

ICS 27.100

N 17

备案号: 17634-2006

DL

中华人民共和国电力行业标准

DL/T 996 — 2006

火力发电厂汽轮机电液控制系统 技 术 条 件

Specification of steam turbine electro-hydraulic
control system in fossil fuel power plant

2006-05-06 发布

2006-10-01 实施

中华人民共和国国家发展和改革委员会 发 布

目 次

前言.....	II
1 范围.....	1
2 规范性引用文件.....	1
3 术语、定义、符号、单位和缩略语.....	1
4 总则.....	5
5 应用功能.....	6
6 电子和保护系统.....	8
7 液压和保护系统.....	12
8 技术规范.....	13
9 验收.....	16
10 技术资料.....	16
附录 A (规范性附录) 电液控制系统加权系数.....	18
附录 B (规范性附录) 液体工质标准.....	19
附录 C (资料性附录) 液体工质颗粒度分级标准.....	22

前 言

本标准是根据《国家发展改革委办公厅关于下达 2003 年行业标准项目补充计划的通知》（发改办工业〔2003〕873 号）的安排制定的。

本标准是根据我国汽轮机电液控制系统的应用类型、使用条件，综合有关标准制定的。标准统一了相关系统和专业术语的定义、缩略语和单位；规定了汽轮机电液控制系统应用功能和技术规范标准；对电子控制、液压控制、保护系统的结构和性能提出了具体要求；并对技术资料和试验、验收方法等提出了相关规定。本标准可为汽轮机电液控制系统的招标文件、验收条件、运行规程的制订提供依据。

本标准的附录 A、附录 B 为规范性附录，附录 C 为资料性附录。

本标准由中国电力企业联合会提出。

本标准由电力行业热工自动化标准化技术委员会归口并解释。

本标准起草单位：西安热工研究院有限公司、湖北省电力公司。

本标准主要起草人：房德明、邓庆松。

火力发电厂汽轮机电液控制系统技术条件

1 范围

本标准规定了电站中驱动发电机的汽轮机电液控制系统的类型、功能、性能指标和技术规范。

本标准适用于为新机组汽轮机控制系统的选型和老机组汽轮机调节系统的改造提供技术依据，其他类型汽轮机的电液控制系统也可参照执行。

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 7596	电厂用运行中汽轮机油质量标准
GB 50229	火力发电厂与变电所设计防火规范
DL/T 571	电厂用抗燃油验收、运行监督及维护管理导则
DL/T 656	火力发电厂汽轮机控制系统在线验收测试规程
DL/T 711	汽轮机调节控制系统试验导则
DL/T 824—2002	汽轮机电液调节系统性能验收导则
IEC TC 529	基础安全评价，外壳防护等级的分类
ANSI/IEEE472	冲击电压承受能力试验导则（SWC）

3 术语、定义、符号、单位和缩略语

下列术语和定义适用于本标准。

3.1 相关系统术语、定义和缩略语

3.1.1

机械液压调节系统 **mechanical hydraulic control system (MHC)**

由按机械、液压原理设计的敏感元件、放大元件和伺服机构，实现控制逻辑的汽轮机调节、保安系统，简称液调系统。[DL/T 824—2002 表 1 序号 1]

3.1.2

电气液压控制系统 **electro-hydraulic control system (EHC)**

由按电气原理设计的敏感元件，按电气、液压原理设计的放大元件和伺服机构，实现控制逻辑的汽轮机调节、保安系统。一般由电子控制器、电液转换装置和液压执行机构组成，通称电液调节系统，简称电调系统。

3.1.3

数字式电液控制系统 **digital electro-hydraulic control system (DEH)**

由按电气原理设计的敏感元件和数字电路，按电气、液压原理设计的放大元件和伺服机构，实现控制逻辑的汽轮机调节、保安系统，通称数字式电液调节系统，简称数字电调。

3.1.4

模拟式电液控制系统 **analog electro-hydraulic control system (AEH)**

由按电气原理设计的敏感元件和模拟电路，按电气、液压原理设计的放大元件和伺服机构，实现控

制逻辑的汽轮机调节、保安系统，通称模拟式电液调节系统，简称模拟电调。

3.1.5

同步器给定值控制系统 set power control system (SPC)

由电子控制器直接控制汽轮机机械（液压）调节系统同步器的电液调节系统。或称同步器给定功率控制系统，或称同步器型电液调节系统。[DL/T 824—2002 表 1 序号 6]

3.1.6

旁路控制系统 bypass control system (BPS)

与汽轮机并联的蒸汽减压、减温系统称旁路系统。对其旁路阀的投入、蒸汽压力、蒸汽温度和连锁保护实施控制的系统称旁路控制系统。

3.1.7

协调控制系统 coordinated control system (CCS)

实现锅炉与汽轮机之间负荷自动平衡控制的系统，用以提高机组负荷适应性、调峰和调频能力。

3.1.8

功率控制 load control (LC)

发电机有功功率为被调量，按设定的变化率，自动控制发电机功率等于给定值，简称功控方式。

3.1.9

主蒸汽压力控制 main steam pressure control (TPC)

汽轮机主汽门前的主蒸汽压力为被调量，按设定的变化率，自动控制主蒸汽压力等于给定值，简称压控方式。

3.1.10

阀位控制 valve position control (VC)

汽轮机调节汽门开度为被调量，手动控制调节汽门开度，简称阀控方式。

3.1.11

汽轮机自动启动控制 automatic turbine start-up control (ATC)

根据汽轮机转子热应力和运行参数，优化设置升速率和负荷率，实现寿命管理，自动完成机组由盘车至额定负荷启动的全过程。[DL/T 824—2002 表 1 序号 7]

3.1.12

阀门管理 valve management (VM)

修正阀门的非线性，设置阀门开启顺序，实现汽轮机全周进汽节流调节或部分进汽喷嘴调节及在线切换，主汽门或中压缸启动方式下的阀切换，高中压缸联合启动方式下高、中压调节汽门的协调等控制方式的总称。

3.1.13

自动调度控制系统 automatic dispatch system (ADS)

根据电网负荷，按被控机组微增率和线损，实现经济调度（负荷分配）的自动控制系统。[DL/T 824—2002 表 1 序号 18]

3.1.14

自动发电控制 automatic generation control (AGC)

根据电网负荷指令，控制发电机有功功率的自动控制系统。[DL/T 824—2002 表 1 序号 19]

3.1.15

自动同期系统 automatic synchronized system (ASS)

在汽轮机控制系统的支持下，实现发电机自动同期并网的控制系统。[DL/T 824—2002 表 1 序号 20]

3.1.16

主蒸汽压力降低限制 throttle main steam pressure limit (TPL)

主蒸汽压力下降到设定值时,自动关小汽轮机调节汽门开度,使主蒸汽压力维持在允许的最低值。
[DL/T 824—2002 表 1 序号 9]

3.1.17

辅机故障减负荷 run back (RB)

主要辅机(如给水泵、送风机、引风机等)发生故障情况下,快速减负荷,在特定工况下改善系统平衡。

3.1.18

机组快速甩负荷保持 fast cut back (ECB)

当汽轮机或发电机甩负荷时,使锅炉不停炉的一种措施。根据机组的运行要求,有带厂用电和停机不停炉等运行方式。[DL/T 824—2002 表 1 序号 16]

3.1.19

汽门快控 fast valving (FVA)

在电网瞬时故障情况下,提高电网暂态稳定的一种措施。当汽轮机机械功率大于发电机有功功率预设值时,迅速关闭中压(或高、中压)调节汽门,延时一段时间后,调节汽门按要求速率开启。[DL/T 824—2002 表 1 序号 15]

3.1.20

超速限制 over speed protection control (OPC)

机组转速超过设定值或达到规定的限制条件时,自动快速关闭调节汽门,延时开启调节汽门,维持机组在额定转速下运行。

3.1.21

超速跳闸保护 over speed protection trip (OPT)

机组转速超过设定值,自动关闭调节汽门和自动主汽门,使机组跳闸停机的保护系统。采用电气控制方式的超速保护系统称电气超速保护,简称电超速保护。

3.1.22

汽轮机紧急跳闸系统 emergency trip system (ETS)

在机组重要运行参数超限等异常工况下,实现紧急停机的控制系统。[DL/T 824—2002 表 1 序号 23]

3.2 专业术语、符号、定义和单位

3.2.1

额定功率 rated power (P_0 , MW 或 kW)

制造厂给定的汽轮机输出功率,机组在规定的终端参数,且不超过规定的寿命条件下无限期地运行,调节汽门不一定全部开启。额定功率也称额定出力或额定负荷(调节系统试验时的额定负荷是指在设计背压下的考核工况)。[DL/T 824—2002 表 2 序号 1]

3.2.2

额定转速 rated speed (n_0 , r/min)

汽轮机在电网标准频率下的工作转速。[DL/T 824—2002 表 2 序号 2]

3.2.3

瞬时飞升转速 temporary speed rise ($\Delta n_{\max}$, r/min)

机组甩负荷后,汽轮机在调节系统控制下的转速升高值。[DL/T 824—2002 表 2 序号 3]

3.2.4

最高瞬时转速 maximum transient speed ($n_{\max}$, r/min)

机组甩负荷后,汽轮机在调节系统控制下的最高转速。[DL/T 824—2002 表 2 序号 4]

3.2.5

危急超速飞升转速 temporary overspeed rise (Δn_{wmax} , r/min)

机组甩负荷后, 汽轮机在调节系统失控条件下, 危急保安器动作主汽门关闭后的转速升高值。

[DL/T 824—2002 表 2 序号 5]

3.2.6

危急超速最高转速 maximum transient overspeed (n_{wmax} , r/min)

机组甩负荷后, 汽轮机在调节系统失控条件下, 危急保安器动作, 主汽门关闭后的机组最高转速。

[DL/T 824—2002 表 2 序号 6]

3.2.7

超速保护设定转速 overspeed trip setting (n_w , r/min)

机械危急保安器脱扣或电气超速保护设定的动作转速。

3.2.8

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

给定值不变, 在额定参数下, 机组由零功率至额定功率对应的转速变化, 以额定转速的百分率表示。

[DL/T 824—2002 表 2 序号 8]

3.2.9

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

在某一给定功率点处, 小范围内的转速不等率。在调节系统静态特性转速—负荷曲线上, 为给定功率处的斜率。[DL/T 824—2002 表 2 序号 9]

3.2.10

系统迟缓率 dead band of the speed governing system (ε , %)

不会引起调节汽门位置改变的稳态转速变化的总值, 以额定转速的百分率表示。[DL/T 824—2002 表 2 序号 10]

3.2.11

压力不等率 steady-state pressure regulation (pressure governing droop) (δ_p , %)

可调整抽汽式汽轮机或背压式汽轮机, 可调整抽汽压力给定值不变, 其最大抽汽流量变化对应的抽汽压力或背压变化, 以额定抽汽压力或额定背压压力的百分率表示。

3.2.12

压力迟缓率 dead band of the pressure (ε_p , %)

可调整抽汽式汽轮机或背压式汽轮机, 不会引起可调整抽汽压力变化的总值, 以额定抽汽压力或额定背压压力的百分率表示。

3.2.13

一次调频 primary frequency compensation

汽轮机调速系统根据电网频率的变化自动控制调节汽门的开度, 改变汽轮机功率以适应负荷变化。由锅炉蓄能支持一次调频的能量, 以适应快速、小幅度的负荷变化。一次调频达到稳态时, 电网频率存在静差。

3.2.14

二次调频 secondary frequency compensation

由电网调度根据电网频率的偏差和电网的频率特性, 计算出电网负荷的余缺, 通过自动或人工方式, 控制电网中指定的调频机组加、减负荷进行调频, 直到将电网频率调至额定值。二次调频为慢速、大幅度控制过程, 由锅炉燃料量的调整支持二次调频能量, 通过锅炉调压系统或协调控制系统改变锅炉的燃料量, 以适应二次调频过程的能量需求。

3.2.15

负荷最大偏差或非线性 maximum load deviations or nonlinearity (%)

在控制装置规定的环境（如温度、湿度）和动力源（电压、油压）条件下运行时，转速—负荷曲线与相应于总不等率直线相比的负荷最大偏差，以额定负荷的百分率表示。[DL/T 711—2000 表 2 序号 18]

3.2.16

稳定性 stability (%)

调节系统通过其控制作用，使转速或功率的振荡衰减到可接受范围内的能力。[DL/T 824—2002 表 1 序号 12]

3.2.17

短期稳定性 short-term stability (%)

环境条件在规定的范围内，设定值、参数和转速不变，在任何 30min 的时间间隔内，以额定负荷的百分率表示的负荷变化。[DL/T 711—2000 表 2 序号 19]

3.2.18

长期稳定性 long-term stability (%)

设定值、参数和转速不变的情况下，在 12 个月中的两次 30min 时间间隔内，以额定负荷百分率表示的平均负荷变化。在这两次试验间隔中环境条件应在要求范围内，但并不要求精确一致。[DL/T 711—2000 表 2 序号 20]

3.2.19

可用率 availability (A, %)

一个装置或系统正确执行指定功能的时间和计划执行该项目的总时间之比，用百分比表示。[DL/T 824—2002 表 1 序号 16]

4 总则

4.1 应用类型

4.1.1 汽轮机电液控制系统由电子、液压系统和保护系统组成。其应用类型为各种分类组合的总称。根据目前广泛应用的、成熟的系统类别，确定主要应用系统的类型，统一其系统名称，并以此作为本标准制定的依据。

4.1.2 数字式电液控制系统（DEH）应取代模拟式电液控制系统（AEH）。

4.1.3 不推荐采用电液并存跟踪、切换控制系统。

4.1.4 以透平油为工质的数字式电液控制系统，简称透平油 DEH 系统。

4.1.5 以抗燃油为工质的数字式电液控制系统，简称抗燃油 DEH 系统。

4.1.6 透平油 DEH 系统和抗燃油 DEH 系统是电液控制（EHC）系统的主要应用类型。

4.2 系统选用原则

4.2.1 为满足汽轮发电机组实现机组启动、运行控制、机炉协调控制、电网自动发电控制，提高机组运行的可靠性、经济性、可控性和负荷调整的适应性，DEH 应选用应用成熟、可靠性高、软件功能强、技术经济比高的系统。

4.2.2 汽轮机电液控制系统的功能、性能和整体方案，应与汽轮机主体结构相适应。并根据机组的容量、类型、结构特点、电网的要求和实际需求，确定系统功能和性能指标的选用原则。

4.2.3 在实现相同功能的条件下，应以系统结构简单、实用、可靠、维护工作量小，作为确定选型的基本原则。

4.3 电子系统基本要求

4.3.1 电子控制装置宜采用与机组 DCS 一体化配置。

4.3.2 对于无 DCS 的机组，或在 DCS 不能满足 DEH 系统要求的情况下，应选用成熟的汽轮机电液控

制系统专用的电子控制装置。

4.3.3 主控制器应冗余配置，重要信号应分别设置在不同 I/O 卡件上。

4.3.4 电子系统局部故障，应不影响或有限影响电液控制系统的可用性，但不应丧失保护功能。

4.3.5 应设置有调整、试验用的仿真系统或仿真模件或仿真器，以及在线检查和试验用的测点接口。

4.4 液压系统基本要求

4.4.1 液压系统是 DEH 系统的重要组成部分，应根据应用实际慎重确定液压系统的类型。

4.4.2 300MW 等级以下机组，宜选用以透平油为工质的 DEH 系统。

4.4.3 300MW 等级及以上机组，可采用以抗燃油或透平油为工质的 DEH 系统。

4.4.4 当采用抗燃油 DEH 系统时，应与 DEH 生产厂签定废油回收协议，及时回收处理，满足相关环保要求，以减少对环境的污染。

4.5 生产厂资质和要求

4.5.1 电子和液压系统设备生产厂，应具备有完善的质量管理保证体系，并具有优良业绩。

4.5.2 工程设计、系统控制逻辑的组态和调试，应为熟悉电厂生产过程和被控对象的专业单位。

4.5.3 电子和液压设备生产厂，应提供当前先进的、成熟的、可靠的技术和设备。

4.5.4 电子和液压设备生产厂，在保质期内应随系统软件的更新予以升级，在保质期外对存在有严重设计失误或严重质量问题的设备，应有“召回”承诺。

5 应用功能

5.1 控制方式

5.1.1 应按分级分层控制的原则设计，当高一级控制层故障退出时，其下一级应继续控制机组安全运行。

5.1.2 汽轮机自动启动控制（ATC）：汽轮机自动启动控制是最高级的控制方式。根据汽轮机转子热应力和运行参数，自动优化、设置转速变化率和负荷变化率，实现寿命管理，自动完成机组由盘车至额定负荷启动全过程。

5.1.3 自动控制：自动控制为机组高级控制方式。根据机组热状态，按设定的启动曲线，自动完成机组启动、升速、带负荷全过程。在自动控制方式下也可进行人为干预。

5.1.4 操作员自动控制：操作员自动控制为机组启动、运行的基本控制方式。运行人员根据机组热状态设定转速变化率和目标转速、负荷变化率和目标负荷，实现机组转速和功率闭环控制。操作员自动控制也可纳入自动控制方式，作为自动控制方式下的人为干预手段。

5.1.5 手动控制：手动控制为机组低级控制方式。运行人员手动操作，通过控制器控制调节汽门开度，实现功率开环控制，或称阀位控制。在转速控制方式下，不应设置转速开环手动控制。

5.1.6 后备控制：后备控制为最低级的控制方式。在功率控制下，当控制器故障，必须退出运行等异常工况下，运行人员可手动操作，通过伺服卡或直接控制电液转换装置，实施功率开环控制。后备控制方式为紧急工况下的控制方式，不得长期运行，在转速控制下不应采用。

5.1.7 各种控制方式之间，应能进行无扰切换。

5.1.8 自动控制、操作员自动控制和阀位控制，是 DEH 系统基本的、必备的控制方式。

5.1.9 汽轮机自动启动控制（ATC）和后备控制为可选控制方式。

5.1.10 在转速控制过程中，若实际转速与给定转速差大于 500r/min 时，应能自动实施停机；在功率闭环控制下，若实际功率与给定功率差大于 5% 额定功率时，应能自动转为阀位控制、功率开环运行；在主蒸汽压力控制（TPC）故障情况下，应能自动转为阀位控制。在任何控制方式下，不应退出机组的各种保护。

5.2 控制功能

5.2.1 基本控制功能

5.2.1.1 基本控制功能是所有驱动发电机的汽轮机电液控制系统都应具有的功能。

5.2.1.2 机组转速控制。

- a) 启动控制;
- b) 升、降转速控制。

5.2.1.3 机组功率控制。

- a) 升、降负荷控制;
- b) 稳定负荷控制。

5.2.1.4 抽汽式汽轮机可调整抽汽压力控制。

- a) 电、热牵连调节;
- b) 以热定电控制;
- c) 以电定热控制。

5.2.1.5 背压式汽轮机背压抽汽压力控制。

5.2.1.6 主蒸汽压力控制 (TFC)。

5.2.1.7 同期控制: 接受同期装置的控制信号。

5.2.1.8 初始负荷控制。

5.2.1.9 一次调频功能。

5.2.1.10 电网自动发电控制 (AGC): 接受电网调度负荷控制指令, 实现二次调频功能。

5.2.1.11 协调控制 (CCS): DEH 接受锅炉协调控制系统的功率或主蒸汽压力给定和变化率指令, 实现机跟炉、炉跟机、机炉协调控制。

5.2.1.12 辅机故障减负荷 (RB)。

- a) 自动方式: 主要辅机故障时, 按预设的目标负荷和负荷变化率分级自动快速减负荷, 或自动转为压控方式或接受 CCS 控制指令快速减负荷。
- b) 手动方式: 主要辅机故障时, 根据故障性质, 手动控制快速减负荷。多用于小机组。

5.2.2 可选控制功能

5.2.2.1 可选控制功能是根据机组的特点和实际需求选用的功能, 不是任何机组、任何电液控制系统所应具备的功能。

5.2.2.2 阀门管理 (VM) 功能。

- a) 可变阀门管理: 采用一台油动机直接驱动一只调节汽门, 通过阀门管理软件, 电凸轮配汽机构, 实现节流调节 (顺序控制) 和喷嘴调节 (顺序阀控制) 的在线无扰切换。在机组变负荷过程中, 改善转子、汽缸热应力和部分负荷时的经济性; 在顺序阀控制条件下, 可设置阀门的开启顺序, 进行阀门线性修正, 以求得到连续、线性的升程流量特性。
- b) 固定阀门管理: 采用一只油动机驱动多只调节汽门, 通过固定阀门开启规律, 混合调节配汽机构, 在低负荷工况下实现节流调节, 在高负荷工况下实现喷嘴调节。两种调节方式随负荷变化而自然转换, 通过合理安排调节汽门升程, 可以得到连续、线性的升程流量特性。
- c) 阀门管理方式应与机组配汽机构的特点和启动运行方式相适应。
- d) 具有混合调节配汽机构的机组, 已具备有固定阀门管理功能, 对于该类型机组, 在电液控制系统功能设计或老机组实施电液控制系统改造时, 可不采用可变阀门管理功能。

5.2.2.3 机组甩负荷快速保持 (FCB): 根据电厂的实际需要设置。

5.2.2.4 电网自动调度控制 (ADS): 根据机组的实际需求设置。

5.2.2.5 汽门快控 (FVA): 根据电网的需求以及机组的实际承受能力设置。

5.2.2.6 中压缸启动控制: 根据机组启动方式设置。

5.3 限制功能

5.3.1 超速限制 (OPC)。

5.3.1.1 超速限制条件。

- a) 机组负荷大于 30% 额定负荷 (再热机组)、发电机出口开关跳闸;
- b) 机组转速达到 103% 额定转速;
- c) 机组转子加速度等于或大于设定值;
- d) 汽轮机机械功率与发电机有功功率不平衡。

5.3.1.2 机组负荷大于 30% 额定负荷 (再热机组)、发电机出口开关跳闸, 机组转速达到 103% 额定转速为超速限制的基本条件。

5.3.1.3 机组转子加速度和机、电功率不平衡, 可作为超速限制的条件, 也可作为 FVA 工况的判断依据, 应根据电网和机组的实际需求和机组的承受能力确定。

5.3.2 主蒸汽压力降低限制 (TPL)。

5.3.3 汽轮机真空降低负荷限制。

5.3.4 功率限制。

5.3.5 抽汽或背压机组可调整抽汽压力限制。

5.4 保护功能

5.4.1 机械超速保护。

5.4.2 电气超速保护 (OPT)。

5.4.3 接受汽轮机紧急跳闸系统 (ETS) 指令, 实现对机组的停机保护。

5.5 试验功能

5.5.1 主汽门、调节汽门在线活动试验。

5.5.2 重要保护在线试验。

5.5.3 超速保护试验。

5.5.4 汽门严密性试验。

5.5.5 假同期、并网试验。

5.5.6 系统离线仿真试验。

5.6 接口功能

5.6.1 基本接口功能

5.6.1.1 同期接口。

5.6.1.2 遥控接口: 自动发电控制接口。

5.6.1.3 机炉协调控制接口。

5.6.1.4 辅机故障减负荷接口。

5.6.1.5 ETS 接口。

5.6.1.6 数据通信接口: 可与数据采集系统或分散控制系统共享资源。

5.6.2 可选接口功能

5.6.2.1 旁路系统接口。

5.6.2.2 汽门快控接口。

5.7 人机接口和数据处理功能

5.7.1 运行参数的显示、记录、打印、诊断、报警和追忆。

5.7.2 运行系统画面、运行参数的趋势图和运行指导。

6 电子和保护系统

6.1 人机接口

6.1.1 操作员站

6.1.1.1 操作站是操作人员对被控对象进行控制操作的工具和手段。操作站的基本功能:

- a) 控制操作功能;

- b) 显示操作功能;
- c) 光字报警功能;
- d) 报警处理功能;
- e) 事件记录打印功能;
- f) 操作记录功能。

6.1.1.2 当 DEH 与 DCS 系统采用相同硬件类型时, 操作员站可与 DCS 操作员站兼容使用。

6.1.1.3 当 DEH 与 DCS 系统采用不同硬件类型或机组无 DCS 系统时, 操作员站配置应包括:

- a) 一台工业彩色显示器;
- b) 一台操作员站处理器;
- c) 操作键盘和鼠标;
- d) 一台彩色打印机。

6.1.2 工程师站

6.1.2.1 工程师站用于应用系统的组态、参数的设置和修改, 应用系统的修改与维护。

6.1.2.2 当 DEH 与 DCS 系统采用相同硬件类型时, 可与 DCS 兼容使用。

6.1.2.3 当 DEH 与 DCS 系统采用不同硬件类型或机组无 DCS 系统时, 应单独配置工程师站。

6.2 控制器

6.2.1 控制器应冗余配置, 且能实现双向无扰切换。

6.2.2 系统的控制和保护功能, 不应因冗余切换而丢失或延迟。

6.2.3 电源故障控制器重新受电, 处理器模件应能自动恢复正常工作而无需人为干预。

6.2.4 控制器中的随机存储器 (RAM), 对重要数据应能保存三个月以上。

6.3 机柜

6.3.1 环境要求: 在下述规定的任何一种环境条件下, 控制装置能稳定的连续运行。

- a) 环境温度和相对湿度见表 1。
- b) 环境振动 10Hz~55Hz, 振幅 0.15mm。
- c) 大气压力: 68kPa~106kPa。

表 1 环 境 级 别

级别	环境温度 ℃	环境相对湿度 %	典型条件
1	0~+40	45~75	控制室和设备室
2	-25~+55	45~100	室外和机组现场
3	-10~+70	45~100	特殊条件

6.3.2 机柜内应设置排气风扇或内部循环风扇, 并设温度检测开关, 当温度过高时报警。

6.3.3 机柜内的过程通道模件, 应能带电插拔而不影响其他模件正常工作。

6.3.4 操作员站以及其他设备之间互联的预制电缆 (包括两端的接触件), 应符合 GB50229 标准要求。

6.3.5 机柜的防护等级应满足 IEC TC 529 《基础安全评价, 外壳防护等级的分类》标准要求。

6.4 过程输入/输出 (I/O)

6.4.1 I/O 类型。

- a) 模拟量输入、输出;
- b) 脉冲量输入、输出;
- c) 开关量输入、输出。

6.4.2 当 DEH 为独立的专用电子控制系统时, 应设置 DEH 和 DCS 之间的数据通信接口, 以满足相互

不同通信规约的数据传递。

6.4.3 当 DEH 和 DCS 为相同电子控制系统时,除特殊需要外,相互间数据交换不宜设硬接线。

6.4.4 当 DEH 和 DCS 之间,通过各自的 I/O 模件以硬接线方式连接,实现控制信息的交换时,其两端对接地或浮空等的要求应相匹配,否则应采取电隔离措施。

6.4.5 I/O 处理系统应能完成扫描、数据整定、数字化输入和输出、线性化、热电偶冷端补偿、过程点质量判断、工程单位换算等功能。

6.4.6 I/O 模件应有标明 I/O 状态和其他诊断报警的 LED 指示;热电偶、热电阻输入回路应具有断偶和开路检测功能;开关量输入模件应有防抖动滤波处理功能。

6.4.7 开关量输出模件至执行回路的开关量输出信号,应采用带继电器输出的 I/O 通道或另外装设继电器。

6.4.8 用于控制和保护的重要脉冲量和模拟量如转速、功率等应三重冗余, LVDT、压力、并网信号和重要开关量宜双重冗余。控制和保护所用的重要模拟量和开关量,均应分别设置 I/O 通道。

6.4.9 接受变送器输入信号的模拟量输入模件,其任一输入端短路时,均不应影响其他输入通道,每一输入通道应设置单独的熔断器进行保护。在机柜内,熔断器的更换应方便,不需先拆下或拔出任何其他组件。

6.4.10 模拟量输入模件中每个模/数(A/D)转换器连接的点数不宜超过 8 点,否则 A/D 转换器宜冗余配置。

6.4.11 开关量输入访问电压宜在 48V~120V DC 范围内。条件不许可时可采用 24V DC 电压。

6.4.12 I/O 模件冲击电压承受能力,应能满足 ANSI/IEEE472 的要求。

6.5 电源

6.5.1 DEH 总电源装置(柜),应能接受两路交流 220V $\pm$ (220V $\times$ 10%)、50Hz $\pm$ 1Hz 单相电源,其中一路来自不停电电源(UPS)。两路电源应在 DEH 电源装置内互为备用,并能自动无扰切换。

6.5.2 当 DEH 和 DCS 为相同硬件类型时,DEH 电源可由 DCS 配电柜供给。

6.5.3 DEH 总电源应合理地分配到机柜、操作员站和工程师站等,并配置相应的冗余电源切换装置和回路保护设备。

6.5.4 DEH 总电源应为系统机柜提供冗余的直流电源,并具有足够的容量,满足设备负载的要求。两套直流电源应分别由两路交流电源供电。

6.5.5 电子装置机柜内的馈电应分散配置,以获取最高可靠性。

6.5.6 对 I/O 模件、处理器模件、通信模件和变送器等应提供冗余电源。任一通道电源故障不应影响其他通道正常工作。

6.5.7 任何一路电源的故障,均不应导致系统的任一部分失电。任一路电源故障都应报警,并自动切换到另一路工作。

6.5.8 凡属 DEH 系统或为使系统正常工作而需另外配备的仪表、设备,所需单相交流电源及直流电源,均应由 DEH 系统提供。

6.5.9 DEH 系统应在单点接地时可靠工作,电子柜中应设有独立的安全地、信号参考地、屏蔽地和相应接地铜排。

6.6 就地仪表

6.6.1 就地仪表应满足现场巡视及就地操作的需要。

6.6.2 重要设备应配置就地仪表。

- a) 自动主汽门关闭位置行程开关、调节汽门位移变送器;
- b) 液压系统控制油、保护油压力测量仪表,机组已挂闸判断测量仪表,以及保护动作压力开关;
- c) 油泵出入口、密封容器应设置压力测量仪表;
- d) 油箱油位、系统油温测量仪表,以及报警和连锁保护接点;
- e) 油过滤器应设置差压测量仪表和报警装置;

f) 热交换器应设置进出口温度测量仪表。

6.6.3 仪表的量程及精度、过程变量开关的精度、灵敏度及返回特性等，应满足机组在所有工况下监视和控制的要求。过程变量在允许范围内时，其报警信号应能自动消除。

6.6.4 应设置必要的接线盒（箱），作为与 DEH 系统的接口件。

6.6.5 所有控制、测量和检测仪表，均应经过校验合格并在有效检验期内使用。

6.7 系统裕量

系统裕量为系统投入运行后，按最终容量计算的百分比值。

a) 最繁忙时，控制器 CPU 的负荷率不大于 60%，操作员站 CPU 负荷率不大于 40%；

b) 内部存储器占有容量不大于 80%，外部存储器占有容量不大于 40%；

c) 每种 I/O 点裕量不少于 10%，I/O 模块槽裕量不少于 10%；

d) 电源负荷裕量 30%~40%；

e) 通信总线的负荷率令牌网不大于 40%，以太网不大于 20%。

6.8 系统实时性

a) CRT 画面对键盘操作指令的响应时间不大于 1s。

b) CRT 应能显示机组运行状态、重要参数和有关趋势图，数据的刷新周期 1s。

c) 通过键盘或鼠标发出的操作指令，均应在 1s 内从 I/O 通道输出，从发出指令至被执行确认信息的响应时间应小于 2s。

d) 有事故追忆的系统，应能追忆事故前后不少于 3min 的数据，打印内容齐全。

e) 控制器的工作周期，应满足汽轮机控制响应速度的要求。对于可能出现孤岛运行的机组，其 DEH 转速控制回路的工作周期不宜大于 50ms。

f) 超速保护（OPT）和超速限制（OPC）宜采用专用保护模件，不经运算硬接线直接输出。

g) 对于超速保护（OPT）和超速限制（OPC）无专用模件的系统，为满足超速保护（OPT）和超速限制（OPC）的响应速度，宜采用独立的控制器，其工作周期应不大于 20ms。

h) 切除或恢复系统外围设备时，控制系统不得出现任何异常现象。

6.9 控制系统可用率

6.9.1 可利用率表明可恢复特性的装置或系统，能在规定的时间内完成其规定功能的概率。

6.9.2 控制系统可用率（A）的统计范围，仅限于汽轮机控制系统本身，不包括接入系统的变送器和执行器等现场设备。

6.9.3 控制系统可用率应达到 99.9% 以上。

6.9.4 在连续考核统计时间（ t ）内，扣除非系统因素造成的空等时间（ t_0 ），称实际试验时间（ t_1 ，单位 h），用式（1）表示，即

$$t_1 = t - \sum t_0 \quad (1)$$

6.9.5 空等时间（ t_0 ）可协商确定。

a) 机组或辅机故障；

b) 由运行人员引起的不正常操作；

c) 现场信号故障；

d) 环境条件不符合要求；

e) 不可抗拒的因素；

f) 现场供电电源丧失。

6.9.6 任一装置或子系统故障停用时间（ t_{21} ）经加权后的总合称故障时间（ t_2 ，单位 h），用式（2）表示，即

$$t_2 = \sum (t_{21} K) \quad (2)$$

式中：

K ——加权系数，汽轮机电液调节系统硬件和应用功能加权系数参考值见附录 A。

6.9.7 自计时开始, 控制系统连续运行 60d, 即 1440h, 其间累计故障停用时间小于 1.4h, 则可认为完成可用率试验。若累计故障停用时间超过 1.4h, 可用率的统计应延长到 120d, 即 2880h, 在此期间, 累计故障时间不得超过 2.9h。完成系统可用率考核的最高时限为 120 个连续日。若超过这一时限, 系统的可用率仍不合格, 则认为系统的可用率考核未能通过。

6.9.8 控制系统投入运行后, 即可进行可用率统计。计时开始时间可由供需双方商定。实际试验时间(t_1)和故障时间(t_2)依据计算机记录确定。

6.9.9 系统可用率(A, 单位%)按式(3)计算, 即

$$A = t_1 / t_2 \times 100 \quad (3)$$

6.10 电磁兼容性

- a) 控制装置本身不应发出影响其他设备正常工作的无线电电磁干扰。
- b) 在规定的电磁干扰情况下, 装置能正常工作。用频率为 400MHz~500MHz、功率为 5W 的步话机作干扰源, 距敞开柜门的控制系统机柜 1.5m 处工作, 系统应正常运行。
- c) 实际共模干扰电压值应小于输入模件抗共模电压能力的 60%。
- d) 实际差模干扰电压所引起的通道误差应满足式(4)的要求, 即

$$U_N \% / (10^{NMR/20}) \leq 0.05 \% \quad (4)$$

式中:

$U_N \%$ ——输入端子处测得的交流分量峰峰值与该点满量程之比;

NMR——差模抑制比。

6.11 I/O 通道精度

- a) 模拟量输入信号: 高电平 $\pm 0.1\%$; 低电平 $\pm 0.2\%$ 。
- b) 模拟量输出信号: $\pm 0.25\%$ 。

7 液压和保护系统

7.1 执行机构

7.1.1 类型。

- a) A 型: 一只调节汽门配置一只油动机、一只电液转换装置和独立控制接口。
- b) B 型: 一只油动机配置一只电液转换装置, 控制多只调节汽门。

7.1.2 执行机构的类型, 应根据机组的结构特点和实际需求确定。

7.1.3 A 型执行机构适用于要求实现可变阀门管理功能、电凸轮配汽机构的机组。

7.1.4 B 型执行机构适用于要求实现固定阀门管理功能、混合调节配汽机构(提板、杠杆或凸轮配汽机构)的机组。

7.1.5 采用油动机、操纵座和调节汽门同轴连接的执行机构, 工作环境温度较高, 必须具有防止油质老化和防止火灾的措施。

7.1.6 执行机构的提升力应有安全余度, 提升力倍数应大于 2。

7.2 电液转换装置

7.2.1 电液转换装置是将电信号转换为液压信号的设备, 是电液控制系统的重要环节, 其性能直接影响 DEH 系统运行的可靠性和稳定性。

7.2.2 电液转换装置应具有响应速度快、线性好、定位精度高的特点, 其性能应满足 DEH 系统控制要求。

7.2.3 应选用易于维护、检修和抗油质污染能力强的电液转换装置。

7.2.4 在控制系统失电的情况下, 电液转换装置应能自动关闭或具有保位功能。

7.2.5 在液压系统设计中, 电液转换装置在故障情况下, 应具有在线维修或更换的功能。

7.3 油系统

- 7.3.1 抗燃油系统应配置有性能良好的抗燃油油净化装置和油再生装置。
- 7.3.2 应注意抗燃油与系统采用的金属材料 and 密封衬垫材料的相容性。
- 7.3.3 新抗燃油和运行中抗燃油的油质理化性能应满足 DL/T 571 标准要求，见附录 B 中表 B.1 和表 B.2。进口抗燃油应满足制造厂提供的标准要求。
- 7.3.4 采用抗燃油 DEH 系统，应与 DEH 生产厂签定废油回收协议，及时回收处理，以减少对环境的污染。
- 7.3.5 透平油 DEH 系统的油系统与机械（液压）调节系统的油系统结构、配置基本相同。
- 7.3.6 采用透平油系统，应配置有性能良好的油净化装置。
- 7.3.7 新透平油应满足相关标准的要求，见附录 B 中表 B.3。运行中透平油的油质应满足 GB/T 7596 标准要求，见附录 B 中表 B.4。进口透平油则应按合同规定的指标进行验收。
- 7.3.8 液体工质颗粒度分级标准参见附录 C 中表 C.1～表 C.3。
- 7.3.9 ISO 与 NAS、MOOG 颗粒度分级标准之间的等量关系参见附录 C 中表 C.4。
- 7.3.10 抗燃油及矿物油对密封衬垫材料的相容性参见附录 C 中表 C.5。
- 7.4 保护、限制和挂闸系统
- 7.4.1 应设置与保护和限制功能相应的液压控制装置。
- 7.4.2 在任何运行工况下，绝不能丧失液压保护和限制装置的功能作用。
- 7.4.3 重要液压保护和限制功能必须冗余设计。
- 7.4.4 100MW 及以上机组，应设有远方挂闸、开主汽门功能。100MW 以下机组，可根据机组的特点及实际需求确定。

8 技术规范

8.1 转速不等率 δ

转速不等率 δ 为 3%～6%，并应连续可调。

8.2 局部转速不等率 δ_j

局部转速不等率 δ_j 见表 2。

表 2 局部转速不等率

%

机组功率范围	局部转速不等率 δ_j
0～90	3～8
90～100	≤12
90～100	≤10 (平均局部转速不等率)

8.3 迟缓率 ϵ

迟缓率 ϵ 见表 3。

表 3 迟 缓 率

机组额定功率 MW	迟缓率 ϵ %
≤100 (包括 100)	<0.15
100～200 (包括 200)	<0.10
>200	<0.06

8.4 压力不等率 δ_p 和压力迟缓率 ϵ_p

可调整抽汽式汽轮机或背压式汽轮机的压力不等率 δ_p 和压力迟缓率 ϵ_p 见表 4。

表 4 压力不等率和压力迟缓率

背压 MPa	抽汽压力 MPa	压力不等率 δ_p %	压力迟缓率 ϵ_p %
≥ 0.98	≥ 0.784	≤ 10	≤ 1
≤ 0.98	≤ 0.784	≤ 20	≤ 2

8.5 一次调频

- a) 为保证电网运行的可靠性和电能质量,运行中的机组必须具有一次调频能力。
- b) 一次调频死区,应根据机组的容量和在电网中的作用等具体要求设置,一次调频死区设置的范围为 0~0.1Hz,默认值 0.033Hz。
- c) 调频限幅上限不宜大于 5%额定负荷。

8.6 初始负荷控制

为防止机组并网瞬间逆功率运行,机组并网后应接带初始负荷,要求初始负荷为额定负荷的 2%~5%。

8.7 转速、负荷给定

8.7.1 转速调节范围为 50r/min~3600r/min,并连续可调。

8.7.2 功率控制范围为 0~110%额定功率,每步最小给定功率应不大于额定功率的 0.5%。

8.7.3 目标转速和转速变化率,在操作员自动控制方式下人为设置,在自动控制或 ATC 方式下自动设置,也可进行人为干预。

8.7.4 目标负荷和负荷变化率,在操作员自动控制方式或手动操作阀位控制下人为设置;在 ATC 方式下自动设置;在自动控制方式下自动设置,可进行人为干预;在协调控制方式下接受 CCS 协调控制指令自动设置。

8.7.5 最大转速变化率、最大负荷变化率和最大功率限制,不应大于机组启动、运行规程要求。通过临界转速区时的转速变化率不允许设有人为干预手段。

8.8 瞬时飞升转速

汽轮发电机组甩负荷后,汽轮机在控制系统控制下,最高转速不应使危急保安器动作,其瞬时飞升转速应不大于额定转速的 8%。

8.9 危急超速飞升转速

汽轮发电机组甩负荷后,汽轮机在控制系统故障情况下,危急超速最高飞升转速应不大于额定转速的 18%。

8.10 超速限制(OPC)

8.10.1 超速限制(OPC)的功能:当机组甩全负荷时,迅速关闭高、中压调节汽门,抑制转速过度飞升,避免汽轮机跳闸;当电网故障甩部分负荷时,根据机、电功率不平衡或转子加速度判断,迅速关闭中压调节汽门(或高、中压调节汽门),有助于提高电力系统的暂态稳定性[通常称“汽门快控”(FVA)]。

8.10.2 当汽轮机负荷大于 30%额定负荷(再热机组)、并确认发电机出口开关跳闸时,OPC 电磁阀动作,关闭调速汽门。负荷给定自动置零,系统切换为转速控制。OPC 电磁阀延时恢复,维持机组在额定转速 3000r/min 下稳定运行。

8.10.3 当机组转速达到 103%额定转速时,OPC 电磁阀动作,关闭调速汽门,负荷给定自动置零,系统切换为转速控制。当机组转速低于 102%额定转速时,OPC 电磁阀恢复,维持机组在额定转速 3000r/min 下稳定运行。

8.10.4 当机组转子加速度等于或大于设定值、并确认发电机出口开关在合闸状态时, OPC 电磁阀动作, 迅速关闭中压调节汽门 (或高、中压调节汽门), 实施“汽门快控”(FVA), OPC 电磁阀按要求延时恢复开启调节汽门, 接带负荷; 当确认发电机出口开关已跳闸时, 迅速关闭高、中压调节汽门, OPC 电磁阀延时恢复, 维持机组在额定转速 3000r/min 下稳定运行。加速度设定值应根据机组转子转动惯量和甩负荷相对值确定。

8.10.5 当汽轮机机械功率与发电机有功功率不平衡、并确认发电机出口开关在合闸状态时, OPC 电磁阀动作, 迅速关闭中压调节汽门 (或高、中压调节汽门), 实施“汽门快控”(FVA), OPC 电磁阀按要求延时恢复开启调节汽门, 接带负荷; 当确认发电机出口开关已跳闸时, 迅速关闭高、中压调节汽门, OPC 电磁阀延时恢复, 维持机组在额定转速 3000r/min 下稳定运行。非再热式机组可采用调节级后压力代表汽轮机机械功率, 中间再热式机组可采用中压调节汽门后压力代表汽轮机机械功率。

8.10.6 在实施加速度或机、电功率不平衡“汽门快控”(FVA)的过程中, 应注意与汽轮机、锅炉和辅助设备运行的协调性。

8.11 超速保护

8.11.1 超速保护宜由两套不同物理原理构成、独立于汽轮机 DEH 的系统组成。

8.11.2 当以电气超速保护 (OPT) 为主保护时, 其动作设定转速为额定转速的 110%; 机械危急保安器动作转速可低于或高于电气超速保护 (OPT) 动作转速 1%~2% 额定转速, 复位转速应高于额定转速。

8.11.3 当以机械危急保安器为主保护时, 其脱扣动作设定转速为额定转速的 110%±1%, 复位转速应高于额定转速; 电气超速保护 (OPT) 动作转速可低于或高于危急保安器动作转速 1%~2% 额定转速。

8.11.4 汽轮机 DEH 系统宜采用电气超速保护 (OPT) 为主保护。

8.12 稳定性

8.12.1 在额定工况下, 转速控制引起的转速波动范围应为额定转速的±0.1%。

8.12.2 在额定工况下, 功率控制引起的功率波动范围应为额定功率的±0.5%。

8.12.3 按技术条件规定的最大升速率下, 其转速的超调量应小于额定转速的 0.2%。

8.12.4 系统动态过程应能迅速稳定, 振荡次数不应超过 2~3 次。

8.12.5 系统非线性和稳定性参考值列于表 5。

表 5 非线性和稳定性

机组功率 MW	≤100	100~200 (包括 200)	>200
非线性 %	—	—	±3%
短期稳定性 %	2.5	1.5	1
长期稳定性 %	10	10	10

8.13 油动机动作过程时间

a) 在超速保护和超速限制动作情况下, 调节汽门和主汽门油动机动作过程时间, 应为动作延迟时间和关闭时间之和。

b) 相同容量、类型的机组, 在调节系统工作正常的情况下, 机组甩负荷后最高飞升转速, 取决于调节汽门油动机的动作过程时间; 在控制系统故障、保护动作正常的工况下, 危急超速最高飞升转速, 取决于主汽门油动机的动作过程时间。

- c) 不同容量、类型的机组，其转子转动惯量和机组蒸汽容积时间常数不同，在油动机动作过程时间相同的条件下，对抑制机组甩负荷后最高飞升转速、危急超速最高飞升转速的作用不相同。
- d) 调节汽门和主汽门油动机动作过程时间应满足制造厂提供的技术要求。
- e) 针对国产机组，在满足机组甩负荷最高飞升转速、危急超速最高飞升转速要求的条件下，为保障机组的安全，综合有关因素，油动机动作过程时间的推荐值见表 6。

表 6 油动机动作过程时间

机组额定功率 MW	调节汽门油动机 s	主汽门油动机 s
<100 (包括 100)	<0.6	<0.5
100~200 (包括 200)	<0.5	<0.4
>200	<0.3	<0.3

- f) 油动机行程由 0 至 100%，全行程自身开启时间应不大于 3s。

9 验收

9.1 验收前应达成的协议

- 9.1.1 参加验收的各方，应对验收项目、方法和时间达成协议。
- 9.1.2 参加验收的各方，应对在制造厂和电厂内进行的验收项目达成协议。
- 9.1.3 参加验收的各方，应对制造厂提供的性能保证和采用本标准以外的性能标准达成协议。
- 9.1.4 参加验收的各方，在不具备或尚不能满足某项验收试验条件的情况下，应对其验收方法达成协议。
- 9.1.5 承担试验方编写验收试验大纲，并应征得参加验收各方的认可。
- 9.1.6 用户和制造厂的授权代表应参加验收、鉴证的全过程。

9.2 性能验收

- 9.2.1 在制造厂内进行性能验收试验前，控制器必须完成考机、硬件老化试验，通电时间不少于 90d。
- 9.2.2 电液控制系统的附属现场设备，应按照有关标准要求安装、调试完毕，并通过验收合格。
- 9.2.3 电液控制系统的硬件和软件，应按照制造厂的技术文件和相关标准要求安装、调试完毕。
- 9.2.4 电液控制系统随机投入，机组已带满负荷稳定运行。
- 9.2.5 性能验收试验方法按照 DL/T 656、DL/T 711、DL/T 824 等有关规定执行，或按供、需双方协商的方法进行。

10 技术资料

- 10.1 制造厂提供的文件及图纸应满足电厂 DEH 总体设计、安装、调试、运行和维护的需要。
- 10.2 制造厂提供的所有图纸应符合现场实际系统。
- 10.3 制造厂提供各类工程实施资料和时间，应满足工程各阶段进度的要求。
- 10.4 制造厂提供的所有资料均应装订成册，并标明修改的版本号及日期。
- 10.5 制造厂应提供 3 套资料文件，2 套储有系统最终组态生成软件的电子版本。在保证期内，应无偿提供软件的更新升级版。
- 10.6 提供的最终资料：
- DEH 系统（电子、液压和保护系统）硬件手册；
 - DEH 系统（电子、液压和保护系统）设备清单和外购设备手册；
 - DEH 控制系统组态手册；

- d) 系统最终组态生成软件;
- e) 系统控制逻辑图, 系统接线图和 I/O 清单;
- f) DEH 系统(电子、液压和保护系统)说明书;
- g) DEH 系统(电子、液压和保护系统)操作手册;
- h) DEH 系统(电子、液压和保护系统)维护手册。

附录 A
(规范性附录)
电液控制系统加权系数

A.1 电液控制系统硬件加权系数见表 A.1。

表 A.1 硬件加权系数表

硬 件	加权系数
中央处理单元	0.5 (冗余), 1.0 (非冗余)
功率/转速过程卡件	1.0/1.0
其他过程卡件	0.5
键盘	0.5
显示器	0.8
打印机	0.1
操作员站	0.9
数据通道	0.5 (冗余), 1.0 (非冗余)

A.2 电液控制系统应用功能加权系数见表 A.2。

表 A.2 应用功能加权系数表

功 能	加权系数
基本控制功能: 转速控制/负荷控制	1.0/1.0
基本操作控制功能	1.0
基本接口功能	1.0
可选控制功能	0.5
可选接口功能	0.5
机组保护和超速限制	1.0
在线试验	0.5
数据采集处理功能: 显示/报警/打印记录	0.5/0.25/0.1
与 DCS 系统的通信接口	0.8~1.0 ^a
^a 当由 DCS 操作员站作为监控手段时取大值	

附 录 B
(规范性附录)
液 体 工 质 标 准

B.1 新抗燃油的油质标准见表 B.1。

表 B.1 新抗燃油的油质标准

序号	项 目	单位	中压抗燃油 ($\leq 4\text{MPa}$)	高压抗燃油 ($\geq 11\text{MPa}$)	试验方法
1	外观		透明	透明	DL 429.1
2	颜色		淡黄	淡黄	DL 429.2
3	密度 (20℃)	g/cm^3	1.13~1.17	1.13~1.17	GB/T 1884
4	运动黏度 (40℃)	mm^2/s	28.8~35.2	37.9~44.3	GB 265
5	凝点	℃	≤ -18	≤ -18	GB 510
6	闪点	℃	≥ 235	≥ 240	GB 3536
7	自燃点	℃	≥ 530	≥ 530	
8	颗粒污染度 SAE749D 级		≤ 6	≤ 4	SD 313
9	水分	% (m/m)	≤ 0.1	≤ 0.1	GB 7600
10	酸值	mgKOH/g	≤ 0.08	≤ 0.08	GB 264
11	氯含量	% (m/m)	≤ 0.005	≤ 0.005	DL 433
12	泡沫特性 (24℃)	mL	≤ 90	≤ 25	GB/T 12579
13	电阻率 (20℃)	$\Omega \cdot \text{cm}$	—	$\geq 5.0 \times 10^9$	DL 421

B.2 运行中抗燃油的油质标准见表 B.2。

表 B.2 运行中抗燃油的油质标准

序号	项 目	单位	中压抗燃油 ($\leq 4\text{MPa}$)	高压抗燃油 ($\geq 11\text{MPa}$)	试验方法
1	外观		透明	透明	DL 429.1
2	颜色		桔红	桔红	DL 429.2
3	密度 (20℃)	g/cm^3	1.13~1.17	1.13~1.17	GB/T 1884
4	运动黏度 (40℃)	mm^2/s	28.8~35.2	37.9~44.3	GB 265
5	凝点	℃	≤ -18	≤ -18	GB 510
6	闪点	℃	≥ 235	≥ 235	GB 3536
7	自燃点	℃	≥ 530	≥ 530	
8	颗粒污染度 SAE749D 级		≤ 5	≤ 3	SD 313
9	水分	% (m/m)	≤ 0.1	≤ 0.1	GB 7600
10	酸值	mgKOH/g	≤ 0.25	≤ 0.20	GB 264
11	氯含量	% (m/m)	≤ 0.015	≤ 0.01	DL 433
12	泡沫特性 (24℃)	mL	≤ 200	≤ 200	GB/T 12579
13	电阻率 (20℃)	$\Omega \cdot \text{cm}$	—	$\geq 5.0 \times 10^9$	DL 421
14	矿物油含量	% (m/m)	≤ 4	≤ 4	

B.3 新透平油的油质标准见表 B.3。

表 B.3 新透平油油质标准

项 目		优 级 品	一 级 品	合 格 品	试验方法
黏度等级		32/46/68/100	32/46/68/100	32/46/68/100	GB 3141
运动黏度 (40℃) mm ² /s	28.8~35.2/41.4~	28.8~35.2/41.4~	28.8~35.2/41.4~	28.8~35.2/41.4~	GB 265
	50.6/61.2~	50.6/61.2~	50.6/61.2~	50.6/61.2~	
	74.8/90.0~110.0	74.8/90.0~110.0	74.8/90.0~110.0	74.8/90.0~110.0	
黏度指数		≥90	≥90	≥90	GB 1995
倾点 (不高于) ℃		-7	-7	-7	GB 3535
闪点 (开口, 不低于) ℃		180/180/195/195	180/180/195/195	180/180/195/195	GB 3536
密度 (20℃) kg		—	—	—	GB 1884 GB 1885
酸值 mgKOH/g		—	—	≤0.1	GB 264
中和值 mgKOH/g		—	—	—	GB 4945
机械杂质		无	无	无	GB 511
水分		无	无	无	GB 260
破乳化值 [(40~37 ~3) mL] min	54℃, ≤	15/15/30	15/15/30	15/15	GB 7305
	82℃, ≤	30	30	30	
起泡性试验 mL/mL (泡沫未完全 盖住油的表面, 结果为 0)	24℃, ≤	450/0	600/0	600/0	SY 2669
	93℃, ≤	100/0	100/0	100/0	
	后 24℃, ≤	450/0	450/0	600/0	
氧化安定性	a. 总氧化产物, % 沉淀物, %	—	—	—	GB 8119 SY 2680
	b. 氧化后酸值达 2.0mgKOH/g 时, h≥	3000/3000/2000/2000	2000/2000/1500/1500	1500/1500/1000/1000	
液相锈蚀试验 (合成海水)		无 锈			GB 11143
铜片试验 (100℃, 3h)		≤1			GB 5096
空气释放值 (50℃, ≤) min		5/6/8/10	5/6/8/10	—	SY 2693

B.4 运行中透平油的油质标准见表 B.4。

表 B.4 运行中透平油油质量标准

序号	项 目		设备规范	质量标准	测试方法
1	外 状		—	透明	目测外观
2	运动黏度 (40℃) mm ² /s		—	与新油原始测量值的偏离值≤20%	GB/T 256
3	闪点 (开口杯) ℃		—	与新油原始测量值相比不低于 15	GB/T 267
4	机械杂质		—	无	目测外观
5	颗粒度		250MW 及以上机组	NAS 1638 标准 8~9 级	SD/T 313
				MOOG 标准 6 级	DL/T 432
6	酸值 mgKOH/g	未加防锈剂	—	≤0.2	GB/T 264 或 GB/T 7599
		加防锈剂	—	≤0.3	
7	液相锈蚀		—	无锈	GB/T 11143
8	破乳化度 min		—	≤60	GB/T 7605
9	水分 (在冷油器处取样) mg/L		200MW 及以上机组	≤100	GB/T 7600 或 GB/T 7601
			200MW 以下机组	≤200	
10	起泡沫试验 mL		250MW 及以上机组	极限值为 600 痕迹/mL	GB/T 12579
11	空气释放值 min		250MW 及以上机组	极限值为 10	SH/T 0308

附 录 C

(资料性附录)

液体工质颗粒度分级标准

C.1 MOOG 颗粒度分级标准。

美国飞机工业协会 (ALA)、美国材料试验协会 (ASTM)、美国汽车工程师协会 (SAE) 联合提出的标准 MOOG 的污染等级标准, 各等级应用范围: 0 级很难实现; 1 级超清洁系统; 2 级高级导弹系统; 3 级、4 级一般精密装置 (电液伺服机构); 5 级低级导弹系统; 6 级一般工业系统。液体工质 MOOG 颗粒度分级标准参见表 C.1。

表 C.1 MOOG 颗粒度分级标准

个

级别	100mL 油中颗粒数				
	5 μ m~10 μ m	10 μ m~25 μ m	25 μ m~50 μ m	50 μ m~100 μ m	>100 μ m
0	2700	670	93	16	1
1	4600	1340	210	28	3
2	9700	2680	380	56	5
3	24000	5360	780	110	11
4	32000	10700	1510	225	21
5	87000	21400	3130	430	41
6	128000	42000	6500	1000	92

C.2 NAS 颗粒度分级标准参见表 C.2。

表 C.2 NAS 颗粒度分级标准

个

级 别	100mL 油中颗粒数				
	5 μ m~15 μ m	15 μ m~25 μ m	25 μ m~50 μ m	50 μ m~100 μ m	>100 μ m
00	125	22	4	1	0
0	250	44	8	2	0
1	500	88	16	3	1
2	1000	178	32	6	1
3	2000	356	63	11	2
4	4000	712	126	22	4
5	8000	1425	253	45	8
6	16000	2850	506	90	16
7	32000	5700	1012	180	32
8	64000	11400	2025	360	64
9	128000	22800	4050	720	128
10	256000	45600	8100	1440	256
11	512000	91200	16200	2880	512
12	1024000	182400	32400	5760	1024

C.3 SAE 749D 颗粒度分级标准参见表 C.3。

表 C.3 SAE 749D 颗粒度分级标准

个

级别	100mL 油中颗粒数				
	5 μ m~10 μ m	10 μ m~25 μ m	25 μ m~50 μ m	50 μ m~100 μ m	100 μ m~150 μ m
0	2700	670	93	16	1
1	4600	1340	210	28	3
2	9700	2680	380	56	5
3	24000	5360	780	110	11
4	32000	10700	1510	225	21
5	87000	21400	3130	430	41
6	128000	42000	6500	1000	92

C.4 ISO 与 NAS、MOOG 颗粒度分级标准之间的等量关系参见表 C.4。

表 C.4 ISO 与 NAS、MOOG 颗粒度分级标准之间的等量关系

序 号	ISO 颗粒度标准	NAS 颗粒度标准	MOOG 颗粒度标准
1	26/23、25/23、23/20、21/18	12	—
2	20/18、20/17	11	
3	20/16、19/16	10	
4	18/15	9	6
5	17/14	8	5
6	16/13	7	4
7	15/12	6	3
8	14/12、14/11	5	2
9	13/10	4	1
10	12/9	3	0
11	11/8	2	—
12	10/8、10/7	1	
13	10/6、9/6	0	
14	8/5	00	
15	7/5、6/3、5/2、2/0.8		

C.5 抗燃油及矿物油对密封衬垫材料的相容性参见表 C.5。

表 C.5 抗燃油及矿物油对密封衬垫材料的相容性

材料名称	磷酸酯抗燃油	矿物油	材料名称	磷酸酯抗燃油	矿物油
氯丁橡胶	不适应	适应	硅橡胶	适应	适应
丁橡胶	不适应	适应	乙丙橡胶	适应	不适应
皮革	不适应	适应	氟化橡胶	适应	适应
橡胶石棉垫	不适应	适应	聚四氟乙烯	适应	适应
聚乙烯	适应	适应	聚丙烯	适应	适应

中 华 人 民 共 和 国
电 力 行 业 标 准
火力发电厂汽轮机电液控制系统
技 术 条 件
DL/T 996 — 2006

*

中国电力出版社出版、发行
(北京三里河路6号 100044 <http://www.cepp.com.cn>)
航远印刷有限公司印刷

*

2006年9月第一版 2006年9月北京第一次印刷
880毫米×1230毫米 16开本 1.75印张 47千字
印数 0001—3000册

*

统一书号 155083·1465 定价 8.00元

版 权 专 有 翻 印 必 究

(本书如有印装质量问题, 我社发行部负责退换)



155083.1465