应阀杆、汽封或平衡活塞的所有蒸汽,也应包括供应辅机(例如,锅炉给水泵汽轮机、汽/汽再热器、射汽抽气器等)的所有蒸汽。

3.6.2

汽耗率 steam rate

新蒸汽流量与输出功率之比。

3.7 热耗率

3.7.1

热耗率 heat rate

单位时间内,外界向循环输入的热量与输出功率之比。

3.7.2

保证热耗率 guarantee heat rate

合同中供方向需方保证的热耗率。用于定义热耗率的计算公式应列入合同。

3.7.3

未修正的试验热耗率 uncorrected tested heat rate

用试验结果代入合同所列公式所得的热耗率。

3.7.4

全修正的热耗率 fully-corrected heat rate

在终端参数符合规定值,且供方责任范围之外的所有辅机做到完全按其保证值要求的情况下,试验达到的热耗率。

3.8 效率

3.8.1

热效率 thermal efficiency

输出功率与单位时间内向热力循环输入的热量之比,为热耗率的倒数。如果要保证该值,则热效率的定义应列入合同中。

3.9 运行方式

3.9.1

基本负荷运行 base-load operation

以额定功率或接近该功率长期运行的方式。

3.9.2

两班制运行 two-shift operation

每天(24 h)中约有 16 h 以额定功率或接近该功率运行,其余时间停用的运行方式。

3.9.3

一班制运行 one-shift operation

每天(24 h)中约有 8 h 以额定功率或接近该功率运行,其余时间停用的运行方式。

3.9.4

周期性负荷运行 load cycling

机组按一定规律以高负荷、低负荷交替的运行方式。

3.9.5

尖峰负荷运行 peak-load operation

根据尖峰电力的要求,短时间(一般 1 h~3 h)以高负荷运行,其余时间停用的运行方式。

3.10 变负荷方式

3.10.1

定压运行 constant-pressure operation

运行时新蒸汽压力保持恒定,用改变调节阀开度来改变负荷的运行方式。

3.10.2

滑压运行 sliding-pressure operation

运行时调节阀开度不变或基本不变,用改变新蒸汽压力来改变负荷的运行方式。

3.10.3

复合滑压运行 modified sliding-pressure operation

在某个负荷段采用定压运行,而在其他负荷范围内采用滑压运行的运行方式。

3.10.4

节流调节 throttle governing

所有调节阀同步或接近同步动作,这是定压运行中全周进汽汽轮机常用的调节方式。

3.10.5

喷嘴调节 nozzle governing

调节阀依次动作,这是定压运行中部分进汽汽轮机常用的调节方式。

3.11 运行寿命

3.11.1

役龄 calendar age

从第一次并网算起,机组经历的总的寿命,以月或年表示。

3.11.2

运行小时 running hours

机组带负荷的小时数。

3.12 控制与保护

3.12.1

调节系统 governing system

将控制信号按一特定方式转换成阀门位置的装置和机构的总和。它们包括调速器、转速控制机构、同步器(转速变换器)、加减负荷系统和蒸汽阀门的操纵装置。

3.12.2

汽轮发电机组的保护系统 turbine-generator protection system

为保护汽轮发电机组,使其免遭本身或电网故障而造成机组损害所设置的综合系统。

3.12.3

稳态工况 steady-state condition

转速和负荷的平均值在有限的随机偏差内保持恒定的工况。

3.12.4

稳定运行 stable operation

如果某个系统经过转速或负荷的扰动后达到了稳态工况,则称该系统是稳定的。

3.12.5

转速不等率 steady-state regulation (speed governing droop)

当机组孤立运行,在设定转速值不变,且假设迟缓率为零的前提下,负荷从零到额定值之间变化时,以额定转速的百分率表示的稳态转速变化量,也称总不等率。

3.12.6

局部转速不等率 steady-state incremental speed regulation (incremental speed droop)

局部转速不等率 δ_i (%)以下式求得:

$$\delta_i = K_{nl} \cdot \frac{L_0}{n_0} \times 100$$

式中:

K_{nl} ——负荷-转速特性曲线的任意功率点上斜率, s^{-1}/kW ;

L_0 ——额定功率, kW;

n_0 ——额定转速, s^{-1} 。

3.12.7

调节系统迟缓率 dead band of the speed governing system

不会引起调节阀位置改变的稳态转速变化的总量,以其与额定转速的百分率来表示。迟缓率是调节系统敏感度的一种衡量,也称为死区。

3.12.8

负荷最大偏差或非线性度 maximum load inaccuracy or non-linearity

在控制装置规定的环境(如温度、湿度)和动力源(如电压、油压)条件下运行时,负荷—转速曲线与相应于总不等率的直线之间最大的负荷偏差,以其与额定负荷的百分率来表示。

3.12.9

调节器的环境稳定性 governor environmental stability

除负荷设定点和转速的原因外,任一独立变量的给定的变化所引起的负荷的变化量,以其与额定负荷的百分率来表示。这些独立变量为经历的时间、温度、振动、大气压、调节器电源的电压和频率。

3.12.10

短期稳定性 short-term stability

在规定的环境条件下,对于所设定的负荷和转速,任何 30 min 间隔内该负荷的变化量,以其与额定负荷的百分率来表示。

3.12.11

长期稳定性 long-term stability

在负荷设定值和转速不变的情况下,相隔 12 个月的两次 30 min 间隔内平均负荷的变化量,以其与额定负荷的百分率来表示。在这两次试验期中环境条件宜在要求范围内,但可不必严格一致。

4 保证值

4.1 总则

合同中可规定几项保证值,例如热效率、热耗率或汽耗率、输出功率或辅机功率。也可对调节系统的功能、振动和噪声级等特性提出保证值。

所有保证及条款均应陈述和表达清晰完整,相应的计算式应列入合同。

4.2 汽轮机的热效率或热耗率或汽耗率

4.2.1 应在验收试验按相应标准并包括商定修正方法的前提下给出热耗率或汽耗率的保证值。合同应规定验收试验按 IEC 60953-1 或 IEC 60953-2 或 ASME PTC6 进行。按合同可对一个规定负荷或多个负荷的加权值来确定汽轮机的热效率或热耗率或汽耗率。

4.2.2 如果汽轮机供方的合同内不包括给水加热器,则需方宜在规范中提供附有足够数据的给水加热系统图,以便列出整个机组的热耗率保证值的计算公式。否则汽轮机供方应在其标书中说明计算热耗率时采用的给水加热器数量和配置、给水加热器的终端差和汽轮机与各加热器之间的压降。

4.2.3 对于湿蒸汽汽轮机,如果汽水分离器或再热器或二者均未包括在汽轮机合同内,则应采取4.2.2的类似作法。

4.2.4 如果给水加热器包括在合同中,则也应符合第 19 章的要求。

4.2.5 不属于汽轮机供方供应范围的装置,例如加热器、阀门、管道或泵,如果其性能与保证值所依据的条件不同,则汽轮机供方应调整其合同阶段中的保证值,或对热力性能试验结果按商定办法进行修正。

4.3 输出功率或蒸汽流量

汽轮机应考核合同规定的终端参数下额定输出功率或其额定蒸汽流量。该考核试验应按 IEC 60953-1或 IEC 60953-2 或 ASME PTC6 进行。

4.4 辅机功率

如果给出连续运行的辅机所耗功率的保证值,则应商定这些辅机的清单。其每项的所耗功率应在汽轮机规定输出功率和规定终端参数下测得,或由供需双方商定的参数下测得。

4.5 蒸汽表

保证值和计算试验结果所使用的蒸汽表应由供需双方商定,采用国际水和水蒸汽性质协会 1997 年发布的最新版水蒸汽和水特性值的表(IAPWS-IF97),或采用 1967 年发布的国际蒸汽简表(IFC-67)第 7 版,并列入合同中。

4.6 允差

热效率、热耗率或汽耗率的保证值在验收时的允差不属于本标准的范围。必要时该允差由供需双方商定。

4.7 老化

机组第一次并网以后,随时间推移而需对试验热耗率、汽耗率或热效率考虑其老化的影响,其任何的修正量由供需双方商定,并符合相应的验收标准。

5 调节

5.1 调节系统

5.1.1 汽轮机的调节系统应能控制机组从静止开始上升的转速。控制可用手动或其他方法。

5.1.2 对驱动发电机的汽轮机,其调节系统还应能控制:

- a) 当发电机孤立运行时,从空负荷到满负荷之间(包括两者)所有负荷下的转速保持稳定;
- b) 当发电机与其他发电机并列运行时,把能量稳定地输入电网(见 6.1.1)。

5.1.3 调节器及其系统的设计不应在任何部件故障时妨碍汽轮机安全停机。

5.1.4 如果采用电—液式调节系统,则电气部分还应符合附录 A 规定的要求。

5.1.5 调节器和蒸汽阀门操纵机构应能做到,在额定工况或 6.3.1 规定的异常工况下,即使瞬时甩去直至能达到的最大负荷的任何负荷,都不应引起足以导致汽轮机跳闸的瞬时超速。

5.2 转速和负荷调整

除非合同中另有规定,当空负荷运行时,汽轮机转速应能按下列范围进行调整:

——当驱动发电机时,至少能在额定转速上、下 5% 范围以内;

——当驱动其他机械时,在商定范围以内。

在额定转速下,转速和负荷调整装置把设定点由空负荷调到满负荷所需的最短时间通常不应超过 50 s,但也可由供需双方商定。应提供调整设定点的手段。

5.3 调节器特性

机械式和电-液式调节系统要求的转速不等率和迟缓率特性如表 1。

给出的数值供参考,对小功率汽轮机和额定功率超过电网容量 5% 的发电用汽轮机,应作特殊考虑。

5.4 阀门试验

对小功率汽轮机和仅有单个主汽阀或调节阀或只靠单个执行机构操纵多个调节阀的汽轮机,应提供主汽阀和调节阀在不妨碍汽轮机运行情况下能做局部动作的手段(或采用调整阀位来人为改变负荷),以检查阀门能否自由活动。

对其他型式的汽轮机,控制装置应具有按 7.5 规定的任何阀门在带负荷条件下进行依次全闭试验的手段。

供方应阐明阀门开闭试验时功率的限制范围。

表 1 调节器的不等率和迟缓率特性

调节器型式	机械式			电液式		
	<20	20~150	>150	<20	20~150	>150
汽轮机额定功率/MW	<20	20~150	>150	<20	20~150	>150
总不等率/%	3~5					
局部不等率/%	最大值不限制 最小值=0.4×总不等率			a) 3~8 b) ≤12		
a) (0~0.9)额定功率范围 b) (0.9~1.0)额定功率范围						
在(0.9~1.0)额定功率范围 平均局部不等率*/%	≤15			≤10		
迟缓率(额定转速的)/%	0.40	0.20	0.10	0.15	0.10	0.06
^a 对采用部分进汽喷嘴调节的汽轮机而言,用最后一组以外任何喷嘴组的调节阀控制在 90%~100% 负荷范围内的平均不等率不应超出总不等率的 3 倍。						

5.5 超速保护装置(危急保安装置)

5.5.1 除调速器之外,汽轮机和发电机还应有独立动作操纵机组跳闸的超速保护装置,以防止过度超速。

超速保护装置通常应在超过额定转速 10% 的转速动作,其允差为额定转速的上、下 1% (即超过额定转速的动作转速不应大于额定转速的 11% 或低于 9%)。

在特殊情况(例如,为了符合 5.1.5 的要求)并经商定,可能需要取正常跳闸整定值超过 10% (保持选定值上、下 1% 的允差)。总之,万一发生突然甩负荷而调速器故障的情况下,超速保护装置应在足够低的转速下动作,以限制最高超速在安全值内,即防止汽轮机或被驱动机械的任何部件有任何损坏,或防止甩负荷后仍与发电机保持连接的电动机及被驱动机械有任何损坏。供方应在运行说明书上列入超速跳闸整定值。

5.5.2 对小功率汽轮机,至少应供应一套独立于调节器的超速保护系统,当其动作时应关闭主汽阀和调节阀。

5.5.3 对大功率汽轮机,至少应供应两套独立于调节器、完全分开作用的超速保护装置;任何一套动作时都应能关闭所有主汽阀和调节阀。

当机组在额定转速运行时,应能在防止超速的另一套装置保护下,进行每套超速保护装置功能正确

性的验证试验,而不改变主汽阀的位置。为此应有相应的安全措施,以便当一套超速保护装置正在做功能正确性试验时,即使有要求也不可能把另一套锁住或阻止其动作。

5.5.4 对小功率汽轮机,超速保护系统应能在不停机时复位。

5.5.5 对大功率汽轮机,在汽轮机转速下降到不低于额定转速时,超速保护装置就应能复位。

6 运行和检修

6.1 正常运行

6.1.1 正常运行时,汽轮机特性应能使汽轮机及被驱动机械与任何已运行的一些机组并列运行,且无论单机或作为整体均无异常特性。

6.1.2 过热蒸汽汽轮机的起动可按汽轮机起动时的热状态分类。典型的分类准则是按不同部件(如高压内缸)金属已冷却到的温度;但通常也按上次运行后的停机时间长短来分类。下面给出典型的相关特点,并可作为参考。

典型的起动分类:

- a) 冷态起动:停机超过 72 h(金属温度已下降至约为其满负荷温度的 40%以下,单位 $^{\circ}\text{C}$);
- b) 温态起动:停机在 10 h~72 h 之间(金属温度约为其满负荷温度的 40%~80%之间,单位 $^{\circ}\text{C}$);
- c) 热态起动:停机不到 10 h(金属温度约为其满负荷温度的 80%以上,单位 $^{\circ}\text{C}$);
- d) 极热态起动:机组跳闸后 1 h 以内(金属温度仍保持或接近其满负荷温度,单位 $^{\circ}\text{C}$)。

6.1.3 需方应规定下列条件,供汽轮机设计之用:

- a) 上述各种分类的起动次数;

注:如需方未提出这方面的要求,则供方应阐明该汽轮机设计时考虑的各种起动的次数,主要要求作两班制运行的汽轮机典型计划安排可包括:

- 100 次冷态起动;
- 700 次温态起动;
- 3 000 次热态起动。

- b) 大负荷变动的次数;

c) 考虑到电厂其他设备(如蒸汽发生器)的任何限制后,各类大负荷变动要求的负荷变化率。

注:允许的负荷变化率和负荷变动的大小与蒸汽发生器的特性(见 6.1.4)和每次负荷变化期间汽轮机的运行方式(即:节流调节或喷嘴调节)以及汽轮机的具体结构有关。在负荷变化期间,汽轮机内部蒸汽温度的剧变与所有上述因素有关,这可能导致某些部件出现过高的热应力,从而极大地降低其寿命。

除已限定的大负荷变动外,与稳定工况相比仅有较小的负荷变化(即:负荷增量小于 10%的额定负荷)是可接受的,而无需计数。

6.1.4 需方应如实提供蒸汽发生器的特性,包括在所有预计的起动方式、负荷变动和停机方式下,压力和新蒸汽温度及再热蒸汽温度随蒸汽流量的变化。

6.1.5 需方应规定是否采用汽轮机旁路系统,如果采用的话,则应明确其容量、蒸汽参数和流量,以及应由谁供应。

6.1.6 需方还应规定可用辅助汽源的蒸汽参数。

6.2 额定参数变化的极限值

汽轮机应能承受额定参数在下述极限值内变化。

6.2.1 新蒸汽压力

在任何 12 个月的运行期中,汽轮机进口处的平均新蒸汽压力不应超过额定压力,在保持此平均值的前提下,新蒸汽压力不应超过额定压力的 105%。偶然出现不超过 120%额定压力的波动也是许可的,不过这种波动在任何 12 个月的运行期中累计不得超过 12 h(此外请看 6.2 末的注)。

注:见 3.3 中额定蒸汽参数的定义。

提高新蒸汽压力通常会使得汽轮机发出的功率超过其正常的额定值,除非通过控制系统的作用限制

了蒸汽流量。发电机和相关的电气设备可能不能承受这种附加输出功率,且也可能使汽轮机产生过高的应力,需方因此应提供负荷响应的保护手段来限制汽轮机在上述情况下的输出功率。

需方还应提供手段,以保证再热器前汽轮机高压缸的排汽压力不会超过汽轮机在额定输出功率下运行时该处规定压力的125%。

6.2.2 新蒸汽温度和有再热时的再热蒸汽温度

额定蒸汽温度不大于566℃时,其允许偏差如下一段所述。额定蒸汽温度超过566℃时,允许偏差由供需双方商定。

在任何12个月的运行期中,汽轮机任一进口处的平均温度不应超过其额定温度。在保持此平均值的前提下,温度通常不应超过额定温度8℃。如果在异常情况下超过额定温度8℃,则温度的瞬时值可在超过额定温度8℃~14℃之间变化,但在此两极限值之间的总运行小时在任何12个月的运行期中不超过400 h。在超过额定温度14℃~28℃极限值之间作不超过15 min的短暂波动运行也是许可的,但在此两极限值之间的总运行小时在任何12个月的运行期中不超过80 h。温度绝不应超过额定温度28℃(见6.2末的注)。

如果通过两根或更多根平行管道向汽轮机任一端点供汽,则其中任何一根管子的蒸汽温度与另外任何一根的温差不宜超过17℃;只要波动时间在任一4 h期间不超过15 min,其温差不超过28℃应是许可的,但最热的一根管道的蒸汽温度不应超过上一段中给出的极限值。

6.2.3 背压式汽轮机的排汽压力

在任何12个月的运行期中,平均排汽压力不应超过规定排汽压力。

在保持此平均值的前提下,排汽绝对压力应在额定压力的80%~110%之间。

6.2.4 凝汽式汽轮机的排汽压力

对规定的冷却水温度或流量的范围或在规定的排汽压力范围所发生的任何排汽状态变化,汽轮机都应能运行。如有限制,供方应说明。

6.2.5 转速

除非另有协议,汽轮机应能在98%~101%的额定转速下运行而不限输出功率和持续时间。

除非另有协议,不允许在与额定值有更大偏差的转速下运行。

注:6.2.1和6.2.2中对新蒸汽压力和新蒸汽温度的偏差所规定的限制值适用于燃烧化石燃料的锅炉或其他高温热源供汽的汽轮机。对进汽为饱和或接近饱和参数的汽轮机,例如由核反应堆供汽,新蒸汽参数的限制值应由需方、反应堆供方和汽轮机供方共同商定。

6.3 异常运行

6.3.1 如果需要在以下任何一类情况下运行的话,则需方应提出要求:

- a) 隔离停用凝汽器的部分冷却管;
- b) 停用部分或所有给水加热器;
- c) 超负荷以及其实现的方式;
- d) 引起特殊工况的任何其他运行方式。

6.3.2 供方应明确由规定异常运行引起的任何限制,这可包括例如结构性负荷分配或输出功率的调整之类的问题并包括这些限制所允许的持续时间。

6.4 安装条件

6.4.1 需方应提出安装是在室内还是室外、有无顶棚,以及汽轮机机组应在什么条件下运行,包括最高与最低温度、相对湿度、异常的尘埃问题、降水量、风速(如装在室外)以及其他有关因素。

6.4.2 需方应提供电厂设计所需与地震情况相关的一切数据。

6.5 检修

当需方提出要求时,供方应提供汽轮机装置预期的检修周期和检修范围的资料。

6.6 运行说明书

为能使其供应的设备安全运行,供方应提供完全适当且内容明确的运行说明书。

说明书应包括设备运行涉及的所有限制值,也可包括供方对蒸汽品质的要求。

7 部件

7.1 材料和结构

机组结构中采用的一切材料、部件和焊接以及所有管道、支架、接头和辅助装置,应符合相应的国内标准或国际标准的要求。这些标准应在合同中规定。

7.2 承受高温的部件

7.2.1 非受力部件

不承受明显应力的部件在其运行温度下的材料选择,应做到避免由于下述原因引起不能接受的材料性能的恶化:

- a) 内部结构或组织的变化;
- b) 材料因其周围环境而引起的变化。

7.2.2 受力部件

用于受力部件的材料应满足 7.2.1 所列条件。此外,应在试验确定数据的基础上选择材料,以确保部件在其使用的应力、温度和时间条件下,不会开裂或发生超过允许范围的变形。

7.3 汽缸和轴承座

汽缸、轴承座和支架应设计成能承受一切正常和危急使用情况下的负荷、允许的管道推力和力矩以及温度引起的位移。汽缸应设计成在运行时的热应力尽可能小。汽轮机汽缸应有合适的支承,以保证与转子保持良好的对中。

为了便于装配和拆卸的需要,应提供顶开螺栓、起吊环、吊环螺钉、导向销等必要的专用工具。

7.4 转子

7.4.1 完工后的转子应由汽轮机制造厂做动平衡。

7.4.2 汽轮机及被驱动机械的共同轴系临界转速应有足够裕量避开额定转速,以避免机组从额定转速的 94%到在调速系统故障时甩全负荷后所出现转速的范围内对机组运行发生任何不利影响。

如果被驱动的机械不是由汽轮机制造厂供应,则由哪一方对汽轮机及其被驱动机械的共同轴系临界转速负责应由各制造厂商定。

7.4.3 每台汽轮机转子都应进行一次超速试验,试验最好在汽轮机制造厂进行。超速试验应在超过最高计算转速 2%的转速下进行,最高计算转速是假定在调速器失灵且最高转速仅受到超速跳闸装置动作的限制时可能出现的转速值。超速试验持续时间不应超过 2 min,并只可进行一次。

不管有怎样的理由,超速试验不应超过额定转速的 120%(非整锻转子不适用)。

7.4.4 转子和联轴器(如有,还应包括齿轮传动机构)应设计成能承受由发电机短路或电网中其他特定扰动造成的运行条件。

需方应采用减少或排除电网中任何电力故障对汽轮发电机组影响的保护装置。

7.5 阀门

汽轮机应采用适当数量的调节阀。这些阀门应在整个转速和负荷范围内能适当地调节供给汽轮机的新蒸汽量。此外还应与这些调节阀串联配置适当的主汽阀。对这些最先通过新蒸汽的阀门,应在每个阀的上游尽可能靠近阀的位置上装设一个蒸汽滤网。对小功率汽轮机,主汽阀可与调节阀合在一起。

对再热式汽轮机而言,还应配有适当数量的再热调节阀。应与这些调节阀串联配置适当的再热汽阀,对这些最先通过再热蒸汽的阀门,除下述情况外,应在每个阀的上游尽可能靠近的位置上装设一个蒸汽滤网:

- a) 第一个阀是摆动式阀(在这种情况下,滤网应设置在第一和第二个阀之间),或
- b) 再热是在汽/汽再热器中进行。

7.6 主轴承和轴承箱

- a) 径向轴承应有水平中分面,并附有可更换的轴瓦、瓦块或瓦衬。
- b) 推力轴承应设计成能承受任一方向的轴向推力。推力轴承在检修时应有可调整转子轴向位置的设施。
- c) 应不拆开汽缸就能更换所有的轴承。
- d) 径向和推力轴承应设计成压力供油润滑,并保证排油畅通。
- e) 轴承箱应能防止水分或异物进入和防止润滑油漏出。
- f) 为了尽可能降低摩擦静电效应产生电流的影响,应将汽轮机及被驱动机械的轴接地。如果这些机械由不同的供方供应,则供需双方应商定轴接地点的位置。较小功率汽轮机通常无需接地。

注:对于被驱动机械侧不接地的小功率汽轮机,则由供需双方商定。

7.7 汽缸汽封和级间汽封

转子的端部汽封和级间汽封应采用合适的材料,以将运行温度下的变形或膨胀减少到最小限度。汽封的结构应使其在运行中万一发生摩擦时将对转子的损伤减少到最小限度。

7.8 保温

当有规定时汽轮机应安装保温材料,需方应提出保温层材料外表面温度的要求(通常不超过环境温度 40°C)。保温设计应便于汽轮机检修。

需方应说明对保温材料的任何限制。

8 基础和建筑物

8.1 汽轮机供方应向需方或基础设计方提供其本身设计职责和需方职责之间接口的有关资料(静载荷和动载荷、外形图、台板详图、力与力矩、基础允许挠度、热膨胀等),使整个支承系统的设计和建造得以进行。

注:其中的基础允许挠度由基础设计方提供。

8.2 基础设计方应保证不会因基础部分的挠度、固有频率和其他特性所设计的基础而在5.2和5.3规定的转速范围内对机组的运行产生不利影响。

8.3 需方应将运行和停机时传递到汽轮机上各种载荷的详情,包括所有管道力和力矩在内,均应提供给汽轮机供方并取得认可。

8.4 需方应使基础振动的固有频率不与机组运行转速的任何低倍频重合形成共振。

8.5 为便于设备运人和设备安装,基础与建筑结构中应有足够空间和必要的通道。在设备周围,需方应提供足够使用的空间,包括吊出转子和放置汽缸上半的场地。

8.6 与汽轮机直接相连的辅助设备(例如汽水分离器和加热器),如果安装在其他与汽轮机分开的基础上,则汽轮机供方应对其相对汽轮机基础的允许位移作出规定。

9 给水泵的驱动

9.1 设计条件

为了让汽轮机供方确定热力循环和热耗率,需方应向汽轮机供方提供下列资料。

9.1.1 由给水泵汽轮机驱动

给水泵汽轮机由主汽轮机抽汽供汽,或者给水泵汽轮机的排汽排入主汽轮机或其蒸汽系统中去的场合:

- a) 如果给水泵和给水泵汽轮机由主汽轮机供方供应,则需方应在较早阶段向主汽轮机供方提供表明所需给水泵的扬程与给水流量之间的函数关系资料。
- b) 如果主汽轮机供方只供应给水泵汽轮机而不供应泵,则需方应在较早阶段向主汽轮机供方提

供表明所需泵的输入功率、转速和给水泵扬程的变化与给水流量之间的函数关系资料。

- c) 如果主汽轮机供方既不供应给水泵汽轮机也不供应泵,则需方应在较早阶段向主汽轮机供方提供充分资料,以便得出在整个给水流量范围内通过泵的给水焓升和给水泵汽轮机的进汽量。

上述 a)和 b)的资料应包括从主汽轮机最小负荷下给水泵能独立满足需要的给水流量到给水泵和给水泵汽轮机设计的最大给水流量的范围。

在确定给水泵汽轮机功率之前,应考虑超过主汽轮机最大输出功率时所需的给水泵汽轮机功率和转速的附加裕量;裕量的大小应由需方与主汽轮机供方商定。

如果主汽轮机供方不供应从主汽轮机抽汽口或从主蒸汽管(或从其他汽源)到给水泵汽轮机的供汽连通管,则需方应向主汽轮机供方说明该管道的允许蒸汽压损和温降。

9.1.2 由电动机驱动

当给水泵由一台电动机驱动时,有时是直连的,有时是通过变速装置或液力联轴器驱动:

- a) 如果汽轮机供方供应上述整套设备,则需方应在较早阶段向汽轮机供方提供表明所需给水泵扬程与给水流量之间的关系资料。
- b) 如果汽轮机供方只供应驱动设备而不包括给水泵,则需方应在较早阶段向汽轮机供方提供表明所需给水泵的功率(在给水泵输入的联轴器上测量)和给水泵扬程与给水流量之间的函数关系以及给水泵最高转速的资料。
- c) 如果汽轮机供方不供应给水泵、电动机、变速装置或液力联轴器,则需方应在较早阶段向汽轮机供方提供表明给水焓升与给水流量之间的函数关系资料。

9.1.3 给水泵流量的裕量

凡具有过热器、再热器和汽轮机旁路喷水的场合,给水泵的设计流量均应包括他们所需要的减温水量。

9.2 总则

9.2.1 如果给水泵由给水泵汽轮机驱动,则给水泵汽轮机供方和给水泵供方应就给水泵的相关接口要求,包括转动方向在内的一切必要条件达成一致。还应商定给水泵和给水泵汽轮机需要的润滑油、控制油、密封水和汽封用汽的供给方法。对是否要装盘车机构,应由给水泵汽轮机供方和给水泵供方共同商定。

9.2.2 对防止或限制给水泵反转的任何要求均应给予考虑。

10 汽轮机辅助系统

10.1 润滑油系统

- a) 汽轮机应有一台由汽轮机本身或经商定也可由一台电动机驱动的主油泵。
- b) 还应供应一台功率相当于主油泵但完全与主油泵分开的动力源驱动的辅助油泵。这台辅助油泵在汽轮机起动或停机时工作,并在万一油压偏低时,它自动投入运行以替代主油泵,维持汽轮机继续运行。
- c) 当汽轮机驱动的主油泵出口油压较高,除供作控制油外并经减压装置减压后供润滑用时,应再配置一台辅助润滑油泵(即交流润滑油泵)。
- d) 应具备在带负荷条件下用模拟低油压的办法使所有辅助润滑油泵自动起动的试验设施。
- e) 还应供应一台用直流电动机驱动的事故油泵,以便万一辅助油泵或其电源故障时,事故油泵能自动起动,其功率大小足以使机组能安全地逐渐停下来。或经商定,也可用重力油箱来达到同样目的。
- f) 为了减少盘车或起动时的起动力矩和轴承的磨损,必要时供应一套顶轴油系统向汽轮机和发电机各轴承供给高压油以顶起转子。
- g) 应供应容量足够的多台冷油器,以便在机组运行时,能任意停用一台冷油器。冷油器的进、出

口切换阀应配置成在机组运行时不会切断流向各轴承的油。对小功率汽轮机也可只供应一台冷油器。

- h) 润滑油的清洁度应由必要的滤油器、滤油网和油净化装置等来保证。油系统清洁度应在机组投运前达到。
- i) 所有管道、阀门、冷油器壳体和滤油器壳体均应采用钢或其他合适材料,例如灰铸铁等脆性材料都是不合适的。管子连接应尽可能采用焊接。
- j) 应采取预防措施,将油箱与油管内部的锈蚀减低至最低限度。
- k) 汽轮机供方应规定所使用润滑油的特性。如初次注入油不是由汽轮机供方负责,则所用油应经汽轮机供方认可。
- l) 润滑油系统设计应确保在正常运行时,每个主轴承运行的排油温度一般不超过 75℃。小功率汽轮机的油温一般不超过 85℃。应采取预防润滑油泄漏引起火灾的措施。在大功率汽轮机中,应对轴承合金层(巴氏合金)进行温度监视,温度控制值按汽轮机供方的要求执行。

10.2 控制油系统

控制系统用油和操纵蒸汽阀用的动力油既可来自润滑系统,也可来自一个完全独立的油源。该独立油源的泵应是两台,当一台泵故障时能自动切换至另一台。切换过程中应采取措施维持控制油的压力。

如果所用控制油不是润滑油系统的油,则该油应得到汽轮机供方的认可。有关材料、管子结构和多台冷油器的要求按 10.1 执行。滤油器也应是多台的并可在运行中切换。

10.3 转子和阀门汽封的密封系统

转子轴端和阀门汽封的密封系统设计应确保没有蒸汽泄漏到汽轮机厂房,例如设置汽封蒸汽凝汽器和汽封抽气器。汽封蒸汽的控制应是完全自动化的(小功率汽轮机除外)。必要时应在蒸汽管道上设置安全阀。起动时如需辅助蒸汽,汽轮机供方应向需方说明该蒸汽参数和蒸汽量的要求。

10.4 疏水系统

在每个汽缸、蒸汽室或其他容器以及所有输汽管包括去给水加热器的抽汽管道上,应在所有可能积水的地方充分疏水。

疏水通常应排入相应的疏水容器中;在排入疏水容器之前,疏水管上应装有合适的阀门、集水器或孔板。

10.5 排汽系统

从轴封的蒸汽排风扇和润滑系统排风扇至指定的室外场所或商定的地方应设置排放管。

10.6 盘车装置

为限制汽轮机停机中转子产生热变形,应设置盘车装置以使转子在停机时,能连续或断续地缓慢转动。当润滑油的供给不充分或盘车齿轮未能完全啮合以前,不能开始盘转。汽轮机转速超过盘车转速时,盘车装置应自动脱开。

10.7 管道系统

10.7.1 所有蒸汽、水、油或空气管道宜采用符合国内标准和国际标准的钢材。

10.7.2 应尽可能用焊接接头。必要时经商定也可采用其他连接形式。

10.7.3 汽轮机供方应说明其装置允许承受作用在其设备商定的主要终端点上的附加管道力、力矩的大小和方向。

11 仪表

11.1 总则

汽轮机应备有可靠、高效的运行和监视所需的各种仪表。

合理的仪表范围取决于汽轮机的额定功率和运行工况。下述要求适用于大功率汽轮机。

11.2 标准仪表

应至少在下列地方设置一次测量元件：

a) 压力

- 在靠近主汽阀和再热汽阀或滤网(如果有)前的新蒸汽和再热蒸汽进口处；
- 抽汽式汽轮机的抽汽；
- 去给水加热器的抽汽；
- 各汽缸的排汽；
- 供给轴承的润滑油；
- 控制系统的供油。

b) 温度

- 新蒸汽和再热蒸汽；
- 高、中压缸的排汽；
- 去给水加热器的抽汽；
- 冷油器出口油；
- 轴承排油或轴承金属。

c) 油位

- 主润滑油箱的油位；
- 控制油箱的油位。

11.3 监视仪表

应设置下述监视仪表：

a) 转速：汽轮机的转速；

b) 负荷：发电机的输出功率(通常该仪表不包括在汽轮机合同内)；

c) 转子和轴承座(或汽缸)的位移：

- 1) 在远离推力轴承端测量转子相对于轴承座(或汽缸)的轴向相对位移(胀差)；
- 2) 转子(推力盘)相对于推力轴承的相对位移(轴向位移)；
- 3) 轴承座(或汽缸)相对于基础的轴向位移(绝对热膨胀)；

d) 振动：轴承座或转子的振动，也可要求同时测转子偏心和相位；

e) 金属温度：应设置为汽轮机安全运行考虑或者估算汽轮机和汽缸壁或其他部件的热应力所需的所有金属温度或温差的测量仪表，以便为机组提供安全的升速率或负荷变化率的参考数据；

f) 阀门开度：所有新蒸汽和再热蒸汽阀门的开度。除非供需双方另有商定，再热汽阀可只指示全开或全闭；

g) 水位：具有汽水分离器和再热器的湿蒸汽汽轮机应测定汽水分离器和再热器疏水箱的水位；

h) 另外应供应第 12 章列出的报警和跳闸发讯器。

11.4 附加仪表

附加仪表可由需方规定，也可由汽轮机供方推荐。

对大功率汽轮机，这些仪表一般包括：

- 凝汽器冷却水温度；
- 凝汽器压力；
- 各类容器内的压力和液位；
- 给水加热器和其他热交换器的进、出口处蒸汽和给水温度；
- 给水泵进、出口处压力；
- 凝结水、给水和新蒸汽的流量。

注：上述仪表可由汽轮机供方以外的其他供方提供。

11.5 试验测点

在汽轮机的正常运行和控制所需测点之外,为进行热耗率或其他原因的性能试验,所需增加的试验和监视测点由供需双方商定。

应就不属于供方合同范围的所需测点的布置和责任达成协议。

12 保护系统

12.1 总则

合理的保护范围取决于汽轮机的额定功率和运行工况,下述保护要求适用于大功率汽轮机。

12.2 跳闸保护系统

12.2.1 应设置独立而分开的汽轮机保护系统,该系统应设计成一旦出现跳闸信号,所有主要蒸汽阀(即:主汽阀、调节阀、再热汽阀和再热调节阀)应立即关闭;冷端再热蒸汽的排汽管、去给水加热器的抽汽管和其他通常由汽轮机抽汽的系统中的止回阀(如果设置)均应强制关闭;这样万一发生事故跳闸时能使汽轮机安全地停下来,否则会造成汽轮机及其辅机损坏。

12.2.2 保护装置应按失效保护原则设计,例如在控制油失去压力时,应立即关闭主汽阀和调节阀。

12.2.3 当引发跳闸系统动作的条件消失后,不应使跳闸装置自动复位和蒸汽阀重新开启。跳闸系统应设计成只能手动复位,在跳闸系统复位之前,任何蒸汽阀不能重新开启。

12.2.4 跳闸系统应包含下列装置(但并不局限于此),但其中任何一个装置动作均应导致保护系统动作:

- a) 超速保护装置(见 5.5);
- b) 汽轮机就地手动遮断装置;
- c) 就地和遥控操作的危急停机装置;
- d) 低凝汽真空保护装置;
- e) 进汽压力过低跳闸保护装置(必要时);
- f) 润滑油压过低跳闸保护装置;
- g) 轴向位移跳闸保护装置;
- h) 电子调节器故障跳闸保护装置;
- i) 由发电机或其辅助系统故障引发的跳闸保护装置;例如发电机定子绕组断水;
- j) 电气系统故障跳闸保护装置。

12.3 报警

因下列项目达报警值时发出报警,但汽轮机不应跳闸:

- a) 推力轴承过分磨损;
- b) 低压缸排汽温度过高;
- c) 轴承温度(油温或金属温度)过高;
- d) 振动过大;
- e) 轴向位移过大;
- f) 凝汽器真空度过低;
- g) 润滑油压过低;
- h) 相对膨胀过大;
- i) 油箱油位过低。

12.4 其他保护装置

其他保护装置(未经供需双方商定,不应引起跳闸)如下。

12.4.1 防止低压缸和凝汽器压力过高保护装置

低压缸和凝汽器应设置足够尺寸的泄放阀或泄放膜以防止超压,保证其压力不超过允许值。

12.4.2 防止给水加热系统的来水进入汽轮机的保护装置

为防止从给水加热装置向汽轮机进水,给水加热装置的供方至少应设置以下保护内容:

- a) 汽轮机的每一抽汽管应设计成在任何水可能进入汽轮机之前,必须先使加热器壳体内全部充满水。加热器最好布置在低于汽轮机的位置。
- b) 对每台给水加热器而言,应有两套独立的自动防止水从给水加热系统进入汽轮机的手段;其中任一个手段失效时都不会导致汽轮机进水。

该两套独立手段可采用下列组合方式中的任何一种:

2)和 1)A 或 1)B;

或 3)和 1)A 或 1)B;

或 2)和 3)。

1) A 采用开式差压密封重力疏水设施(例如 U 形管疏水装置、多级水封等)。

B 给水加热器另加一个足够容量的紧急自动疏水阀和通道。

2) 在汽轮机到给水加热器之间的抽汽管中和与加热器串联的疏水管道中设置自动隔离阀。

3) 对所有进入加热器的给水来源采用自动隔离和旁路设施。

注:上述 2)或 3)要求的每个自动隔离阀从接到关闭信号至全关位置的动作时间,宜是流入壳侧的水流量相当于下列二者中之较大者相应的时间:

① 从两根断裂管子(从管子断头)流出的水流量,或

② 水流量相当于加热器管侧在额定功率时流量的 10%。

阀门应在水充满高的报警水位(其引发阀门关闭)到自动隔离阀之间的有效容积之前关闭。

1)B、2)和 3)项应由加热器壳侧的高水位传感器引发,并事先发出报警信号,以保证可靠运行。

c) 为限制甩负荷时的转速飞升(见 19.3),通常在绝对压力大于 0.098 MPa 的抽汽管道上设置抽汽止回阀,该阀门的位置应尽可能靠近汽轮机的抽汽口。

凡装有隔离阀和强制关闭式抽汽止回阀时,应能在机组运行时进行关闭方向的活动试验,以检查其灵活性。

d) 如果从一根抽汽管同时给几台加热器供汽,则每台加热器应有其自己的隔离阀门;或者如果这些隔离阀门安装在抽汽总管上,则从一台满水的加热器溢出的水在可能流入抽汽总管并到达汽轮机以前,应先完全灌满该并列的加热器。

e) 每台加热器应配置双重高水位检测开关,每只开关在机组运行中应能试验其是否能正确动作。

12.4.3 汽水分离器和再热器的超压保护装置

有汽水分离器和再热器的容器应采用相应的安全阀、爆破膜片或其他商定的手段以防止超压。

12.4.4 进汽压力低卸负荷装置

在必要的情况下,应配置当进汽压力低于规定压力时能关闭调节阀,迅速将汽轮机负荷降至所定输出功率的装置。

即使进汽压力恢复,调节阀也不应自动打开。进汽压力进一步降低时,应使汽轮机跳闸(见 12.2.4)。

注:汽轮机以被控的低新蒸汽压力运行时,进汽压力低卸负荷装置和进汽压力低跳闸装置(见 12.2.4)只应在汽轮机进汽压力急剧下降时保护汽轮机而动作;但正常运行时允许调节阀重新自动开启。

12.4.5 有害蒸汽

如果汽轮机采用了旁路,则需要采取保护措施以防止蒸汽由高压缸排汽口逆流进入汽轮机。通常至少设置一个高排止回阀来达到上述目的。

13 振动

13.1 汽轮机部件的一般振动

在运行时汽轮机每个轴承或其邻近处应备有可供进行振动测量的条件[见 11.3d)];可测轴承座振

动、轴振动或轴相对轴承座的振动。

描述汽轮机轴承座振动的优先准则是振动速度,对于同步振动下,它与振动位移峰峰值的关系为:

$$2A = 450V/f$$

式中:

2A——振动位移峰峰值, μm ;

V——均方根振动速度, mm/s ;

f——转速频率, Hz 。

描述轴振动的优先准则是轴的振动位移峰峰值。

13.2 轴承座上测量的振动

在经过良好平衡并以规定转速下稳定运行的汽轮机,通常可在轴承座上沿径向测得 2.8 mm/s 或更好的振动速度值,但在更高的振动速度值下,汽轮机也有可能继续满意运行。

表 2 给出了不同转动频率时,振动速度为 2.8 mm/s 所对应的(该值按 ISO 2372 第 IV 级 A 品质段)位移峰峰值。

表 2 轴承座上测得的振动位移峰峰值

汽轮机额定转动频率/ Hz	轴承座上测得的振动位移峰峰值/ μm
16.67	75
25	50
30	42
50	25
60	21
100	12
200	6

注:其他转速下的振动位移可由下列关系式得到:
转动频率 \times 振动位移=1 250(单位同上)。

13.3 轴上测得的振动

轴振动通常相对于轴承座测得,但无论如何,该振动测量应按 GB/T 11348.1 和 GB/T 11348.2 进行。轴上测得的振动可能比轴承座上测得的大得多(两倍或更多倍),它取决于轴的振型、传感器的轴向位置、轴承结构和其他因素。

14 噪声

14.1 机组单个部件发出的噪声

机器的噪声在围绕机器的一虚拟面上测得,该面离机器轮廓面 1 m,距运行层地板、通道或供人员通过的其他位置地面之上 1.2 m。

表面噪声级的定义是用符合 IEC 60651 的 I 型慢响应声级计,用传声器置于上述位置测得的最大“A”计权均方根声压级。

14.2 汽轮机组附近的噪声级

汽轮机组附近的噪声级取决于很多因素,例如汽轮机不同部件发出的声功率、电站其他设备部件发出的声功率、汽轮机与其他设备的相对位置以及环境周围和建筑物的音响效应,其中也包括消声材料采用的多少。

如果所有上述因素都在汽轮机供方范围之内,则需方可向汽轮机供方提出有关汽轮机附近允许噪声级的要求。如果这些因素并不全在汽轮机供方范围内,则需要需方、汽轮机供方和其他因素的责任方共同来满足需方的要求。汽轮机附近其他部件或其他设备的供方应对他们本身所供的设备或部件产

生的噪声负责。

如果这些要求不能靠设备的本身设计来满足,则可通过供应合适的隔声屏或罩壳来解决。

15 试验

15.1 总则

本标准要求的全部试验应按规定的条文执行。

需方任何进一步要求的试验和需方或其代表任何见证的范围应在需方的技术规范中说明。

15.2 水压试验

作为质保大纲的一部分,所有在正常运行时承受的压力超过大气压的部件均应进行水压试验;其试验压力至少应超过在额定终端参数(如 3.3 所定义)的任何负荷下可能出现的最大压力的 50%。凡运行中不会向大气泄漏的部位,经商定水压试验可取消。如果制造厂可用其他办法使需方对部件的完善性和适用性感到满意,则经商定也可取消水压试验。

15.3 性能试验

任何要求的性能试验范围和希望供方参加的范围应一起在需方的技术规范中提出。

热力性能验收试验应按 IEC 60953-1 或 IEC 60953-2 或 ASME PTC6 进行。

转速和负荷调节试验应按 IEC 1064 进行。

15.4 试验结果和数据

试验结果和数据以及据此提出有效的证书或报告应经供需双方共同认可,这些证书或报告是证实合同规定的所有试验项目已经达标的文件。

16 交货和安装

16.1 运往现场和临时包装保护

在运出工厂之前,为防止运往现场途中和在安装前的储存阶段发生腐蚀、应力腐蚀和装卸损坏,所有汽轮机部件均应适当包装保护。储存条件和时间应由供需双方商定。

16.2 安装和投运

安装和投运程序应按供方在图样上或由其他文件提出的建议和说明进行,如果合同不包括安装和投运部分,则建议需方至少应接受供方专业人员指导。

17 需方应提供的设计资料

17.1 总则

通常需方应向供方提出其要求的详细技术规范,建议这些要求或其他相关资料至少包括下列内容。

17.2 汽轮机和辅机的特性

- a) 在发电机终端或汽轮机联轴器处按 3.5 定义的额定输出功率;
- b) 当要求执行 4.2 的要求时,热力性能保证用的加权系数;
- c) 转速或电网频率和要求的运行转速范围;
- d) 总的要求运行小时;
- e) 汽轮机安装场地的详细情况和任何环境限制条件;
- f) 要考虑的任何地震条件。

17.3 汽、水条件

- a) 在额定功率时,汽轮机各主汽阀进口处的额定蒸汽参数和最高蒸汽参数。
- b) 在额定功率时,汽轮机各排汽法兰处的蒸汽压力。

注:如果汽轮机供方不供应凝汽器,则应包括汽轮机排汽法兰处的压力。如果汽轮机供方也供应凝汽器,则所需资料如 17.4 所列。

- c) 对火电厂而言,如果汽轮机在汽缸间配置了再热器,但再热器不由汽轮机供方供应:
——各冷端再热压力;
——各再热器的压降,和
——各再热系统安全阀的设定压力。
- d) 如果汽轮机配置一外置式水分离器,但不由汽轮机供方供应:
——蒸汽的压降;
——水分离效率;
——分离器疏水的去处;
——安全阀或其他装置(见 12.4.3)的设定压力,如果它们不属于汽轮机供货范围的话。

如果水分离器后有一级或多级汽/汽再热器,但不由汽轮机供方供应:

- 被再热蒸汽的压降;
——再热蒸汽管的压降;
——各级再热器的终端差;
——再热器疏水的去处。

只要合适,上述参数应作为蒸汽流量的函数表示。

- e) 如果新蒸汽或再热蒸汽用喷水调温:
——水源、水流量和水的焓值。
- f) 如果因清洗和弥补锅炉损失而向凝汽器补充水:
——水量和水温。
- g) 如果为加热或其他辅助目的所需的抽汽:
——所需流量和压力、疏水的去处和焓值,抽汽压力是否需要调整以及这部分抽汽是否计入保证值。
- h) 混压式汽轮机的低压进汽:
——压力;
——平均温度(或干度)和范围;
——蒸汽流量;
——控制进汽的方法;
——仅有高压蒸汽时所要求的最大输出功率。

注:供方可要求高压蒸汽流量不低于规定值。

- i) 可用的辅助汽源及其参数,例如为了起动时供汽封密封用汽。
- j) 供汽的化学特性。
- k) 对于锅炉给水泵,需方应提供第 9 章所列的资料以及所有电厂热力和机械方面配套所需要的其他资料。凡有可能,资料中应包括这些参数随给水流量或汽轮机输出功率而变化的详细数据。

注:对上述 c)、d)、e)和 g)各项,要求供需双方之间交换一些资料,因为非供方供应范围的设备其最终设计将受到汽轮机最终设计压力分配的影响。

17.4 凝汽器和冷却器的条件(如果该设备属供方供应范围)

- a) 冷却介质的来源和品质,或换热面使用的材料和设计中采用的清洁系数。
- b) 冷却介质的最高和最低温度以及年平均温度。
- c) 冷却介质可用流量或允许温升的任何限制。
- d) 冷却水系统各端点的最高和最低压力以及端点间的压降。

17.5 使用、安装和运行方式

- a) 被驱动机械的详情(如不由汽轮机供方供应):

- 制造厂厂名；
- 外形尺寸、安装尺寸和布置方式；
- 包括汽轮机承受的所有正常或异常扭矩以及任何轴向推力和径向轴承负荷等相关特性的全部说明；
- 对润滑油和冷却水等辅助装置的要求；
- 如果该机械通过齿轮箱而被驱动，其输出轴的转速；
- 有关平衡、对中、膨胀的要求或影响安装后机组良好运行的其他问题。

注：转向应与汽轮机供方商定。

- b) 被驱动机械的负荷特性、预期运行模式和运行方式。
- c) 会引起异常扭矩的电网系统的扰动次数、特性和强度。

如果发电机和汽轮机不由同一供方供应，则发电机应向汽轮机供方详细说明，由发电机施加在汽轮机上的异常扭矩；在确定这些异常扭矩时可要求发电机和汽轮机制造厂之间共同合作。

- d) 影响汽轮机运行的有关因素，例如：

- 1) 运行条件(见 6.1.3)；
- 2) 滑压的采用(见 3.10)；
- 3) 要求最大的加负荷率[见 6.1.3c)]；
- 4) 短期异常运行工况(见 6.3.1)；
- 5) 蒸汽发生器的特性(见 6.1.4)；
- 6) 如采用旁路的话，汽轮机旁路系统的容量(见 6.1.5)。

- e) 影响设备的经济上最优化的有关因素，这些包括需方的一些供汽轮机本身及其凝汽设备进行优化设计的评估数据。

对于固定的新蒸汽参数和新蒸汽流量，可以用合理选择汽轮机设备的不同参数，包括有关凝汽器及其冷却水系统的参数，来增加输出功率和降低热耗率。

需方应阐明其对下列情况作评估时采用的数据：

- 改善一个单位的保证热耗率对其效益的影响；
- 在热耗率保证值中没有考虑的辅机电耗每增加 1 kW 对其成本的影响；
- 增加一个单位容积流量的冷却水和补充水对其成本的增加；
- 任何要考虑的其他装置的特性或尺寸。

- f) 对于起动、并网、带负荷和停机等功能，应予明确就地或遥控进行手动还是自动化操作的控制系统要求。

- g) 如果需用电子调节器，则按附录 A 的 A.6 所列资料。

- h) 安装条件(见 6.4)。

- i) 保温的要求(见 7.8)。

- j) 允许噪声级(见第 14 章)。

- k) 所需的附加仪表(见 11.4)。

- l) 是否需要进汽压力低卸负荷装置(见 12.4.4)。

17.6 基础

如果需方负责基础设计，则应尽早向汽轮机供方提供基于第 8 章中涉及资料而设计的基础外形图。

17.7 接口

应提供设备的接口。

17.8 交货现场条件

- a) 交货地点；

- b) 影响运输状况和进入现场通道的条件、现场可用设施和延期贮存有关的任何要求。

17.9 试验

性能试验范围(见 15.3)。

18 供方应提供的设计资料

供方应向需方提供其设备的详细资料,建议至少包括下列项目。

18.1 为汽轮机的稳定性,需方在进行接口与管道系统的机械设计时,要限制来自主要蒸汽管道的力和力矩。供方应提供管道力和力矩的足够资料,使需方按此设计管道系统。

如果给水加热器或类似设备在供方的供应范围内,就水管系而言,则可要求提供类似的资料。

18.2 接口在有关运行条件下的热膨胀。

18.3 到需方管道系统的所有管子接口尺寸以及焊缝坡口和焊接建议。

18.4 必要的技术资料 and 图样相互提供的时间建议表,以使汽轮发电机组及其辅机能纳入总体电站设计中去。

18.5 启动时汽封密封用辅助蒸汽的参数和流量要求。

18.6 第 8 章中所述的汽轮机基础资料。

19 汽轮机给水回热

19.1 设计条件和安装条件的确认

发电用汽轮机通常都有给水回热,对其基本要求(见第 4 章)和有关下述细节应由需方和供方针对一个或几个规定负荷进行商定。

a) 给水抽汽回热级数以及其中供汽:

- 1) 来自主汽轮机;和
- 2) 来自其他汽源。

b) 每级给水加热所用的热交换器的数目和布置,以及每一加热器是由汽轮机的一个抽汽点单独供汽,还是同一给水回热级的所有加热器由一根母管供汽。

c) 给水泵在给水加热回路中的位置、每台泵出口的给水压力和经过每台泵的给水焓升。

d) 相应终端点上所要求的给水温度及其与要求值的允许偏差。

还有,最终给水温度是否允许随汽轮机负荷自然地变化;如不允许,则由需方提出要求。

e) 串联加热器的疏水方式以及疏水在哪一处或哪几处(如有的话)向前注入给水系统。

f) 每台加热器的终端差,即加热器内蒸汽的饱和温度与加热器出口处给水温度之差。

注:在进入给水加热器饱和区以前,抽汽如需冷却,则应考虑过热冷却器中的给水补充加热。

g) 无论是单独的或与抽汽加热器做成一体的每台疏水冷却器(除扩容式外)的终端差,即加热器凝结水在疏水冷却器出口处的温度与给水在疏水冷却器进口处的温度之差。

h) 在给水系统中凝结水通过任何一台不由供方供应的热交换器的焓升。

i) 从每个汽轮机抽汽出口至加热器的压降,或从抽汽出口至加热器的饱和温降。

j) 抽汽蒸发器(如有的话)的型式及其在系统中的位置;所需补充水量、蒸发器的排污量和进入蒸发器的生水的焓值。

k) 如果来自辅助设备的凝结水也由本给水加热系统处理,该凝结水的量和焓值以及进入给水加热系统的地点。

l) 除汽轮机功率外而需调节的运行工况细节,例如在除氧器最低压力有规定时,为满足这个要求,有何可供选择的汽源及其参数。

m) 如果加热给水的汽源不是来自主汽轮机;各汽源的压力、焓值和流量以及被凝结蒸汽的去向,与此类似,如供热介质不是蒸汽时有关的细节。

19.2 把给水加热系统的性能纳入汽轮机保证值中

如果汽轮机供方供应给水加热系统,则系统的性能应包括在性能保证值内,除非另有商定。

如果汽轮机供方不供应给水加热系统,则性能保证中应阐明 19.1 所列条件。

如果最后商定的给水加热系统与保证值所依据的系统有差异,则应给予汽轮机供方调整其保证值的机会。

19.3 汽轮机抽汽管上装止回阀的规定

供方应确定由于甩负荷或汽轮机跳闸后,滞留的蒸汽引起的汽轮机超速量。

如果给水加热装置非汽轮机供方供应,则汽轮机抽汽管道上要装的止回阀数目和型式应由汽轮机供方与需方商定,并以超速计算为依据。

如果已计算返回到汽轮机的蒸汽量,且所造成对超速的影响是可接受的,则这些抽汽管道上的止回阀可予以取消。

附录 A
(规范性附录)
电子调节器

A.1 总则**A.1.1 范围**

本附录适用于汽轮机上使用的电-液式调节系统和超速保护装置的电子部分。第 5 章的要求,只要适用,也应予以遵守。

A.1.2 调节系统的分类

A.1.2.1 电子调节器按各种用途所要求的不同性能之间的差别(特别是可靠性方面)分类如下:

A 型:容错系统。在该系统中至少能检测和修好一项故障,而不致影响或仅有限地影响系统可用率,且不影响超速限制功能。这样的调节控制系统可有例如三个并联的主执行通道,通过比较,可检测出其中某一通道的故障同时报警,并通过通道间的选通配置来保持系统的控制。

B 型:该系统可检测出自己的故障,并按单个故障的大小引起机组卸负荷或跳闸。单个故障中包括导致丧失超速限制功能的所有故障。这类调节器可有例如两个执行通道或一个具有监控功能的通道。

C 型:除去调节系统的输出在发生某些故障时,先不使汽轮机卸负荷或跳闸而是置于“保持”位置外,其他特性与 B 型系统相同。在这种状态下,虽然可人工控制系统输出,但调节系统不会限制超速。

D 型:简单的调节系统,系统故障可能导致完全丧失其可用性。

A.1.2.2 调节器也可按其与其与调节阀油动机的接口分类:

a 型:每个调节阀都有一单独电液控制器的系统,每个系统都有故障监控设施并可能在内部是重复保护的。这种系统通常与 A 型或 B 型调节器一起使用。

b 型:所有调节阀或控制阀组共用一个接口的系统。这种系统通常与 B、C 或 D 型调节器一起使用。

A.1.3 超速保护

5.5 的要求适用于机械式和电子式超速保护装置,其中任何一种均可与电子调节器联用。电子式超速保护也可与机械式调节器联用或与机械式超速保护装置联用。

对于中心电站汽轮机,电子式超速保护装置应设计成任何单个故障既不会引起一次跳闸,也不会阻止一次跳闸,可采用任何一种合适的冗余型式。

对于小功率汽轮机,电子式超速保护装置可与调节系统组合使用。

A.1.4 控制方法

电子调节器可为模拟式或数字控制式,或是二者的组合。但不允许采用共用设备(即有一部分属于汽轮机供方供应范围之外的设备)。

A.1.5 动力源

对 A 型调节器而言,需方应至少提供两套独立的电源,以便在任何时候,当一套电源丧失时仍使调节器性能不受影响。

A.2 提供的装置

调节器应包括下列特点:

- a) 在线检查和试验的试验点;
- b) 显示设备故障类型的警报;
- c) 模板简单的更换(A 型可在线更换);

- d) 如果采用部分进汽控制方法,则在任何特殊目的需要时,可切换到全周进汽运行的装置;
- e) 需方可指定的其他功能,例如:
 - 遥控和/或就地控制;
 - 与其他控制系统的接口;
 - 卸负荷和跳闸措施;
 - 可变不等率;
 - 在宽范围和/或窄范围进行控制;
 - 不同的阀组控制(新蒸汽、再热蒸汽、抽汽等);
 - 转速和/或负荷的限制;
 - 负荷和/或压力的控制;
 - 阀门位置的直接控制。

A.3 特性

电液调节系统的特性主要取决于控制阀门位置的机械和液压元件以及阀门本身的特性。除非另有商定,5.3 给出的综合特性应作为包含电子调节器的系统的规定值。

同步器(负荷定位)应能逐步调整输出功率。每步不大于额定功率的 0.5%。

表 A.1 给出了非线性与稳定性的指导值。

表 A.1 非线性与稳定性

汽轮机额定功率/MW	<20	20~150	>150
非线性 额定功率的%	—	—	在 0~100%额定功率范围,不大于±3
稳定性 额定功率的%			
短期	2.5	1.5	1
长期	10	10	10

A.4 环境

在表 A.2 规定的任何等级环境条件下,装置都应保持良好和连续运行。

下列标准环境条件对所有三种等级也应适用:

- 振动:10 Hz~65 Hz,振幅 0.15 mm;
- 气压:68 kPa~106 kPa。

存在规定的一种性质和级别的无线电干扰时,装置功能应正常。

装置也不应发出超过规定水平的无线电干扰。

表 A.2 环境等级

等级	环境温度范围/℃	环境相对湿度/%	典型环境
1	0~40	45~75	控制室和装置室
2	-25~+55	45~100	室外或车间现场
3	-10~+70	45~100	特殊环境

A.5 试验

A.5.1 工厂试验

需方参与的见证试验应事先商定。

A.5.2 现场试验

凡是使装置能在所有规定模式下工作所需的试验,应有必要进行现场试验。

A.6 文件

需方应在其技术规范中提供下列资料：

- a) 运行环境的详细情况(见 A. 4)；
- b) 可用电源的详细情况；
- c) 发电机组或过程的控制框图；
- d) 包括 A. 2 所述可供选择的设备在内的要求控制功能的清单；
- e) 可接受的调节器种类(A、B、C 或 D)和接口 a)或 b)(见 A. 1. 2)；
- f) 试验的特殊要求。

附 录 B
(资料性附录)

本标准与 IEC 60045-1:1991 的技术性差异及其原因

表 B.1 给出了本标准与 IEC 60045-1:1991 的技术性差异及其原因。

表 B.1 本标准与 IEC 60045-1:1991 的技术性差异及其原因

本标准的章条编号	技术性差异	原因
1	删除 IEC 60045-1 中“本规范目的”,增加“本标准主要规定了大功率固定式发电用汽轮机装置的术语定义、保证值、调节、运行、检修和部件等的要求,其他型式的汽轮机和小功率汽轮机可参照执行。”	按 GB/T 1.1 的要求。目的将改在前言中叙述
2	将规范性引用文件中的 ISO 7919-1 等修改为相应的我国国家标准	因该国际标准已陆续转化为我国国家标准
3.5.4 3.5.5	将 IEC 60045-1 中的 3.5 所述“最大连续功率(MCR)”修改为“额定功率”和“最大连续功率”,并删除“最大连续功率(除驱动发电机外)。”	根据电厂用户的要求并参考 JIS B8101—2003 的定义修改
3.7.1 3.8.1	增加“单位时间内,”	因热耗率的单位为焦耳每千瓦时,参照 JIS B8101 进行修改
3.7.2	将 IEC 60045-1 中的相应叙述改为“合同中供方向需方保证的热耗率。”	参考 JIS B8101 进行修改
3.10	将 IEC 60045-1 中的“复合运行”删去	参考 JIS B8101,其内容包含在 3.10.3“复合滑压运行”中
3.12.6	将局部转速不等率的定义改用 JIS B8101 的公式表达	IEC 60045-1 的定义不够确切
4.2.1 4.3 15.3	将 IEC 60045-1 中涉及的 IEC 953-1、IEC 953-2 修改为相应的“IEC 953-1 或 IEC 953-2 或 ASMEPTC6。”	因国际标准转化和电厂用户的要求修改
4.5	将 IEC 60045-1 中的 1963 年版(ICPS)蒸汽表改为按 JIS B8101 中的 1997 年版蒸汽表(IAPWS-IF97)	蒸汽表已修改。2002 年的 IEC/TC 5 伦敦会议上决定修改标准
5.4	增加“(或采用调整阀位来人为改变负荷)”	因国产中、小型机组均无专门对调节阀进行活动试验的装置或手段
7.4.3	将 IEC 60045-1 中的“超速试验持续时间不应超过 10 min”修改为“超速试验持续时间不应超过 2 min” 增加“非整锻转子除外”	参考 JIS B8101 和 GB 5578—1985 的要求,并考虑试验的安全性。因套装转子在做超速试验时,120% 的额定转速已超过其允许松动转速

表 B.1(续)

本标准的章条编号	技术性差异	原因
7.6	增加“注:对于被驱动机械侧不接地的小功率汽轮机由供需双方商定。”	由于小功率汽轮机在发电机未接地时有产生电腐蚀的事例,按 JIS B8101 增加
8.1	增加“注:其中的基础允许挠度由设计方提供”	根据我国情况,基础允许挠度等应由设计方,即电力设计院提供,并且也应由设计方对基础的影响提出保证
8.2	将 IEC 60045-1 中的“汽轮机供方”修改为“设计方”	
10.1 c)	增加“当汽轮机驱动的主油泵出口油压较高兼做控制油并经减压装置减压后供润滑时,应再配置一台辅助润滑油泵(即交流润滑油泵)。”	200 MW 汽轮机和小功率汽轮机有此情况
10.1 1)	增加“在大功率汽轮机中,应对轴承合金层(巴氏合金)进行温度监视,温度控制值按汽轮机供方的要求执行。”	按 JIS B8101 的要求增加
11.3 c)	增加“2)转子(推力盘)相对于推力轴承的相对位移(轴向位移);”	根据实际情况增加
	增加“3)轴承座(或汽缸)相对于基础的轴向位移(绝对热膨胀);”	参考 JIS B8101 的要求增加
12.2.4 g)	增加“g)轴向位移跳闸保护装置;”	根据实际情况和电厂用户的要求增加
12.3	增加“e) 轴向位移过大;f) 凝汽器真空度过低;g) 润滑油压过低;h) 相对膨胀过大;i) 油箱油位过低。”	根据实际情况增加
12.4.2 1)	增加“(例如 U 形管疏水装置、多级水封等)”	参考 JIS B8101 和实际情况增加
13.3	将 IEC 60045-1 中的 ISO 7919-1 修改为 GB/T 11348.1 和 GB/T 11348.2	因该国际标准已转化为我国国家标准

中华人民共和国
国家标准
固定式发电用汽轮机规范
GB/T 5578—2007

*

中国标准出版社出版发行
北京复兴门外三里河北街16号
邮政编码:100045

网址 www.spc.net.cn

电话:68523946 68517548

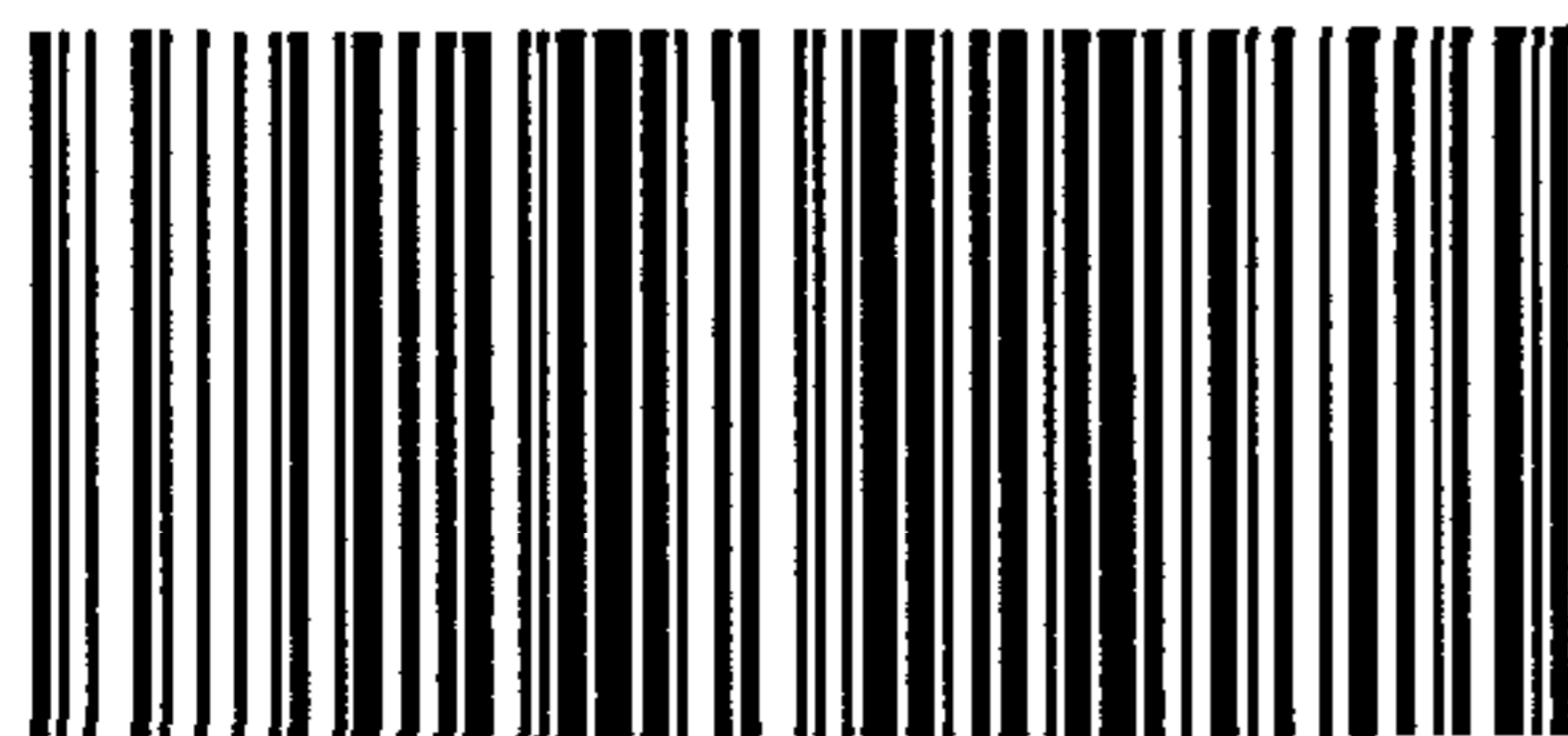
中国标准出版社秦皇岛印刷厂印刷
各地新华书店经销

*

开本 880×1230 1/16 印张 2.25 字数 58 千字
2008年3月第一版 2008年3月第一次印刷

*

如有印装差错 由本社发行中心调换
版权专有 侵权必究
举报电话:(010)68533533



GB/T 5578-2007