

热控专业整套启动 反事故措施

措施编号：RK016

措施编写：赵志军

措施审核：

措施批准：

河北省电力建设调整试验所

二〇〇六年四月十三日

调试技术措施签署页

调试监理审批意见：	
调试监理工程师：	
	年 月 日
安全监理工程师：	
	年 月 日
质量监理工程师：	
	年 月 日

建设单位审批意见：	
专业工程师：	
	年 月 日
安全负责人：	
	年 月 日
质量负责人：	
	年 月 日

目 录

- 1 系统概述
- 2 反事故措施编制目的
- 3 编制依据
- 4 反事故措施
- 5 调试组织分工

1 系统概述

河北国华黄骅发电厂一期工程(2×600MW 机组)锅炉、汽轮机、发电机组分别由上海锅炉有限公司、上海汽轮机有限公司、上海汽轮发电机有限公司采用引进技术制造。热工控制系统(DCS)采用西门子电站自动化有限公司生产的 TELEPERM XP 装置,组成单元机组控制网与公用系统控制网。TELEPERM XP 由操作与监控系统(OM 650)、工程系统(ES 680)、诊断系统(DS 670)、通讯系统(SINEC H1)、过程自动化系统(AS 620)五部分组成,通过终端总线(Terminal Bus)和 SINEC HI/HI0(Plant Bus)进行通信。单元机组控制网由热工自动调节系统(CCS)、数据采集监视系统(DAS)、炉膛安全监控系统(FSSS)、顺序控制系统(SCS)及电气控制系统(ECS)组成。公用系统控制网与每台单元机组的通讯总线相连,能通过任意一台单元机组的 DCS 操作站对公用系统设备进行监控。DCS 系统还通过数据通信单元与其它独立的监控系统进行通讯(例如:DEH、MEH、ETS、TSI、凝结水处理、锅炉吹灰、胶球清洗程控等),实现对整套单元机组的集中监控。

2 反事故措施编制目的

随着我国电力工业高参数、大容量机组快速发展,近几年来电厂生产中一些重大事故时有发生,如轴系断裂事故、锅炉汽包缺水事故、电缆着火事故以及全厂(所)停电事故等。一些比较严重的人身、设备事故,如发电机烧损事故、汽轮机弯轴事故有所抬头。因此,采取有效措施扼制重大事故的发生是保证电网安全稳定运行的迫切任务。

为保证国华黄骅发电厂一期工程(2×600MW 机组)安全、有序、稳步、顺利的投产发电,热控专业特编制此措施,防止各类事故的发生。

3 编制依据

- 3.1 《河北国华黄骅发电厂一期工程(2×600MW 机组)调试大纲》
- 3.2 国华黄骅发电厂 DCS 技术协议、工程相关会议纪要
- 3.3 国家电力公司 2000 年颁布的《防止电力生产重大事故二十五项重点要求》
- 3.4 设备制造厂供货资料及有关设计图纸、说明书
- 3.5 《电业工作安全规程》

4 反事故措施

4.1 DCS 电子设备间要求

4.1.1 单元控制室与电子设备间土建工作已完成并通过验收签证。整个机房已具备防尘、防静电、照明及安全保卫等防护措施。

4.1.2 单元控制室与电子设备间能保证装置正常工作必须的温度、湿度。

4.1.3 投入消防系统或配备手持灭火器

4.1.4 控制柜底盘电缆槽要采用合格的不燃或阻燃材料进行封堵且封堵严密。

4.1.5 卡件插拔要佩带防静电设备，插卡前要测试有无强电串入，以防卡件被烧毁。

4.2 DCS 系统工作可靠性：

4.2.1 对工程师站、历史站、操作员站进行可恢复性故障试验，切除各设备电源，然后重新受电，检查以上设备是否能自动恢复正常工作而无需运行人员的任何干预。

4.2.2 对各 AP 进行切换试验。试验前应选取一些开关量和模拟量测点进行监视，试验后应检查：

a 两个 AP 的运行状态是否正确，备用 AP 是否能自动正常投入工作。

b 检查 AP 切换前后这些测点的状态或数值是否发生变化，

c 检查设备有无误动情况。

4.2.3 用上述同样的方法检查网络的切换情况。

4.2.4 抗干扰检查。用对讲机在控制柜处发出干扰信号，观察操作员站测点显示有无变化。

4.2.5 供电系统切换功能试验，人为进行供电电源切换，检查切换正常，切换时，DCS 系统运行达到设计要求

4.2.6 系统响应时间测试，检查系统信号响应时间达到设计要求。

4.2.7 检查软件组态，包括：各测点量程、工程单位、报警值、二次计算功能（开方、平均、差值、最大、最小和累计计算功能）逻辑等。

4.2.8 对影响测量精度的压力变送器在 DCS 进行必要的静压补偿。

4.2.9 检查各测点的量程、工程单位和上下限设置的正确性。

4.2.10 根据汽包、高低压除氧器、高低压加热器、凝汽器等液位测量平衡容器的种类（单室平衡容器和双室平衡容器）和尺寸，计算和设置液位修正补偿的参数。

4.2.11 根据流量孔板和喷嘴的设计参数检查介质流量计算的参数设置。

4.2.12 根据风量测量装置的设计参数和锅炉进行风量标定的系数，计算并设置风量的修正计算参数。

4.2.13 测试 SOE 记录是否正确。

4.2.14 检查远程 I/O 的线路及通讯情况。

4.3 接线连接及就地一次元件工作可靠性

4.3.1 检查线路连接的正确性、绝缘性能以及屏蔽，高温区电缆应采用耐高温电缆，油区尽量采用耐腐蚀电缆。其结果应符合设计图纸和有关技术要求。

4.3.2 检查热电偶、热电阻、变送器等各物理量测量元件的安装情况，以防漏点泄漏。

4.4 FSSS 系统

4.4.1 燃油泄漏试验。检查并试验其逻辑的正确性，确保燃油速断阀及燃油阀的严密性。

4.4.2 炉膛吹扫。检查并试验其功能的正确性，使其正常投入，充分保证炉膛的安全。

4.4.3 火焰检测。对火检探头进行系统的调试，保证火焰检测的正确性和可靠性，避免偷火现象发生，使炉膛灭火保护准确投入。

4.4.4 火检探头冷却。必须充分保证冷却风对探头的冷却，减小火焰对探头的影响，延长探头的使用寿命，有效提高火检探头的测量精度。

4.4.5 汽包水位测量。取样管严格按要求安装，对水位测量信号在 DCS 处进行温度、压力补偿，使测量更准确。汽包水位保护应采用三取二逻辑实现。保证动作的可靠性。

4.4.6 主保护的投入与退出。锅炉主保护的投入与退出必须经总工批准，值长或班长或司炉不得擅自将锅炉主保护解除。

4.5 ETS 系统

4.5.1 检查 PLC 内部逻辑控制的正确性及合理性

4.5.2 对相互冗余的控制器进行切换试验观察是否会出现死机或其它故障。

4.5.3 机组启动前确保双机均正常工作。

4.5.4 配合厂家和汽机运行人员一起，采用实际信号传动汽轮机转速、润滑油压、控制油压、控制器故障、就地手动停机、主控室手动停机保护内容。

4.5.5 与厂方和汽机运行人员一起，在一次元件侧加模拟信号传动压力、振动等其它停机保护内容。

4.5.6 每项保护的传动均应检查保护继电器出口的动作执行情况。

4.5.7 每项保护试验后查看 SOE 记录是否正确，并做相应记录。

4.5.8 汽机启动前检查并解除所有的软件和硬件的强制信号，投入各项保护。

4.5.9 对 ETS 系统的在线试验功能进行试验，保证机组运行期间 ETS 在线试验的可靠进行。

4.5.10 配合汽机做超速试验、甩负荷试验、保护通道试验等，确保试验正常进行。

4.5.11 主保护的投入与退出。汽机主保护的投入与退出必须经总工批准，值长或班长不得擅自将汽机主保护解除。

4.6 DEH 系统

4.6.1 对汽轮机主汽门、调门进行系统调试、试验，保证阀门动作的准确性和可靠性。

4.6.2 对转速信号进行认真的检查，充分保证转速信号的精度，便于 DEH 对转速的控制。

4.6.3 按照逻辑图和逻辑说明对软件组态检查和校对，对不正确的组态进行修改，保证软件功能的正确性。

4.6.4 配合厂家、汽机专业进行系统仿真、OPC、超速、阀门活动等各项在线试验，保证DEH各项功能的完善。

4.6.5 检查DEH与其它系统通讯功能(包括硬接线和软件通讯检查)，保证通讯的可靠性。

4.7 TSI 系统

4.7.1 检查各振动、轴相位移、转速、键相等探头的校验记录和安装情况，防止汽轮机扣盖后安装不到位再重新开盖等现象的发生。

4.7.2 调整各传感器的间隙电压或安装间隙，传感器的间隙电压或安装间隙应符合产品说明书和图纸的要求，避免机组启动后出现测量不准的现象发生，误导运行人员的监视。

4.7.3 检查各测点的量程、工程单位和上下限设置、保护定值设置的正确性，防止误动、拒动现象的发生，有效保护汽轮机设备。

5 调试组织分工

5.1 调试单位负责编写措施，负责调试中的技术工作，指导运行操作，记录和整理调试中的运行参数，协助电厂分析事故发生的原因。

5.2 安装单位负责现场设备的安装维护、检修、消缺及临时设施的制作安装。

5.3 运行单位负责与电网调度的联系工作，以及正常的运行操作和巡检工作。

5.4 监理公司负责试运全过程的监理工作。

5.5 工程部负责协助试运组协调工作。

5.6 各单位均应主动或协助其它单位实施防止任何事故发生的措施，真正实现“安全第一、预防为主”。