

DCS 系统在石景山热电厂 2 号机组改造中的应用

Application of DCS in Shijingshan Unit 2 Retrofit Project

华北电力科学研究院(北京 100045) 孙文捷

摘要:介绍石景山热电厂 2 号机组 DCS 控制系统改造情况,论述改造方案的设计及特点,通过分析改造中出现的问题,阐明了产生问题的原因及解决方法。

关键词:分散控制系统;机组改造;应用

中图分类号:TK223.25

文献标识码:A

文章编号:1003-9171(2000)01-0046-03

石景山热电厂 2 号机组 DCS 改造采用和利时公司的 HS-2000CAS 分散控制系统,改造范围包括 MCS、SCS、DAS、DEH 系统。1999 年 1 月完成系统整体方案设计,包括硬件配置、DEH、CCS、MCS、SCS 方案。2 月完成系统硬件成套及软件组态。3 月完成系统联调及全面测试。4 月中旬至 6 月中旬进行现场各系统的静态调试。6 月 26 日,机组正式运行,开始 MCS、DEH 的动态调试,其余各系统投入使用并做局部调整。7 月下旬系统投运基本完成,所有系统投入使用,工作正常。

系统硬件配置为:共设 5 个操作员站,2 个工程师站,10 个控制站(10 号~19 号),其中控制站机柜 20 个单柜,继电器柜 2 个单柜,主机柜 2 个单柜,扩展柜 1 个单柜,配电柜 1 个单柜。控制站(10~12 号)为 MCS 系统,控制站(13~16 号)为 SCS 系统,DAS 系统由两个控制站(17 号、18 号)组成,DEH 系统占一个控制站(19 号)。

1 HS-2000CAS 系统介绍

该系统是和利时公司最新开发的系统,其基本结构由 4 部分组成,即系统网络、操作员站、工程师站、现场控制站。操作员站、工程师站、现场控制站作为逻辑意义相同的节点挂接在系统网络上。系统网络为和利时公司开发的 ARCNET 双冗余工业实时网,双令牌总线(TOKEN BUS),网络速率为 5 M。操作员站和工程师站利用网络控制板与系统网络连接,而现场控制站利用主控模块与系统网络连接。

电源模块和专用机柜组成,系统由 UPS 实现双路供电,主控模块、电源模块、模出模块全部采用双冗余配置,有模块在线自诊断功能,诊断结果可由操作员站或工程师站的系统画面显示。在可控模块、智能输入/输出模块上分别固化实时控制软件和智能输入/输出处理软件。每个控制站机柜附带一个端子柜,便于信号电缆接线。实时控制软件运行在一个嵌入式多任务处理系统中,完成信号转换与处理、控制运算(石热项目控制运算周期 MCS 和 SCS 为 250 ms,DAS 为 1 s,DEH 为 100 ms)、通信、自诊断、双主控模块切换时保持数据一致等功能。智能输入/输出处理软件完成采样、滤波、模/数转换、小信号非线性补偿、冷端补偿、工程单位换算、过程点质量判断等功能。

操作员站和工程师站由高可靠工业微机配以外设组成(石热项目采用研华工业控制微机)。操作员站运行 HS-2000CAS 系统专用实时监控软件,该软件完成图形显示与会话、控制调节、趋势显示、报警管理和显示、报表打印及事故追忆等。工程师站运行 HS-2000CAS 系统组态软件包,软件运行环境为 PWIN32。软件包有 10 个汉字工具软件,具有方便的人机界面,主要功能为:系统管理、数据库生成、功能块图生成、梯形图生成、计算公式生成、引用生成、历史库生成、追忆库生成、图形生成、报表生成。操作员站和工程师站都有分级别保护措施,只有以正确口令登录,才能执行相应操作。

2 系统设计方案

(1) MCS 系统共设计 31 套自动调节系统,包括:

- 协调控制系统
- 燃烧控制系统
- 送风控制系统
- 引风控制系统
- 全程给水控制(单、三冲量)系统
- 1~5 号磨风量控制系统
- 1~5 号磨出口温度控制系统
- 左右侧一级减温控制系统

现场控制站由主控模块、智能输入/输出模块、

万方数据

- 左右侧二级减温控制系统
- 左右侧再热汽温控制系统
- 除氧器水位控制系统
- 轴封供汽压力控制系统
- 氢温控制系统
- 冷油器控制系统
- 热网加热器温度控制系统

MCS 在立盘保留 13 个后备手操,包括:

- 1 号给水泵转速控制系统
- 2 号给水泵转速控制系统
- 给水调节阀控制系统
- 左侧送风控制系统
- 右侧送风控制系统
- 左侧引风控制系统
- 右侧引风控制系统
- 左侧一级减温控制系统
- 右侧一级减温控制系统
- 左侧二级减温控制系统
- 右侧二级减温控制系统
- 左侧再热汽温控制系统
- 右侧再热汽温控制系统

(2) 设计 SCS 逻辑时尽量采用电厂实际使用中的逻辑,参照原运行规程,并听取运行人员的意见。这样做,一方面吸取原有控制逻辑的优点,一方面使运行人员不必改变或较少改变原有的操作习惯。SCS 控制范围包括:

- 66 套电动机的开关操作
- 3 套调节阀的开关操作
- 14 套电磁阀的开关操作
- 98 套电动门的开关操作
- 36 套二次风门的开关操作
- 12 套周界风门的开关操作
- 相关电动门电动机的连锁保护功能
- 射水泵、定排、5 号磨的程控启停功能

(3) DEH 系统设计功能有:自动升速、自动暖机、自动磨检、自动过临界、自动同期、快卸负荷、一次调频、主汽压力保护、过负荷切阀控保护、阀控/压控/功控模式切换、电液无扰切换、电调故障切液调等。DEH 采用 HS-2000CAS 系统实现,操作员站有相关操作画面,控制盘台上另设 DEH 专用操作面板。

(4) DAS 系统不仅包括传统的数据采集功能,还包括历史曲线记录、事故追忆、SOE 记录及打印等多项功能,利于现场事故分析。所采集的数

据除热工信号外,还包括部分电气专业数字量、模拟量信号。此次改造拆除了立盘上的小型巡测仪,将测点直接送入 HS-2000CAS 系统。

(5) 由于本次改造不涉及锅炉保护系统、点火程控系统和汽机保护系统,为保证整套机组系统的完整,利用 HS-2000CAS 的通讯站以串行数据通信方式将以上系统的信号引入 HS-2000CAS,在操作员站画面显示。同时该通讯站向石热厂级 MIS 网发送重要数据。

3 控制功能设计特点

参考在其他电厂成功应用的设计方案,同时考虑到石景山热电厂实际需要,MCS 整体控制方案包括:汽机跟踪、锅炉跟踪、机跟炉协调、炉跟机协调等多种协调控制方式;机组供热调节方案;给水泵调节、送引风调节等子回路控制方案;被调量测点选择及处理方案;MCS 与 SCS 之间信号传递及处理方案等。

当机组需要进入协调控制时,可根据机组实际情况,选择进入不同协调方式,而多种协调方式间的切换是无扰进行的。给水控制系统采用三冲量调节,一、二级减温控制系统采用串级调节。MCS 所有重要测点采用双测点冗余方式,可在操作画面上人工选择任一测点作为被调量。

射水泵组、定排电动门组、5 号磨系统设有程控启停功能。将程控/手动选择按钮置程控位,可进行设备顺序启停操作,在程控/手动选择按钮置回手动位之前,有关设备不能进行手动操作。在设备本体保护信号发出时,程控指令中断,执行本体保护指令。如程序执行时间超过规定时间,则显示执行超时报警,程序中断。

所有电动机、风机、泵(电动门、电磁阀除外)都设计有远方/就地操作切换功能,即如将设备置于就地操作位,被控设备不能由 CRT 上操作,启/停指令不能发出,此时每个设备图标旁边用红字显示设备在就地位。如需将设备切到远方操作位,选择设备远方/就地切换画面进行操作。此种功能便于设备检修。

考虑到操作习惯,保留设备连锁功能,逻辑设计中,尽量保持原连锁开关与现连锁按钮功能的一致性。曾经考虑将连锁功能只定义为设备间的互联和运行参数异常连锁,设备本体保护不受连锁投切的限制,这种设计被认为比较安全,符合当今要求,但因与原操作方式不一致,容易引起运行人员误

会,最终还是按照旧的联锁功能进行设计。

设备事故跳闸被定义为无 DCS 停指令输出而设备停。取 DCS 系统 DO 输出做为实际输出指令,如设备启指令已发出,在设备停反馈出现之前,无设备停指令发出,即判为事故跳闸。事故跳闸发生后,设计为按下操作画面上设备停按钮复位事故跳闸信号,这与原操作习惯是一致的。此事故跳闸与热工保护跳闸为两个不同概念,由此可判断设备异常跳闸的原因,分清热工与电气双方的责任。

需注意一点,即如设备在就地操作位启动后,由于 SCS 系统没有输出启动指令,当设备停反馈出现,系统将不认为是事故跳闸。为避免发生此种情况,所有设备正常操作均应在 CRT 上进行,就地操作只作为试验,试验完毕设备应置于停止位。

事故跳闸采用常规首出项锁定逻辑,将首出显示复位功能设计为设备重新启动后自动复位,也可由手动按钮复位。这样设计,既方便运行人员操作,又保证首出显示的正确性和实时性。

在操作画面上为运行人员提供足够的显示信息,例如,在主要设备图标旁提供跳闸首出弹出窗口,便于查找设备跳闸原因,此窗口同时显示设备启动许可条件,运行人员可根据提示,在设备启动前检查设备情况。MCS 中也增加了闭环系统强制切手动原因的首出判断逻辑,便于事故分析。

4 改造中遇到的问题及解决方法

4.1 机柜接线问题

在系统测试中曾发现 HS-2000 CAS 机柜内部连线有虚接现象,经查实为和利时公司机柜出厂前配线作业不当所致,后将所有内部配线彻底检查,问题解决。

4.2 固态继电器问题

在设备传动中发现作为 DO 指令输出的固态继电器有永久开路或永久断路的情况,怀疑为固态继电器损坏,更换固态继电器后回路正常。后又多次发生此类事情,在二次风门回路等频繁操作的设备中尤其突出,只得反复更换固态继电器,最终确定为固态继电器本身耐压能力不够,导致固态继电器损坏。

4.3 控制反应时间问题

调试初期,在操作画面上操作设备时,由发出指令到看到设备反馈需很长时间,经检查发现控制器控制周期设置过长,将 SCS 顺控站运算周期加快至 250 ms,节省了多次中间处理时间。修改后,

回报总时间已缩短至 2 s,满足运行要求。

4.4 MCS 与 DAS 系统测点安排问题

MCS 与 DAS 系统位于不同控制站中,但由于测点安排不尽合理,部分 MCS 系统所需的测点被安置于 DAS 控制站中,当 DAS 系统内的测点需要检修,MCS 系统将会受到不同程度的影响。曾经由于此类原因,MCS 系统的一子回路发生异常波动并强切到手动。

4.5 电磁阀运行超时振荡问题

所有电磁阀都为单线圈形式,单指令输出控制。按照 HS-2000CAS 控制方式,电磁阀开运行超时后控制指令回零,电磁阀将向关方向动作,到位后,由于开指令仍被记忆,电磁阀又将被打开,如此反复。解决方案为使用 RS 触发器,排除运行超时、命令记忆情况下的振荡;同时适当增大运行时间参数。

4.6 主参数画面动态点显示过小

HS-2000CAS 操作画面中的动态点显示偏小,不利于运行人员监视,为此修改图形文件中数值型动态点,增加“放大”选项修改汉字库,更新 HZK16 文件,在线软件做相应处理。

4.7 电流表指示花屏现象

为适应运行人员的监视习惯,特意在显示画面中加入盘装电流表模拟画面,由于图形处理软件的局部问题,导致显示出现花屏现象,后经修改在线软件的图形处理部分,显示恢复正常。

4.8 顺控 F 站故障

由于离线组态软件在系统链接时错误地将 I/O 站内目标数据文件的目标代码的校验位减少了“1”,使站内模件不存在且通讯出错。为此重新修改离线编译软件,正确生成校验位,问题得到彻底解决。

4.9 操作员站死机

2 号、3 号操作员站 CRT 在调试初期曾出现 3 次死机。经逐渐检查发现 2 号、3 号主机画面数量由近 400 幅删至 160 幅后,至今未发生死机,初步断定是画面过多所致。为此清理操作员站画面,删去实际运行后不需要的测试图。

此次改造采用分散控制系统,较好地实现了 DEH、CCS、MCS、SCS、DAS 多项功能,采用 CRT/鼠标或键盘操作方式,取消绝大部分常规显示仪表和手操设备,增加了协调控制、顺序控制、电调等功能,提高了机组的自动化程度。