



新华

A CHNT COMPANY

今日新华

电站升级改造及新技术应用专刊



修订版 前言

上海新华控制技术（集团）有限公司是国内最早从事火电机组控制系统研发、制造和工程服务的专业公司，率先实现了火电机组DEH、DCS系统的国产化与一体化应用。

历经30多年的发展，在广大用户和业内专家的支持与鼓励下，在全体员工的努力与坚持下，借助于技术领先的自主研发团队，新华集团逐步成为自动化、信息化和智能化整体解决方案的提供者；借助于经验丰富的专业工程团队，为广大用户提供从设计、制造、培训、调试及售后等的全生命周期服务，在业内赢得了良好的口碑；借助于努力开拓的市场销售团队，以电力行业为基础，向其他领域如轨交、化工、环保、市政、智能制造等行业实现成功拓展。

1996年，新华集团推出了第一套国产化DCS系统-XDPS400，在国内外获得广泛应用。2005年，将XDPS400升级为XDC800系统，并于2011年后进一步升级为XDC800B系列。XDC800系列是与XDPS400完全兼容的升级换代产品，拥有完全的自主知识产权，获得国家四部局颁发的“国家重点新产品”证书和“上海市科学技术二等奖”。截至目前，累计已有3000套XDC800系统在各现场稳定运行。2015年，新华集团发布全新一代NetPAC系统，集现场总线、设备管理、优化控制和安全防护于一体，是一套全集成的智能型控制平台；并作为与XDC800B并行主推的旗舰产品，在各行业成功推广应用。

DCS系统在国内火电机组的应用，始于上世纪80年代中期，并大规模推广于90年代初期，大大提高了行业的自动化水平。早期应用于火电的DCS系统基本以进口系统为主，如ABB INFI90、西屋WDPF、西门子TELEPERM、FOXBORO、日立HIACS-3000等。经过多年的运行，DCS系统由于电子产品寿命周期因素，控制器及卡件进入故障高发期，备品备件价格高昂且部分已经停产、获取困难；技术支持及维护成本居高不下，已经严重威胁机组安全运行，迫切需要进行整体改造。目前，国产DCS系统的可靠性和先进性已经达到国际同类水平，并已获得广泛应用实绩；同时，良好的性价比和本地化的服务，也使得国产DCS系统成为系统改造的首选。

2009年以来，新华集团在大型火电机组DCS改造中，尤其是在进口DCS系统的改造中，积累了丰富的业绩和经验。2013年，我们将部分典型案例汇编为《电站升级改造应用专刊》，现又更新了部分案例，特别是增加了现场总线、优化控制与信息安全等有关内容，修订为《电站升级改造及新技术应用专刊》，希望一如既往地为广大用户提供借鉴和参考。

借此机会，特别感谢广大用户和业内人士一直以来对新华产品提出的宝贵意见和建议，感谢你们在项目实施中给予的鼎力支持和无私帮助；新华集团将继续秉承“质量第一、服务第一”的优良传统，坚持不懈，自主创新，继续为各行业提供一流的产品和热情高效、精益求精的服务。

由于时间仓促及水平有限，若有错误疏漏之处，敬请不吝批评与指正。

▶ 基于XDC800/NetPAC的火电机组DCS改造综述	01
上海新华控制技术(集团)有限公司 马骏	
大唐淮南洛河发电厂 王鸣 王云进	
华电国际莱城发电厂 张伟梅	
华能北方联合电力达拉特发电厂 武斌 江飞 赵军	
陕西渭河发电有限公司 罗建科	
邢台国泰发电有限责任公司 唐武	
华能北方联合电力乌拉山发电厂 张明	
▶ 上海吴泾第二发电厂#2机组(600MW)DCS一体化改造案例	07
上海吴泾第二发电有限责任公司 沈强	
上海新华控制技术(集团)有限公司 李昌军	
▶ 华能德州电厂#6机组(700MW)汽机岛控制系统一体化改造案例	10
华能德州电厂 曲广浩 张运生 汪峰	
上海新华控制技术(集团)有限公司 杜军 吴银钧 刘廷	
▶ 陕西渭河发电厂#6机组(300MW)DCS、DEH、MEH一体化改造案例	14
陕西渭河发电有限公司 罗建科	
上海新华控制技术(集团)有限公司 王强 燕新波	
▶ 华电国际莱城发电厂#3机组(300MW)DCS一体化改造案例	17
华电国际莱城发电厂 王占华 伟强	
上海新华控制技术(集团)有限公司 李永禄 王步俊	
▶ 北方联合电力蒙达电厂#4机组(330MW)DCS、DEH、MEH及EH一体化改造案例	20
内蒙古蒙达发电有限责任公司 乔栋 张峰 武斌 等	
上海新华控制技术(集团)有限公司 赵秦秀 张龚 李昌军 刘晓青	
▶ 邢台国泰电厂#11机组(300MW)DCS、DEH、MEH一体化改造案例	23
上海新华控制技术(集团)有限公司 燕新波	
河北邢台国泰发电有限公司 唐武	
▶ 山西阳光电厂#3、#4机组(2*320MW)及全厂输煤一体化改造案例	25
山西阳光发电有限责任公司 侯建志	
上海新华控制技术(集团)有限公司 王步俊	
▶ 巴基斯坦恰希玛核电站C1机组(300MW)DEH升级改造案例	28
上海新华控制技术(集团)有限公司 杜军 张亚平	
▶ 深能妈湾电厂#5、#6机组(2*320MW)DCS、DEH一体化改造实施总结	32
深能集团深圳妈湾电力有限公司 袁华林	
上海新华控制技术(集团)有限公司 黄爱平	
▶ 大唐淮南洛河发电厂#4机组(300MW)DCS一体化改造实施总结	36
大唐淮南洛河电厂 王鸣 王云进	
▶ 大唐淮南洛河发电厂#1机组(300MW)DCS一体化改造方案	39
上海新华控制技术(集团)有限公司 王步俊	

▶ 北方联合电力乌拉山发电厂#5机组(300MW)DCS、DEH升级改造案例	42
上海新华控制技术(集团)有限公司 黄爱平 北方联合电力乌拉山发电厂 蔺学军 房维	
▶ DCS(XDC800)与DEH/MEH(XDPS400)一体化实施案例	45
大唐淮南洛河电厂 王鸣 王云进 上海新华控制技术(集团)有限公司 王步俊 刘晓青	
▶ XDC800在贵州盘南电厂3号炉低氮燃烧改造中的应用案例	47
上海新华控制技术(集团)有限公司 范厚华	
▶ 蒙电华能丰镇发电厂#6机组(200MW)DCS一体化改造案例	51
蒙电华能丰镇发电厂 苗伟 上海新华控制技术(集团)有限公司 杨贺强	
▶ 600MW汽轮机DEH伺服控制系统冗余改造案例	54
广东珠海金湾发电有限公司 胡海军 上海新华控制技术(集团)有限公司 蒋杰 张鹤平	
▶ 北方联合电力达拉特发电厂辅网“八机一控”一体化改造案例	57
华能北方联合电力达拉特发电厂 江飞 王文忠 赵新宇 王飞 段利君 上海新华控制技术(集团)有限公司 马骏 燕新波	
▶ 提高中储式机组协调控制系统AGC响应速率的方法	62
陕西渭河发电有限公司 武红幸 罗建科 上海新华控制技术(集团)有限公司 艾斌	
▶ 300MW改造机组协调控制系统策略优化与应用	67
西安热工研究院有限公司 王小成 陕西渭河发电有限公司 罗建科 武红幸 上海新华控制技术(集团)有限公司 马骏	
▶ 采用XDC800改造大唐淮南洛河发电厂3#机组MCS系统	70
上海新华控制技术(集团)有限公司 马骏	
▶ 新华DEH系统在小网控制中的应用	75
上海新华控制技术(集团)有限公司 缪伟彬 刘廷 杜军	
▶ 基于模型的智能前馈控制技术研究与应用	79
上海吴泾第二发电有限责任公司 陈元良 上海新华控制技术(集团)有限公司 赵伟杰 王步俊 杨贺强 马骏 浙江大学控制科学与工程学院 赵均	
▶ 大唐绥化热电#1、#2机组(2*350MW)现场总线主辅一体化应用	85
大唐绥化热电有限公司 赵延良 上海新华控制技术(集团)有限公司 王步俊 张少岩	
▶ 基于主机加固的信息安全解决方案介绍	89
上海新华控制技术(集团)有限公司 王维建 沈源	

基于XDC800/NetPAC的火电机组DCS改造综述

上海新华控制技术(集团)有限公司 马骏

大唐淮南洛河发电厂 王鸣 王云进

华电国际莱城发电厂 张伟梅

华能北方联合电力达拉特发电厂 武斌 江飞 赵军

陕西渭河发电有限公司 罗建科

邢台国泰发电有限责任公司 唐武

华能北方联合电力乌拉山发电厂 张明

【摘要】本文总结了基于新华XDC800/NetPAC改造300MW/600MW火电机组控制系统的技术方案、改造原则和实施案例。目前，XDC800/NetPAC已成功对贝利INFI90/SYMPHONY、西屋WDPF-II/OVATION、西门子TELEPERM-XP、福克斯波罗I/A、霍尼韦尔TPS、横河CENTUM-XL/CS3000、东芝TOSMAP-DS、通用电气MARK-V、美卓MAXDNA等进行了改造，也对和利时、国电智深、华电南自和新华等国产系统进行了升级或替换。以“信息化、集成化和开放性”为主要特点的XDC800/NetPAC以高性价比、高可靠性、易维护性等特点，再次获得了丰富的应用业绩，赢得了业界的一致认可。

【关键词】XDC800，NetPAC，300MW，600MW，火电机组，控制系统，DCS，改造方案，经验推广

引言

分散控制系统(DCS)自20世纪90年代开始在国内火电机组中取得了广泛应用。系统品牌从昂贵的进口“八大家”到目前性价比优越的国产化系统；控制范围从子系统分散应用到目前全厂主控一体化、辅控一体化及管控一体化系统集成；控制功能从单一简单控制到目前集先进控制、优化控制、资产管理为一体的全面数据融合；控制架构从自成一体、封闭接口的集散控制模式到目前全方位开放、进一步分散的现场总线模式。

分散控制系统的广泛应用很大程度上促进了其产品系列的更新换代；而新产品、新系统的推陈出新不但拓展了其应用功能、提升了产品性能，也从更大程度上满足了用户的需求、给用户创造了更高的价值、从而进一步促进了其全面推广。

但是，由电子元器件组成的控制系统是有设计使用寿命的。首先，电子产品升级换代极其快速，超过一定使用周期往往会出现备件采购困难、价格昂贵、维护费用高、不便于扩容扩展等问题。其次，“浴盆曲线”表明，随着使用时间变长，电气元器件加速老化、故障频发，极易引发重大事故，造成“非计划停机”等重大损失；受限于当时的技术原因，分立元件高发热量也是限制使用寿命的最大障碍。这些可统称为“有形磨损”。据可靠统计，某300MW机组使用进口控制系统10年后，其单年度的维护费用预算就高达250万人民币；某次因控制系统故障导致“非计划停机”的直接损失就达150万人民币之多。另外，软件技术和控制技术的快速发展，也使控制系统超过一定投用周期后产生“无形磨损”，无法更好适应对开放性、集成化、信息化和管控一体化等最新需求。

因此，按预定周期对控制系统进行有计划的技术改造、升级换代，无论从经济合理性、技术先进性、还是从安全可靠角度来讲，都是十分必要和异常重要的。

1. 新华XDC800/NetPAC的技术优势

上海新华控制技术(集团)有限公司(以下简称新华集团)是国内最早从事电站控制系统技术引进消化的专业化研发、制造、工程与技术服务公司，率先实现了汽轮机数字电液调节系统(DEH)国产化应用，率先实现了火电机组DCS和DEH的一体化应用，并率先把性能计算技术、仿真技术融入DCS一体化架构中，与监控信息系统(SIS)和管理信息系统(MIS)有效对接，形成了基于统一平台的一体化、集成化和信息化“数字化电厂”综合解决方案。

新华集团在上世纪90年代推出了XDPS400、XDPS400+系列产品，以高可靠性、全汉化界面、结构轻盈、操作便捷、维护方便等为亮点，获得了业界的一致认可和良好口碑，在国内外火电机组改造和新建项目上取得了广泛的应用。据国外同行聘请的第三方专业机构统计，截止2004年底，新华XDPS400系列产品在国内火电DCS市场占有率达72%、DEH市场占有率则高达90%。

2006-2011年间，新华集团在XDPS400系列产品成功应用的基础上，结合模块化设计技术、网络通信技术、计算机硬件技术、嵌入式技术、现场总线技术和数据库技术的最新发展，以“信息化、集成化和开放性”为特点，瞄准高端市场，推出了新一代分散控制系统XDC800。

XDC800在国内火电机组改造和新建项目上已取得了广泛

的应用。应用范围涵盖一体化主控DCS（包括APS、FSSS/BMS、SCS、MCS、DAS、ECS、DEH、MEH、ETS、BPC及公用系统等）、一体化辅控BOP-DCS（包括水网、灰网、输煤、脱硫脱硝等）、一体化SIS及一体化仿真等；控制对象涉及300MW/600MW亚临界燃煤机组、350MW/600MW/1000MW超（超）临界燃煤机组、300MW/350MW循环流化床机组、300MW中压缸启动机组及核电机组等。

2009年以来，XDC800已顺利打入苏丹、巴基斯坦、孟加拉、伊拉克、塔吉克斯坦、伊朗、马来西亚和印度尼西亚等火力发电市场，取得了国际市场认可。

2015-2017年间，新华集团在XDC800基础上进一步集现场总线、设备管理、优化控制和安全防护于一体，发布了全新一代NetPAC智能型分散控制系统，为行业构建安全、智能和优化的“智慧电厂”一体化平台。

将新华XDC800/NetPAC应用于火电机组项目、尤其是改造项目，主要有以下技术优势：

1.1 起点高，口碑好，业绩丰富

XDC800/NetPAC充分沿袭了新华产品系列的优点和亮点，是新华集团在浓厚的电站控制技术背景下、充分吸收和融汇新华技术积淀的基础上，全新推出的新一代分散控制系统，可作为“数字化电厂”和“智慧电厂”的一体化平台。新华系列产品拥有业界良好的口碑和丰富的应用业绩，是XDC800/NetPAC强有力的市场支撑。

1.2 高可靠性，高性价比

XDC800/NetPAC在设计、制造和投运过程中，严格遵循高可靠性原则，通过冗余设计、容错设计、异构设计、元器件筛选、拷机老化及高低温试验等有效措施，运行严格的ISO9001质量管理体系，最大限度保证产品可靠性，服务于用户利益。

XDC800/NetPAC在保证功能丰富、性能优越的同时，遵照“价值工程”理念，严格控制产品成本与产品价值的关系，真正从用户角度出发、帮助用户降低投资和运行成本。

1.3 系统紧凑简洁、友好便捷

XDC800/NetPAC充分继承了新华产品系列结构紧凑、系统简洁、操作友好、使用便捷等特点，并继续将该优势进一步发扬光大，功能更加丰富，性能更加优良，系统更加安全可靠。

XDC800/NetPAC的模块化设计使系统构建更加灵活、配置更加紧凑，提升了系统在不同应用规模下的延展性；XDC800/NetPAC的低功耗设计不但有效降低了厂用电率，更显著延长了产品的使用寿命；XDC800/NetPAC基于组播的对等网络及非实时数据分流等创新机制使系统在超大规模应用场合下依然保证网络和控制器的负荷率处于较低水平，有效保证了系统的可用性和实时性；XDC800/NetPAC的自定义功能块、组态加密、安全域分级分区控制等机制进一步满足了用户在知识产权保护和操作安全方面的需求；XDC800/NetPAC基于对话框的人机对话配置方式和全动点目录技术，则使系统配置更加安全便捷。

1.4 优良服务传统，专业技术队伍

新华集团拥有优良的服务传统，始终秉承着“用户第一，服务第一”的理念，快速响应用户，从用户角度出发，竭尽全力为用户服务。

新华集团基于传统的电站控制背景优势，始终拥有一支专业化的研发、工程团队，并在几十年来不断扩充和加强。“不仅懂控制，而且懂电站”，经长期积累和实践检验而与用户建立起来的信任感，使用户可以放心地把工期短、任务重和技术复杂的改造项目交给“新华人”承担。

2. 对进口系统改造的原则和难点

如前所述，对超过使用周期的火电机组控制系统进行改造是非常必要的；而拥有诸多领先技术优势的XDC800/NetPAC系统，正是其控制系统改造的首选产品。目前，XDC800/NetPAC已对贝利INFI90/SYMPHONY、西屋WDPF-II/OVATION、西门子TELEPERM-XP、福克斯波罗I/A、霍尼韦尔TPS、横河CENTUM-XL/CS3000、东芝TOSMAP-DS、通用电气MARK-V、美卓MAXDNA等进口系统进行了成功改造。

为最大限度地节约改造成本、缩短改造工期、控制改造费用，同时显著提升机组改造后的整体效益，对进口系统进行技术改造必须遵循如下原则：

- 1)在确认原有电缆可用的情况下，尽量利用老电缆；
- 2)系统设计和柜内布置必须充分考虑原有电缆走向，减少接线改动和电缆对接；
- 3)针对原硬件设计不合理部分（如控制器划分等），尽可能进行优化和重新设计；
- 4)控制组态和人机界面的移植尽量符合原有习惯，并尽可能汉化；
- 5)在一定范围内改进机组控制策略，积极扩大先进控制策略的应用；
- 6)尽可能扩大DCS一体化范围，将DEH、MEH、ETS、BPC以及智能前端、吹灰、脱硫、脱硝、低氮燃烧甚至辅控BOP等纳入DCS一体化平台；
- 7)将DCS改造与集控室现代化改装、大屏幕技术改造等有机结合起来。

同时，由于进口系统改造工期短、任务重、技术复杂和资料不甚完整，其改造也有很多难点，主要集中在三个方面：

1)在对原机柜结构、施工接线图深入分析的基础上，结合XDC800/NetPAC模件安装特点，逐点分析、统筹考虑甚至局部调整，生成硬件设计图纸。这项任务耗时长、细节多，需要设计人员有充分的耐心和责任心，并与用户技术人员进行密切沟通，协同工作、精心设计。只有这样，才能从源头减少施工调试阶段的改线、接线和对线等实体工作量。

2)对原系统控制组态和人机界面组态进行系统梳理，不但要熟练掌握其原有设计思想、实现方式，结合不同系统平台间转换过程中的注意事项（如算法块定义不一致、跟踪方式设置不同）采取针对性措施，还要在工作过程中找出其可能存在的纰漏、错误和不足之处，提出改进优化方案，并在

出厂验收之前充分仿真验证。经验表明，特别是最后的仿真验证工作，对出厂后现场调试是否顺利至关重要，必须引起高度重视。

3)改造动工前的电缆校核也是施工难点与重点，需要提前做好周密细致的查图、核对、校线和标记等准备工作，做到心中有数、合理规划、然后再动手实施，才能提高效率、避免在机柜拆装过程中造成混乱状态。应该说，改造的施工组织和施工质量是关于其能否成功实施的基础性前提；再先进的控制系统、再合理的控制组态，没有施工保证，也是空中楼阁、可望而不可即。

3. 对XDC800系列产品的多种改造模式

作为其升级换代产品，XDC800与XDC400系列产品(400,400+)完全兼容。这主要体现在以下三个方面：

1)XDC800可与XDC400系列(400,400+)数据库、网络架构、通讯规约完全兼容，可无缝融合，软硬件差异对用户充分透明。

2)XDC800的数据可被XDC400采集、处理和记录；XDC400的数据也可被XDC800采集、处理和记录。

3)XDC800平台可对任何XDC400控制器进行操作和监控；XDC400平台也可对任何XDC800控制器进行操作和监控。

除了可以类似进口系统改造方式和改造原则替换XDC400系统外，XDC800于XDC400系列产品尚有如下几种增补、升级和改造模式。

3.1 XDC800+XDC400模式

共存方案，分别使用各自的软硬件平台XDCNET和NETWIN，网络与数据则充分融合，如图1所示。目前已成功应用了40余套，典型应用有大唐淮南洛河发电厂#3/#4机组（DCS系统采用XDC800，DEH/MEH系统采用XDC400/400+）和华能黄台发电厂#7机组（DCS/MEH系统采用XDC800，DEH系统采用XDC400/400+）。

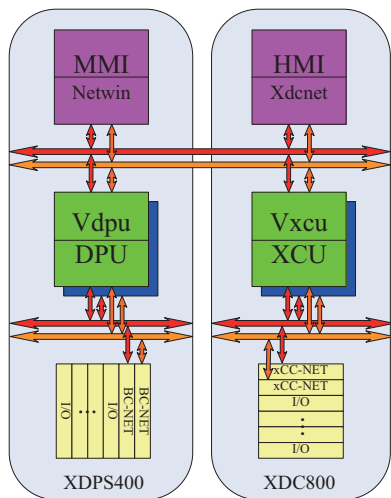


图1 XDC800+XDC400模式

3.2 XCUCFG+NETWIN@XDC800模式

共存方案，硬件平台和控制器软件使用XDC800，上位软件平台采用NETWIN，与XDPS系统融合，但需增加XDC800控制组态工具XCUCFG，如图2所示。目前已成功应用了40余套，典型应用为华能德州电厂#2机组（DAS/MCS/FSSS/DEH升级为XDC800，其余系统保留为XDPS400）。

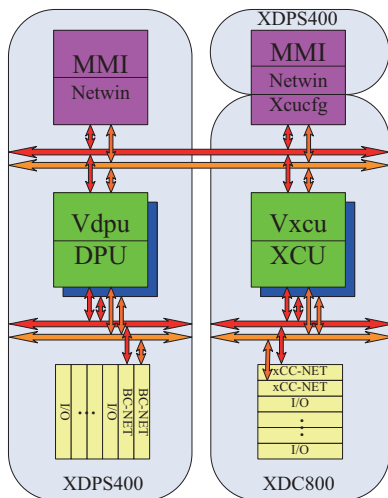


图2 XCUCFG+NETWIN@XDC800模式

3.3 NETWIN@XDC800模式

增补方案，硬件平台采用XDC800，软件平台保留为NETWIN/VDPU，并与XDPS系统无缝融合，如图3所示。典型应用为贵州盘南电厂#4机组低氮燃烧改造项目。

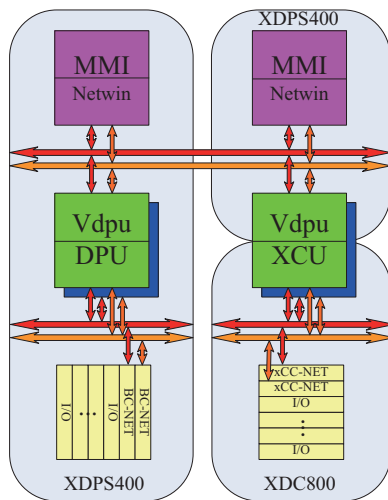


图3 NETWIN@XDC800模式

3.4 XDC800@XDC400模式

升级方案，I/O卡件、端子板和BC-net卡采用XDPS400，控制器及软件平台均采用XDC800 XCU-net和XDCNET/VX-CU，如图4所示。典型应用有华能北方联合电力乌拉特发电厂#5机组和鄂尔多斯电力一期#1/#2机组等。

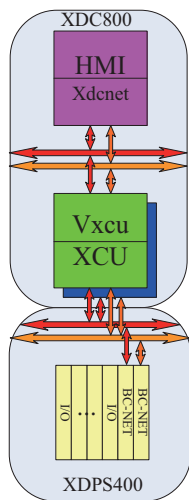


图4 XDC800@XDPS400模式

3.5 XDC800+BC800@XDPS400模式

升级方案，仅I/O卡件和端子板采用XDPS400，BC卡升级为新开发的BC800卡，BitBus I/O总线升级为以太网方式，控制器及软件平台均使用XDC800 XCU-net和XDCNET/VX-CU，如图5所示。典型应用为华能北方联合电力海勃湾电厂#4机组等。

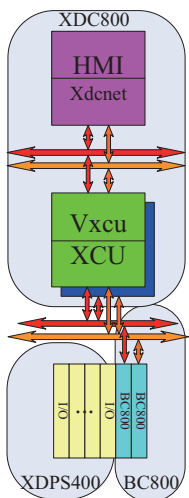


图5 XDC800+BC800@XDPS400模式

3.6 XDPS400->XDC800模式

替代方案，采用全新的XDC800系统1:1替换原XDPS400系统。硬件设计充分考虑原电缆位置和走向，最大限度减少电缆改动，节约材料并减少施工工程量；软件直接移植原工程资料，减少调试工作量，保证准确率并缩短项目时间。

根据用户不同要求，可整体替换所有控制柜和端子柜；也可将原端子柜保留、只更换内部端子板。其中，机柜整体替换的典型应用有：大唐淮南洛河电厂#1/#2机组、神皖池州九华电厂#1/#2机组和华能北方联合电力临河电厂#1/#2机组；端子柜保留的典型应用有华电潍坊电厂#1/#2机组、深能妈湾电厂#5/#6机组、华电青岛电厂#3/#4机组和华能德州电厂3#/#4机组等。

4. 改造效果及经验总结

目前，XDC800/NetPAC系统已在火电机组DCS改造中取得了非常丰富的成功业绩。XDC800/NetPAC的应用，提升了系统性能，扩大了应用范围，方便了系统维护，最大限度、最快速度地实现了用户的投资价值。

2009年5月，大唐淮南洛河发电厂#3机组DCS改造后点火一次成功、并网一次成功，并于当日成功投入全部自动回路；改造历时55天，创下当时同类型机组改造的最短时间记录；稳定运行一年后，2010年7月，安徽省电力科学研究院受托对该机组XDC800应用情况进行了详细测试，编制了《大唐淮南洛河发电厂3号机组DCS性能测试报告》和《大唐淮南洛河发电厂3号机组功能测试报告》；同时，由中国电力工程顾问集团公司研发中心、上海工业自动化仪表研究院、上海交通大学能源研究院、大唐安徽分公司、安徽省皖能股份有限公司、华东电力设计院、安徽省电力科学研究院、安徽省电力设计院、大唐安徽淮南洛河发电厂等单位组成的专家组对其DCS改造应用情况进行了评审，一致认为：“XDC800的成功应用，为老机组的DCS改造提供了一个样板。XDC800不仅适用于老机组DCS改造，也可以在新建大型发电机组上推广应用。”2010年10月30日至2012年1月12日间，该机组一举创造了连续稳定运行440天的良好记录（后因计划小修停运而中断），并获得了大唐安徽分公司“技术进步一等奖”。

2011年3月，华电国际莱城发电厂#2机组DEH、MEH、ETS一体化改造项目顺利投运。该项目厂内制造周期10天，而现场施工工期仅15天，首次实现了XDC800在300MW级机组DEH上的一体化应用。

2011年6月，陕西渭河发电厂#6机组DCS、DEH、MEH一体化改造项目成功投运，首次实现了XDC800在300MW级机组上的DCS、DEH、MEH一体化应用。

2012年2月，华能北方联合电力达拉特发电厂#4机组在DCS、DEH、MEH及EH一体化改造后成功投运。XDC800在330MW级中压缸启动机组上首次实现了真正的一体化控制，获得一致好评。XDC800系统在该机组的成功应用，为早期阿尔斯通引进的330MW级机组DEH、ATC、BPC、ETS及EH的一体化改造提供了成功的经验。

2012年11月，大唐淮南洛河发电厂#4机组DCS、DEH、MEH及集控室一体化改造项目投运，有效工期仅42天；而同期进行的邢台国泰#11机组DCS、DEH、MEH、ETS及部分BOP一体化改造更仅仅历时25天，大幅刷新了同类记录，为XDC800改造的工期压缩积累了宝贵经验。

2012年12月，华电国际莱城发电厂#3机组DCS、DEH、ETS及集控室一体化改造项目投运。XDC800实现了对西门子TELEPERM-XP系统的成功改造，并很好解决了Profibus-DP现场总线在MCC设备控制中应用问题。

2013年4月，华能北方联合电力乌拉山发电厂#5机组DCS、DEH升级改造项目投运，XDC800对XDPS400系列产品改造的“XDC800@XDPS400模式”成功实施。2013年6月，西安热工研究院有限公司受托对改造后DCS功能、性能、

兼容性、抗干扰能力、汽机调门关闭时间等进行了评测，编制了《北方联合电力有限公司乌拉山发电厂#5机组分散控制系统(DCS)性能兼容性 & 热工组态检查及保护优化测试报告》；报告表明，DCS各项技术指标满足《DL/T 659-2006 火力发电厂分散控制系统验收测试规程》要求，为“XDC800@XDPS400模式”在XDPS400系列产品改造中的推广应用提供了可靠依据。

2013年12月，上海吴泾第二发电厂#2机组DCS、DEH、MEH、ETS及脱硝、低氨等一体化改造项目顺利投运。XDC800正式开始了其在600MW级火电机组上的一体化应用。

2015年7月，华能德州电厂#6机组DEH、MEH、ETS、BPC及AUX一体化TCS改造项目顺利投运。双伺服架构的XDC800首次成功改造通用电气的MARK-V三重冗余系统。

2017年5月，巴基斯坦恰西玛核电站C1机组DEH升级改造项目顺利投运。双伺服架构的XDC800首次成功进入了核电站关键控制领域。

2019年6月，新疆西部天富合盛热电厂#2机组DCS、DEH一体化改造项目顺利投运。新一代NetPAC系统在经历了多年打磨后，成功实现了在300MW级机组上的一体化应用。

XDC800/NetPAC在改造项目上的成功应用，与用户的精心组织、组态单位的精心设计、调试单位的密切配合是分不开的。这里列举几点成功经验。

1)各阶段工作科学组织，周密准备。这主要取决于用户方的高度重视和高效组织。科学严谨的施工组织和控制可有效缩短有效工期，节约投资，为各方带来显著经济效益。

2)用户技术人员尽早参与、密切配合。改造项目任务重、工序繁杂，电厂技术人员参与配合可以帮助组态人员更准确地把握原有设计，同时更便于其将来的系统维护。

3)软件组态分工明确。组态工作除了可由新华专业工程师完成外，应充分利用专业的组态单位、调试单位的技术优势。比如西安热工院、内蒙古电科院、邢台电厂、洛河电厂、安徽电科院、莱城电厂、渭河电厂、山东电科院等单位有着丰富的实践经验，他们为XDC800在众多改造项目中的顺利投运做出了极大贡献。

4)出厂验收严格把关。改造项目时间紧、任务重，应保证所有遗留问题都在出厂验收前妥善解决、严格测试，这样才能从根本上减少现场调试工作量。

5)调试工作完整全面。调试工作是改造项目成功实施的最后关键环节。各方均需制定完善全面的调试方案，密切配合，有条不紊、按部就班地执行，这样才能保证项目进度可控、质量可控、不留死角、不留隐患。

5. 进一步展望

在机组主控DCS一体化改造完成之后，辅控BOP-DCS一体化将会是未来全厂一体化改造的重点方向。实现辅控BOP-DCS一体化，既可以消除数据鸿沟，改善操作环境，创

新值班模式，大幅度减员增效，又可以减少备件数量，减轻维护工作量，从而从总体上降低控制系统的日常运维费用。

辅控BOP-DCS一体化改造除了要遵循主控DCS改造要求的“电缆利旧”和“控制策略基本不变”外，还将面临几个难点：

①物理位置分散，组网复杂，网络接口多，需要预先全面规划；

②改造系统以PLC为主，品牌多，系统杂，组态风格与界面不统一，技术难度大；

③鉴于工艺特点，需分步分批改造，周期跨度长；

④全部改造完成后，需要在运行中组网，风险大、要求高。

将XDC800/NetPAC用于辅控改造有如下优势：

①XDC800/NetPAC有大量辅控一体化成功应用业绩，有成熟的控制策略可以借鉴；

②XDC800/NetPAC的分布式数据库易于分步分批实施，便于实现在线组网；

③XDC800/NetPAC无集中式服务器结构，便于系统扩展和扩容；

④同一XDC800/NetPAC平台，便于优化原控制策略，形成统一组态与界面风格。

2017年底，华能北方联合电力达拉特发电厂辅网“八机一控”一体化改造项目顺利结束。本项目克服了重重困难，以较节约的投资和相当短的周期，创新高效地将全厂8台机组的45套子系统（5种DCS、6种PLC，35000点）全部融合在统一的XDC800平台上，改11个分散监控点为辅网集中监控，为同类改造项目提供了全新的思路。

此外，基于统一的XDC800/NetPAC软硬件平台，包括优化控制、系统仿真、设备管理、信息安全等在内的高级应用功能将更有机会、也更有可能得到推广和应用。

2015年底，基于XDC800架构的一体化现场总线平台正式在山东胜利电厂三期辅控项目上投运；2017年底，又在大唐绥化热电厂#1/#2机组DCS、DEH及辅控BOP-DCS项目上成功投运，实现了总线系统全厂覆盖。

2017年底，采用“白名单”技术开发的主机安全加固软件iGuard产品正式发布，经国家公安部权威机构测试认证并取得销售许可，完全兼容于XDC800/NetPAC平台，可与其他工控安全产品一起构建多层次的信息安全防护体系。

2017-2018年间，基于XDC800/NetPAC的全内嵌式智能前馈优化软件平台正式推出，并在上海吴泾第二发电厂#1机组和华电黄石热电厂#210机组的全程深度优化项目上成功投运。

未来，新华集团将继续秉承“为用户创造价值，为社会创造价值”的理念，自主创新，坚持不懈，为火电行业的广大用户做出力所能及的贡献！

6. 部分改造业绩

序号	项目名称	改造范围	改造前系统
1	上海吴泾二电厂#1、#2机组(600MW)改造	DAS、SCS、MCS、FSSS、ECS、DEH、MEH、ETS、SCR、优化、信息安全	贝利INF90；西屋WDPF II/OVATION
2	华能国际德州电厂#5、#6机组(700MW)改造	DEH、MEH、ETS、BPC、AUX	GE MARK-V
3	华能北方达拉特电厂#2、#3、#4机组(330MW)改造	DAS、MCS、SCS、FSSS、BPC、ECS、DEH、MEH、EH、SBC、BOP	贝利INF90/FOXBORO；阿尔斯通MICROREC
4	安徽淮南洛能#3、#4机组(300MW)改造	DAS、MCS、SCS、FSSS、ECS、SBC、BPC、SCR、一体化DEH和MEH	西屋WDPF II
5	淮北国安电力#1、#2机组(320MW)改造	DAS、MCS、BMS、SCS、SBC、DEH、MEH、BOP	西屋WDPF II
6	华能国际莱城发电厂#1、#2、#3、#4机组(300MW)改造	DAS、MCS、SCS、FSSS、ECS、DEH、MEH、SCR、BOP	西门子T-XP
7	华能黄台电厂#7机组(300MW)改造	DAS、SCS、MCS、FSSS、ECS、MEH、EH、一体化DEH、BOP	FOXBORO I/A
8	安徽临涣中利电厂#1、#2机组(300MW)改造	DAS、MCS、SCS、FSSS、BPC、SBC、DEH、MEH	霍尼韦尔TPS
9	陕西渭河发电厂#3、#4机组(300MW)改造	DAS、MCS、SCS、FSSS、ECS、DEH、ETS、MEH、SCR、BOP	霍尼韦尔TPS
10	陕西渭河发电厂#5、#6机组(300MW)改造	DAS、MCS、SCS、FSSS、ECS、DEH、ETS、MEH、SCR、BOP	西仪横河CENTUM-XL
11	邢台国泰发电厂#10、#11机组(300MW)改造	DAS、MCS、SCS、FSSS、ECS、DEH、MEH、ETS、SCR、BOP	东芝TOSMAP-DS
12	内蒙古能源准大发电厂#1、#2机组(300MW)改造	DAS、MCS、SCS、FSSS、BPC、ECS、DEH、MEH、公用、BOP	横河CS3000；FOXBORO
13	山西阳光发电厂#3、#4机组(300MW)改造	DAS、MCS、SCS、FSSS、BPC、ECS、DEH、MEH、公用、BOP	西门子T-XP；ABB SYMPHONY
14	华能湖北黄石热电厂#210机组(300MW)改造	DAS、MCS、SCS、FSSS、ECS、DEH、MEH、ETS、优化	国电南自T3000；ABB SYMPHONY
15	国电贵溪发电厂#5、#6机组(350MW)改造	DAS、MCS、SCS、FSSS、ECS、DEH、MEH、ETS、公用	美卓MaxDNA
16	深圳妈湾电力#3、#4机组(330MW)改造	DAS、MCS、SCS、FSSS、ECS、DEH、MEH、ETS、FGD、公用	ABB ProControl-P
17	新疆西部天富合盛热电#2机组(300MW)改造	DAS、MCS、SCS、FSSS、ECS、DEH、SCR、FGD、iGuard	上自仪SupMAX800
18	湖北随州源州电厂#1、#2机组(330MW)改造	DAS、SCS、MCS、FSSS、ECS、DEH、MEH、ETS、BPC、SCR、公用、FGD、BOP	ABB INF190；日立H-5000M
19	华润电力涟源电厂#1、#2机组(330MW)改造	DAS、SCS、MCS、FSSS、ECS、DEH、MEH、ETS、SCR、公用、BOP、iGuard	美卓MaxDNA；ABB SYMPHONY
20	内蒙古京科右中热电#1机组(330MW)改造	DAS、SCS、MCS、FSSS、ECS、SBC、DEH、MEH、ETS、SCR、FGD、BOP	和利时MACS-SM
21	深圳妈湾电力#5、#6机组(300MW)DCS升级改造	DAS、SCS、MCS、FSSS、ECS、FGD、DEH、MEH、BOP	新华XDPS-400
22	华能北方临河热电厂#1、#2机组(300MW)改造	DAS、MCS、SCS、FSSS、ECS、DEH、MEH、ETS、SCR、FGD、BOP	新华XDPS-400；ABB SYMPHONY
23	神皖池州九华发电#1、#2机组(300MW)改造	DAS、MCS、SCS、FSSS、ECS、DEH、MEH、ETS、SCR、FGD、BOP	新华XDPS-400
24	大唐淮南洛河发电厂#1、#2机组(300MW)改造	DAS、MCS、SCS、FSSS、ECS、SBC、DEH、MEH、SCR	新华XDPS-400
25	华能国际潍坊发电厂#1、#2机组(300MW)改造	DAS、MCS、SCS、FSSS、ECS、SBC、DEH、MEH、SCR、BOP	新华XDPS-400
26	华能国际德州电厂#3、#4机组(300MW)改造	DAS、MCS、SCS、FSSS、ECS、DEH、MEH、ETS、SCR	新华XDPS-400
27	华能国际青岛发电厂#3、#4机组(300MW)改造	DAS、MCS、SCS、FSSS、ECS、MEH、ETS、SCR	新华XDPS-400
28	广州珠江电厂#4机组(300MW)系统升级	DAS、MCS、SCS、FSSS、ECS、DEH、MEH、ETS、BPC、SCR	新华XDPS-400；GE新华 OC6000
29	华能国际德州电厂#2机组(300MW)改造	DAS、MCS、FSSS、DEH、一体化XDPS系统	新华XDPS-400
30	华能北方乌拉特发电厂#5机组(300MW)改造升级	DAS、MCS、SCS、FSSS、ECS、SBC、DEH、MEH、SCR	新华XDPS-400
31	鄂尔多斯电力一期#1、#2机组(300MW)改造升级	DAS、MCS、SCS、FSSS、ECS、SBC、DEH、MEH、SCR	新华XDPS-400
32	华能北方丰镇发电厂#6机组(200MW)改造	DAS、MCS、SCS、FSSS、BPC、ECS、DEH、MEH、ETS	国电智深NDPF

上海吴泾第二发电厂

#2机组(600MW)DCS一体化改造案例

上海吴泾第二发电有限责任公司 沈强
上海新华控制技术(集团)有限公司 李昌军

【摘要】 本文对XDC800在改造吴泾二电厂#2机组ABB INFI90系统中的应用情况进行了介绍,可为改造同类机组提供借鉴。

【关键词】 吴泾二电厂,控制系统,一体化改造,XDC800,INFI90,WDPF-II,600MW,DCS,DEH

1. 工程概述

上海吴泾第二发电有限责任公司#2机组(600MW)于2001年投产发电。汽轮机为上海汽轮机厂N600-16.7/537/537型、亚临界、一次中间再热、四缸四排汽、单轴、凝汽式汽轮机。锅炉为上海锅炉厂SG-2008/17.5-M905型、亚临界、一次中间再热、控制循环汽包炉;单炉膛Π型布置,摆动式燃烧器、四角切圆燃烧,平衡通风、固态排渣,机械雾化轻油点火;锅炉采用全钢架结构,燃用烟煤,最低稳燃负荷为30%BMCR;过热器采用二级喷水减温调节,再热器采用摆动喷嘴加减温水调节。

改造前分散控制系统(DCS)采用ABB-BAILEY公司INFI90分散控制系统;数字电液调节系统(DEH)及汽机危急跳闸系统(ETS)采用西屋公司(现被艾默生收购)WDPF-II数字电液调节系统;DCS与DEH通过硬接线及通讯方式联接;汽机旁路控制系统(BPC)采用CCI-SULZER公司的AV6+控制系统;锅炉吹灰程控系统(SBC)采用戴梦得公司的莫迪康PLC;发电机自同期及6KV自同期通过ABB公司提供的TAS同期卡及同期继电器实现。运行人员通过DCS操作员站、DEH操作员站、ETS控制面板、旁路控制面板和吹灰控制监视器,分别实现对机、炉热力系统和设备的监视和操作。

2. 改造原因

原有的DCS系统已经运行了12年,设备已经老化,最近出现的几次重大跳机事故都与DCS的硬件设备有关,并且每年的维护费用居高不下。因此,厂里决定对DCS与DEH

实施改造,在原有电缆不动的条件下将DCS与DEH一体化,控制系统采用上海新华控制技术(集团)有限公司的XDC800系统。

3. DCS改造方案

INFI90分散控制系统的卡件和端子板是分离的,原有机柜尺寸为:600*700*2200(宽*深*高),1个控制柜最少带1个扩展端子柜,最多带3个扩展端子柜。

新华采用标准机柜,机柜尺寸为800*800*2200(宽*深*高),前后各布置2列模块和1列端子板;在特殊情况下前后也可以布置3列模块。

针对INFI90系统,XDC800可以采用相应的应变方案:

1)原控制柜带1个扩展柜:1个控制柜替代,原有的机柜宽度为600mm,新的机柜宽度为800mm。

2)原控制柜带2个扩展柜:2个控制柜替代,原有的机柜宽度为1800mm,新的机柜宽度为1600mm。

3)原控制柜带3个扩展柜:3个机柜替代,原有的机柜宽度为2400mm,新的机柜长度为2400mm。

上述方式前面2种方案会导致机柜位置错位,但由于第1条机柜变长了200mm,第2条机柜变短了200mm,一排机柜中第1种与第2种机柜都存在;综合起来,机柜的错位很小。这样将新的机柜代替原有的机柜后,机柜的位置基本上没有变化;原有的电缆应该都有一定的富裕量,因此可以保证原有电缆不需要改动;原有的端子柜和新XDC800控制柜,形成了一一对应的关系,从而可以为控制系统改造过程中重接电缆减少大量的工程量。

改造后的系统布置如图1:

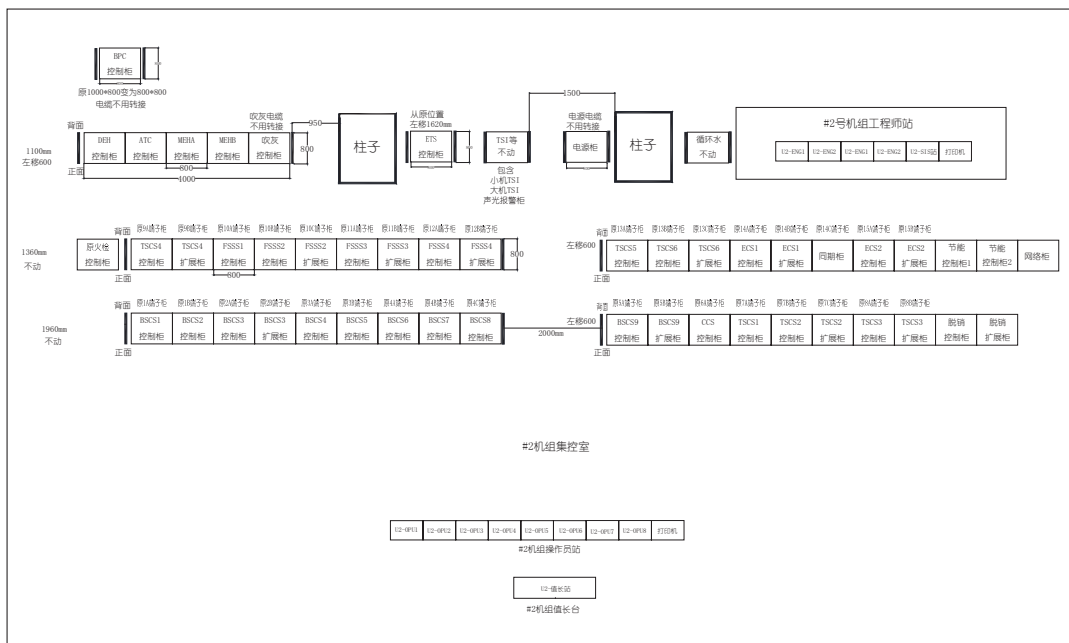


图1 系统布置图

3.1 端子柜改造方案

INFI90端子柜主要有以下几种卡件:16通道DI卡、16通道DO卡、16通道AI卡(通过跳线变为TC、RTD、mA_V三种类型)、16通道AO。

XDC800系统对应RTD、TC、mA_V有独立的模块,但只有8通道;而DI和DO则是16通道。

为了保证原有电缆能在XDC800系统中接上,要尽量保证原有电缆在新控制柜中的高度和原有端子柜的高度基本一致。根据原端子柜的卡件分布图配置新机柜的卡件布置图:

- 1)DI和DO可以一一对应;
- 2)AI和AO要用2块相应的新模块替代,同时要考虑AI中有3种不同类型的卡。

在重新排卡的过程中要考虑原有接线位置高度,也要对以前排卡过程中的不合理因素要进行修正。

3.2 控制柜改造方案

XDC800系统已经将卡件和控制器融合在同一机柜中,由于原有的控制柜只有电源线、通讯线、卡件等部件,没有直接从现场过来的电缆;因此,原有的控制柜去掉,在新系统中可以不予考虑。

3.3 控制设备划分原则

INFI90系统由于受限于处理器的速度,每对控制器中允许的I/O点数是有限的;INFI90 1个控制柜可以有最多4对控制器。

原控制柜对应的控制器数量和端子柜数量见图2:

控制柜号	控制器数量	端子柜数量
1	3	2
2	2	2
3	3	2
4	4	3
5	4	2
6	2	1
7	4	3
8	3	2
9	3	2
10	2	3
11	1	2
12	1	2
13	3	3
14	2	2
15	4	2

图2 原控制柜、控制器及端子柜对应关系

原有的系统划分过细会导致系统之间的联锁关系都要靠控制器之间的通讯来解决;这样既增加了通讯的负荷,又保证不了系统的独立性。因此,在XDC800系统中对原控制器设备进行了优化:原有的端子柜设计成为独立的控制器;根据端子柜中的设备,还可以将端子柜设计成扩展柜。新系统中控制器划分的原则如图3:

原端子柜号	新机柜名称	新控制器号	主要设备
1A	BSCS1控制柜	1	辅助风挡板, 一次与送风动叶等
1B	BSCS2控制柜	2	空预器, 一次风机, 送风机等
2A	BSCS3控制柜	3	电除尘出口门, 空预器烟气侧门, 引风机动叶等
2B	BSCS3扩展柜		引风机, 电除尘出口门, 空预器烟气侧门等
3A	BSCS4控制柜	4	A-C燃烧风, 磨冷热风门, 油配风机调节等
3B	BSCS5控制柜	5	D-F燃烧风, 磨冷热风门, 油配风机等
4A	BSCS6控制柜	6	电泵勺调节, 炉水泵等
4B	BSCS7控制柜	7	锅炉侧排空阀与疏水阀等
4C	BSCS8控制柜	8	电泵, 小机前置泵等
5A	BSCS9控制柜	9	燃风摆动机构, 减温度喷水调门等
5B	BSCS9扩展柜		主蒸汽管道空气门, 燃风摆动机构等
6A	CCS控制柜	10	协调控制, 小机进汽门与油泵等
7A	TSCS1控制柜	65	除氧器水位门, 凝泵A变频器等
7B	TSCS2控制柜	66	凝泵, 凝泵A变频器等
7C	TSCS2扩展柜		除氧器水位调前门等
8A	TSCS3控制柜	67	抽气水侧等
8B	TSCS3扩展柜		抽气汽侧等
9A	TSCS4控制柜	68	辅助
9B	TSCS4扩展柜		辅助
10A	FSSS1控制柜	61	密封风机, 扫描风机, MFT逻辑等
10B	FSSS2控制柜	62	A-B磨煤, AB油, 微油等
10C	FSSS2扩展柜		DO输出
11A	FSSS3控制柜	63	C-D磨煤, CD油等
11B	FSSS3扩展柜		DO输出
12A	FSSS4控制柜	64	E-F磨煤, EF油等
12B	FSSS4扩展柜		DO输出
13A	TSCS5控制柜	69	顶轴油泵, EH油泵等
13B	TSCS6控制柜	70	真空泵等
13C	TSCS6扩展柜		
14A	ECS1控制柜	71	母线段
14B	ECS1扩展柜		母线段
15A	ECS2控制柜	72	负荷段
15B	ECS2扩展柜		负荷段

图3 新控制器划分原则

3.4 逻辑和画面改造方案

原INFI90控制逻辑中例如阀门与泵的每个单操设备都需要至少三个页面来完成, 造成了大量的重复控制逻辑页。新华公司对单操设备采用的模块化的组态方式, 减少了大量的重复页, 而简单明了的组态也给维护人员减少了工作量。

对于原有设备的保护和允许逻辑全部保留, 这样对于热工和运行人员会很容易从一个控制系统过渡到另外一个控制系统而不会不适应。

原有的画面太凌乱, 分级画面太多, 并且全是英文界面。虽然对于时间长的运行人员已经适应, 但对于刚进入电厂的运行人员有些不适应。因此需要对原有画面进行改造。画面风格采用2级画面, 简单明了。画面风格如下:

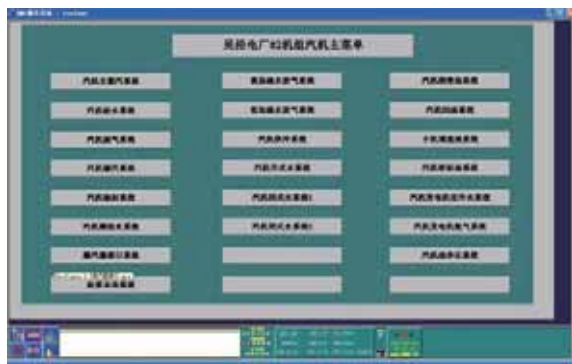


图4 画面菜单

4. DEH、MEH改造方案

原有DEH和MEH采用的是西屋公司的WDPF系统。由于WDPF系统与XDC800系统一样, 控制器和卡件分配在同一控制器中; 因此只要将与原有的机柜全部替换掉即可。这样原有的电缆基本不用动, 原有的DEH、MEH控制逻辑采用新华公司标准成熟逻辑, 此处不再详细展开。

5. 小结

目前, 本项目DCS、DEH、MEH系统已经顺利通过出厂验收, 改造将于2013年9月进行。由于设计前期对原系统充分调研分析、组态过程中用户专人严格把关以及产品制造过程严格监控, 我们对将来的调试投运过程充满信心。

修订版注:

2号机组改造后已于2013年12月顺利投运, 并稳定运行至今。

华能德州电厂#6机组(700MW) 汽机岛控制系统一体化改造案例

华能德州电厂 曲广浩 张运生 汪峰

上海新华控制技术(集团)有限公司 杜军 吴银钧 刘廷

【摘要】 本文对华能德州电厂#6机组GE MARK-V系统的改造方案和难点特点进行了介绍,特别介绍了新华冗余双伺服控制架构的应用,可为改造同类机组提供借鉴。

【关键词】 德州电厂,汽机岛控制系统,一体化改造,XDC800,双伺服控制,MARK-V,700MW

1. 改造背景

华能德州电厂#5、#6汽轮机为美国通用电气公司(GE)制造的TC4F型、冲动式、亚临界、一次中间再热、单轴、四缸四排汽、高中压分缸反流、双背压凝汽式机型。旁路系统由瑞士苏尔寿公司制造,为40%BMCR容量、高低压二级串联液动旁路系统。整个汽轮机岛的控制系统分别为:汽轮机控制保护系统是GE MARK-V三重容错(TMR)控制系统,伺服阀三线圈,三路LVDT反馈;旁路系统为CCI AV6+ AB PLC系统。#6机组自2002年10月投入运行,已经有十余年的运行时间,整套汽轮机岛控制系统运行基本稳定可靠,但也存在着如下问题:

1)MARK-V汽轮机控制系统整体性能稳定可靠,但随着运行年限的增加,系统的硬件逐步老化。如板卡的接插件氧化问题,导致接触不良,可靠性受到影响,故障率成升高趋势;

2)MARK-V系统与当今最新计算机及通讯技术广泛应用存在明显的技术代差。特别是在模件小型化、模块化、分散性、低功耗化、关键信号三冗余设计上存在较明显的不足与缺陷;

3)CCI AV6+系统使用PLC来执行控制功能,从DCS系统来操作和监视。多年运行后已经老化,与DEH未实现数据共享和一体化,相互之间的信号连接繁琐,修改及完善组态极不方便,旁路自动功能不尽完善;

4)MARK-V系统从硬件和软件设计上,并没进行功能上的划分,所有功能全部混杂在一起,对维护造成一定困难。两台小机MARK-V控制系统,共用一套系统,当控制器或网络出现故障会同时影响两台小机的正常运行;

5)备件采购困难,价格昂贵,给维护及检修带来不便,已严重影响到机组长期稳定和安全运行。

因此,对原系统进行升级改造势在必行。

2. 改造难点

改造的难点如下:

1)全套原装进口的MARK-V控制系统采用三重容错系统,国产系统没有完全匹配的架构;

2)GE引进型机组,控制策略与常规机型差异大,组态及其画面消化、转换任务繁重,设计及组态调试工作量非常之大;

3)对原MARK-V系统需重新进行功能划分,做到大系统到小系统的硬件分散配置,硬件及功能架构上需要优化设计,这要求对原系统的功能及架构有比较准确的把握;

4)非标设计较多,双伺服结构全系统首次大规模应用的真正考验,对系统的冗余性、可靠性、兼容性等性能要求苛刻;

5)项目厂内测试周期短,现场调试、逻辑测试与验证周期短;

6)系统涵盖的范围大,包括DEH/MEH/ETS/METS/B-PC/AUX,一体化设计;主控制器XCU 6对,控制点数达1100点,全局点8000点,涵盖重要汽机岛辅助设备的联锁、保护及控制。

3. 改造方案

原MARK-V控制系统分大机控制系统和小机控制系统。大机控制系统共2个机柜,1个为电源配电柜、1个为MARK-V TMR控制端子柜。2台给水泵小汽轮机共用1套MARK-V TMR控制端子柜,同时还配置有1个单独的电源配电柜和1个大容量变压器柜。

新XDC800系统对原系统硬件配置进行了功能划分,分别独立设置BTC、ATC、ETS控制端子柜;小机控制系统升

级改造为独立的2个控制端子柜,包含小机转速控制和保护两部分。根据原系统的硬件结构,新系统还配置了1个网络电源柜,包含的设备主要有110VDC和24VDC跳闸用电源、赫斯曼网络交换机、交换机电源等。旁路系统单独为1个新的控制机柜。

新系统采用典型的星型网络拓扑结构,实时网交换机采用赫斯曼交换机,传输速率为100Mbps。XCC站控模块与主控制器XCU之间采用双五口交换机连接,传输速率为10Mbps。XDC800系统的控制器称之为XCU,它是一个运行应用程序的独立计算机,冗余配置。XCU控制器24VDC电源供电,通过XCC模块与I/O模块通讯。控制器内装载的是QNX实时多任务操作系统,以满足高速、高可靠性的工业领域应用需求。系统配置框图如下。

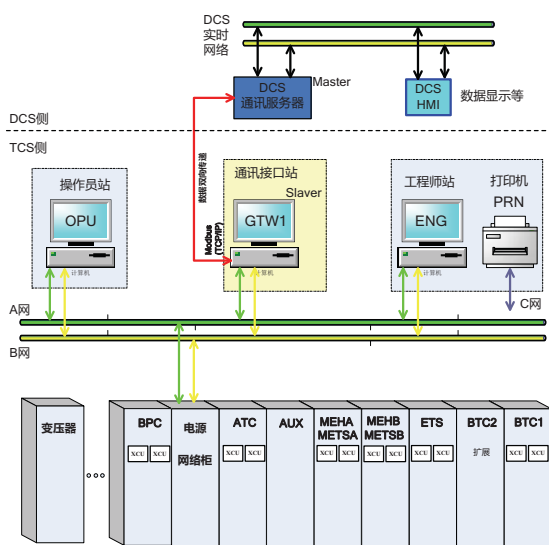


图1 汽机岛系统配置图

原系统中仅配置了1台操作员站（OPU），1台工程师站（ENG），无历史站，历史数据由通讯方式传输到DCS系统，DCS负责历史数据的记录，各站之间并不能互为备用。新的系统由于实现一体化设计，配置了1台操作员站（OPU），1台工程师站（ENG），1台通讯接口站（GTW）可以实现相互替换，互为备用。

原控制系统及其EH油路设备，与西屋或国产机型存在较大差异。如跳闸电磁阀为3路，采取保守的3选1结构，分别为ETD1/2和ETS跳闸电磁阀，任意一路电磁阀失电，即跳闸。原EH跳闸油路具备跳闸油路闭锁电磁阀，可以实现对单个跳闸电磁阀的在线试验。除保护跳闸电磁阀外，每个油动机上还设计有快关电磁阀。当汽轮机跳闸信号发出时，联动所有快关电磁阀动作，以快速关闭所有阀门，快速抑制汽轮机超速。因为原设计无机械危机遮断超速保护装置，改造后的超速保护部分除了基本的三重冗余xSD模块、TSI外，还额外配置了一套独立三重冗余的BRAUN测速装置，取代原系统的PRI和EMR主与备跳闸保护结构。新系统还包

含有超速103%及预测甩负荷的OPC功能，此功能取代了原系统的PLU及IVA功能，由OPC硬件直接输出联动所有调门的快关电磁阀。

新系统除了实现基本的超速保护外，最大的一个特点就是采用新华增强型的冗余双伺服结构。通过增强型伺服模块冗余配置，较好地实现了对原伺服阀三线圈工作方式的匹配，以及对三重LVDT的完全兼容。冗余伺服配置结构示意图如下。

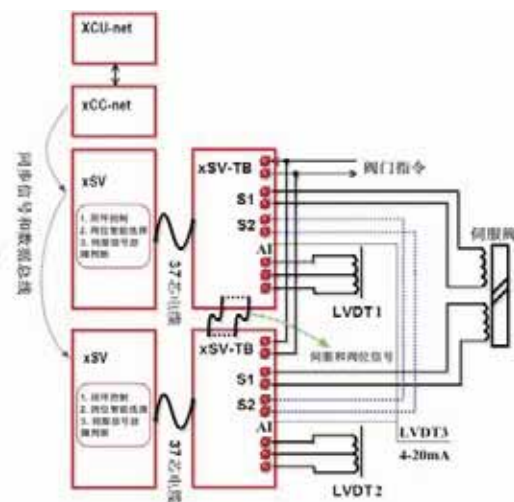


图2 xSV双伺服配置工作原理图

高可靠性的冗余双伺服配置，主要面向百万超超临界及核电机组的汽轮机控制。冗余伺服结构的主要技术特点为：

- 1) 热备容错设计，同时工作方式，不存在主备概念；
- 2) 冗余模块相互检测对方的状态、控制信号、电流输出，根据控制信号与输出电流的差值来进行品质判断。当自诊断任一模块故障时，伺服电流输出继电器自动断开，故障模块自动退出回路控制，工作正常的模块在1-2个运算周期内完成自动补偿并调整阀位不变（单个运算周期为5ms）；
- 3) 冗余模块都故障时，则阀门指令自动归零，阀门关闭到安全的位置；
- 4) 冗余模块的每一个模块可以同时接收单路、双路或者三路LVD反馈信号，反馈可以采取智能高选、平均、单选、低选等多种反馈方式，可根据要求自由灵活选择；
- 5) 伺服系统故障自诊断功能都是通过硬件回路直接完成，不通过上位机控制器逻辑判断，保证其可靠性及快速响应，避免造成故障自诊断切换时的阀门扰动。

新系统除了实现原系统的转速调节、负荷调节、各种在线试验及辅助设备等基本控制功能外，还能适应汽轮机的一些特殊工况的控制，如小网运行、厂用电控制、功率负荷不平衡控制等，供用户选择使用。此外，ETS系统采用成熟的xLP三重冗余设计思路，提高了保护的可靠性。

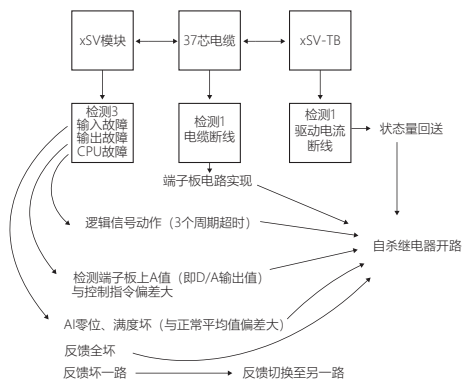


图3 冗余xSV自检及自退出原理图

4. 控制特色

GE引进型机组汽轮机岛主要结构同国内常规西屋引进机组基本类似，启动方式主要有高中压缸联合启动和中压缸启动两种方式，以高中联合启动为主。相对于常见的西屋机型的控制，GE机型有不少独特的控制特点，如转子预热、阀体预热、手动关阀、顺控半自动启动、全自动启动、共振区自动摆频、自动同期信号检测与功能自投入、并网自动爬坡加初负荷等较有特点的功能。新华公司通过此次改造，除了实现原GE机型这部分独特控制功能外，同时结合并增加了新华公司较新的一些控制策略，如一次二次调频、预测甩负荷等特殊功能，以适应电网对网频响应的新要求以及电气故障工况下机组的控制要求。一次调频主要是机组按照一定不等率协助对整个电网频率的调节，要求控制系统对频率的响应迅速并分辨率高。二次调频主要用在电气故障或电网故障情况下，机组能适应带厂用电的功能，可以协助实现大型机组在外部电网故障愈合后快速再入国家电网。

DEH系统的基本功能就是根据控制方式的需要完成各阀门开度的控制，同时包括在紧急工况下快速关闭各阀门，保护汽轮机安全及其限制超速等。相对常规机型，GE机组还具备如下几个典型功能特点：

4.1 关阀

DEH提供手动关阀功能，适用在并网前及其开机升速阶段使用，并网带负荷后此功能自动被屏蔽。关阀功能的主要作用是为用户提供一个手动应急关闭所有阀门的界面。运行人员在开机过程中如遇到不可控或意想不到的现象发生时，可以直接操作此“关阀”按钮，以切断所有阀门的进汽，确保安全。关阀功能并不是手动打闸，只是手动清除所有调门及主汽门的开启指令，并没有动作ETS系统让ETD电磁阀失电。

4.2 目标定速

DEH根据机组运行启动要求，预设置了“关阀”、“低速目标”800r/min、“中速目标”2500r/min、“额定目标”3000r/min四档目标转速定值。在SEMO AUTO方

式及并网前，运行人员可以自由选择这四档目标值，相互之间自动闭锁并无扰切换。运行把转速目标值设定在中速档，一旦实际转速进入中速区并且变动率小于0.75r/min时，则自动触发“WOBBULATOR”，以避免机组呆滞旋转在叶片共振区，这也称之为“摆频控制”。这种摆频控制方式与国内常规机型的自动加速过临界存在显著的差异。

4.3 ETD在线/离线试验

DEH具备ETD在线/离线试验功能。在ETD1/2及其ETSV电磁阀油路上设置有试验隔离电磁阀，并且ETD、ETSV及其各隔离电磁阀本身都带有位置反馈开关。DEH的ETD试验及其相互闭锁逻辑，需根据电磁阀的到位反馈状态及其油路隔离工作原理来进行设计。三个跳闸阀相互之间可以闭锁，同时单个ETD或ETSV跳闸阀试验动作前，需要先闭锁掉对应的油路闭锁电磁阀并且闭锁阀开关到位后才能激发ETD电磁阀失磁。同样道理，在试验结束复位时，需要先复位ETD电磁阀以得电，然后才能释放油路闭锁电磁阀，确保在线试验机组安全运行。

4.4 预测甩负荷及其快关功能

DEH具备预测甩负荷功能以替代原系统的PLU及EVA功能，完全硬件输出直接作用于快关电磁阀，响应时间<20ms，类似超速103%动作快关电磁阀。预测触发逻辑为：发电机出口油开关状态消失及其调节级压力>25%额定值。此功能可以有效限制机组在甩负荷时的超速。原系统EVA由指令和反馈偏差大触发快关调门电磁阀动作，完全由软逻辑实现。鉴于软逻辑的实现方式存在响应慢及其阀门反馈信号故障误动的可能性，DEH组态中只是作为备用逻辑并没有连接到实际的快关电磁阀上。

4.5 阀门试验

阀门试验包括活动试验和全行程试验两种。全行程试验包括高压主汽门和中压联合门全行程试验。由于高压主汽门是联通式结构，因此在做单侧全关试验时，不需要关闭对应侧的高调门。单侧关闭高压主汽门对负荷的影响基本没有。做中压联合门全关试验时，需要先关闭对应侧的调门后，才能关闭对应侧中压主汽门。因此关闭单侧的中联门后，必然会产生负荷扰动。当试验时，如DEH处于就地控制方式，要求试验时投入功率回路以尽可能减少负荷的扰动。如试验时处于远方CCS控制方式下，则CCS侧功率闭环控制回路要响应负荷的扰动。GE机型对活动试验没有要求，在此不再赘述。

同时DEH还具有联锁功能，防止两侧进汽阀门同时进行试验。在任意一次阀门的全行程试验中，当阀门反馈关闭到<9%时，逻辑自动触发对应汽门的快关电磁阀快关，阀门试验同步验证快关的快关工作状态是否正常。

改造后的典型操作界面沿袭了GE控制风格，如图4-图6所示。



图4 大机负荷控制界面



图5 大机ETS监控界面

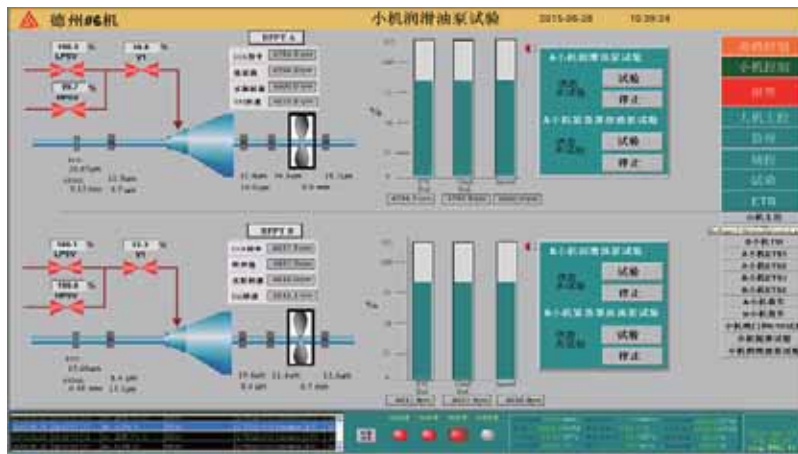


图6 小机监控界面

5. 结束语

华能德州电厂#6机组汽轮机岛控制系统改造项目，自2015年5月底成功投运至今。新系统整体性能优良，控制精度高，稳定性及可靠性高，自投运以来机组一直运行平稳安全。2016年底，5#机组也相继改造并成功投运。华能德州5#、6#机组的改造，是新华冗余双伺服结构，全面系统性成功应用于600MW以上大型汽轮机组控制的经典案例，为同类或相似类别特大型机组的改造提供了非常有益的借鉴；

尤其对于一些典型的660MW/1000MW超超机型，尽管机型更大，但控制阀门数量反而更少，有的只有2个主进汽调节阀；如果单个阀门控制出现故障，将直接影响到整套机组的控制安全稳定。因此，核心IO模块冗余度如何，将影响甚至直接决定系统的整体可靠性能。新华公司推出的冗余双伺服配置，为更高更严格要求的核电和超超机组，提供了一种较成熟而性能完备的解决方案。

陕西渭河发电厂#6机组(300MW) DCS、DEH、MEH一体化改造案例

陕西渭河发电有限公司 罗建科

上海新华控制技术(集团)有限公司 王强 燕新波

【摘要】 本文对XDC800分散控制系统和渭河发电厂#6机组改造方案进行了简介,对DCS改造中存在的问题进行了分析讨论、提出了解决办法,强调今后在老电厂DCS改造时应注意的问题。

【关键词】 XDC800,分散控制系统,300MW机组,控制系统改造,投运效果

引言

渭河发电有限公司三期工程共有两台300MW燃煤发电机组,锅炉采用东方锅炉厂生产的亚临界自然循环汽包炉,汽轮机采用哈尔滨汽轮机厂生产的一次中间再热凝汽式汽轮机,分散控制系统(DCS)采用横河西仪CENTUM-XL系统,炉膛安全监控系统(FSSS)采用美国贝利公司INFI-90系统,汽轮机数字电液控制系统(DEH)采用上海新华DEH-III A电液控制系统,锅炉、汽机联锁保护及主要辅机联锁保护则采用继电器方式实现。

各系统互相独立,各自为政,无法实现信息共享。经过15年运行,其部件老化严重,备件采购困难,严重制约着公司安全生产和长远发展。2011年4月,公司对#6机组老DCS进行了技术改造,新型DCS选用上海新华控制技术(集团)有限公司(以下简称新华集团)生产的XDC800分散控制系统,统一监控平台,实现了机炉电一体化控制。

1. XDC800简介

XDC800是新华集团于2005年推出的新一代基于网络的自动化控制系统。该系统以32位CPU组成的新华控制器(XCU)为核心,配置标准的以太网和现场总线,构成环型或星型结构的通讯网络,硬件采用模块化结构,系统构成简洁,运行新华集团开发的OnXDC可视化图形组态软件,是面向整个生产过程的先进过程控制系统。XDC800系统结构见图1。

2. DCS改造方案

渭河三期#5和#6发电机组DCS改造工程于2010年10月和新华集团签订供货合同,2011年4月大修期间对#6机组进行了DCS改造。

2.1 改造原则

对集控室和电子间内现有的热控系统设备进行全部更换,拆除原有卧盘和立盘,取消盘装仪表和后备硬手操器,仅保留部分紧急停机按钮和火焰电视、汽包水位计等;拆除原有电子间控制机柜,在原位置进行新老控制机柜置换,包括原CENTUM-XL控制系统、INFI-90系统、上海新华DEH/MEH、集控室PLC及其他组装仪表构成的控制系统;新增系统需敷设部分电缆,老电缆保留不动,进行二次利用,以尽可能节省电缆,减少施工工作量,缩短改造工期。

2.2 改造方案

1)关于工作站

提供最新的工作站来替代当前的老工作站,并按1:1比例配置,XDC800采用全局数据库,所有计算机只是级别不同,功能上完全可以实现互为备用。

工程师站也可同时开历史数据收集软件,这样即使历史站出现问题,也不影响整个系统的历史数据收集和运行,更不会影响到整个系统的安全运行。

2)关于数据高速公路

原相对分散和传输速度较低的网络系统被快速以太网取代;A、B网为实时数据网,网路设计为环型结构,采用目前流行的工业以太网交换机,安全、快速、可靠,用于完成系统中整个数据库、时钟、系统的报警信息、系统

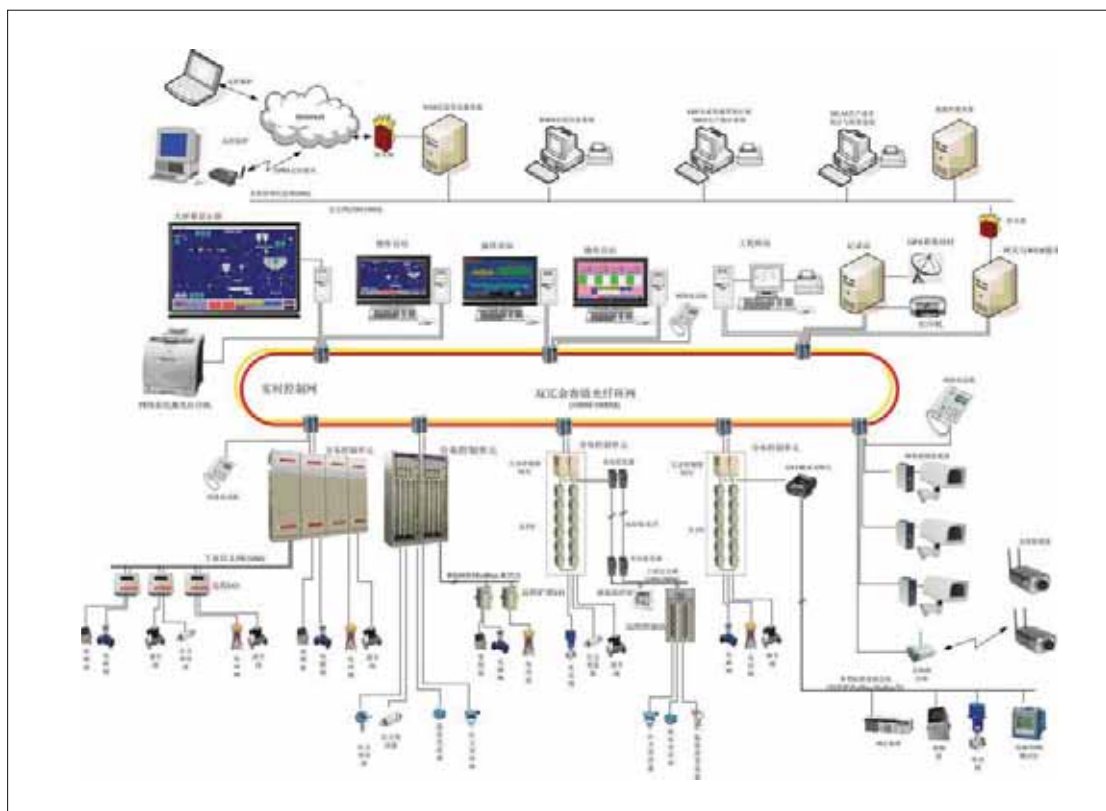


图1 XDC800系统结构图

通告信息、操作指令以及应答和工程师的组态指令等等。C网为信息数据网，采用单独的交换机，一般用由操作系统直接支持文件与打印共享的通用网络，它只连接HMI，可以有效避免计算机传递数据时出现网络瓶颈问题。

网络中使用到的交换机安装问题通过设计一个专用的网络柜来解决。

3)关于控制器

考虑到集中管理分散控制的要求，每对控制器管理点数不超过400点，包含DEH/MEH在内新系统共配置20对控制器，大机ETS由PLC单独实现，并与DCS实现通讯，将所有信号送到DCS；另外配置一对公用系统的控制器，满足现场使用需要。

4)关于智能测控前端

根据电厂要求，锅炉和汽机远程IO采用无锡华东电站自动化仪表厂的IDCB-4E/DR/Y来实现。

5)关于其它系统通讯

国电南瑞PS690U系列测控保护装置，通过ModBus通讯协议与DCS实现通讯，综保装置做从站，DCS做主站，将各个综保装置采集的信号传送到DCS。

6)关于软件实施

本次改造硬件系统采用主体新华集团的XDC800，ETS系统采用PLC实现，DCS软件由西安热工院负责完

成，DEH/MEH/ETS软件由新华完成。

此次DCS改造把原来属于不同控制平台的模拟量控制系统（MCS）、顺序控制系统（SCS）、数据采集系统（DAS）、炉膛安全监控系统（FSSS）、汽轮机电液控制系统（DEH）、给水泵小汽轮机电液控制系统（MEH）和汽机紧急跳闸系统（ETS）整合在一起，同时增加了电气控制系统（ECS）等控制功能。

#6机组XDC800系统共配置I/O点数5760个，20对控制器（XCU），45面控制机柜，14台人机接口站（HMI）。其中，XCU功能配置如下：

DAS	2对XCU：8、9
CCS	1对XCU：1
SCS/MCS	8对XCU：2、3、4、5、6、7、10、13
FSSS	3对XCU：16、17、18
ECS	2对XCU：19、20
DEH	2对XCU：11、12
MEH	2对XCU：14、15

表1 XCU功能配置

改造后的DCS网络采用自愈式容错冗余环网结构，如图2所示。

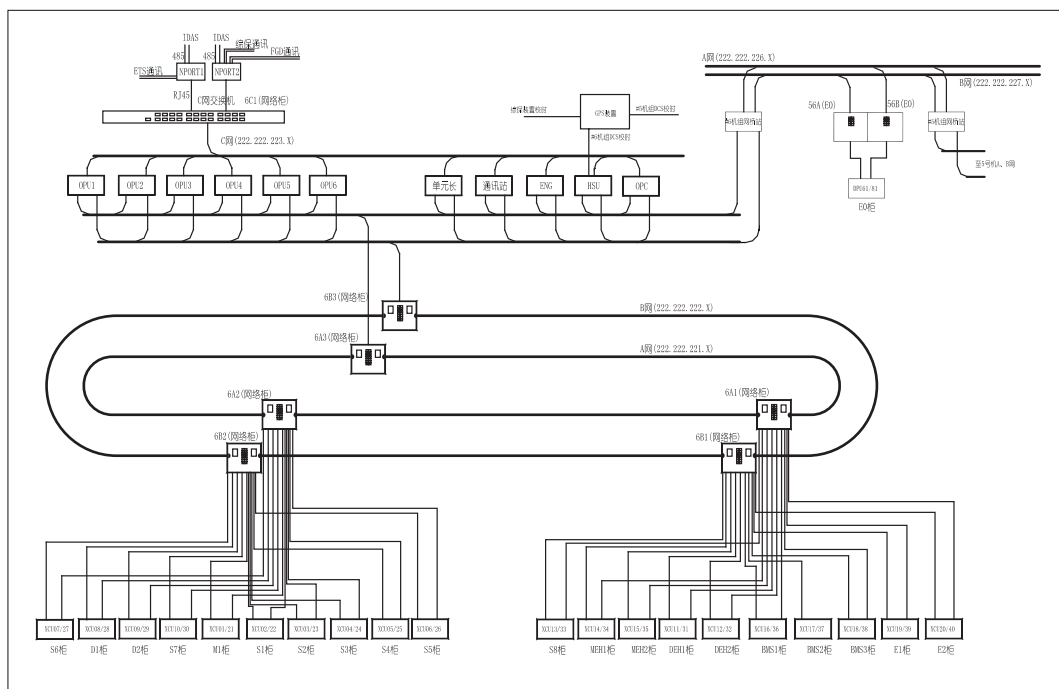


图2 DCS网络结构图

3. 施工期间遇到的问题

但由于改造工期较短，时间仓促，DCS改造期间仍出现了一些问题，有待以后改造时完善，主要发生的问题如下：

3.1 I/O清单不完整

主要体现在原始I/O清单中重复测点、遗漏测点数量较多，部分I/O点没有给出量程上下限值，导致在设计、组态阶段错误引用了部分已经废弃的I/O点，数据库导入过程中对没有量程的I/O点进行了0~100%的默认处理，以上错误在现场调试期间才大量发现，在设备分步试运期间临时修改软件逻辑、更改电缆接线，使得试运工作时间略有延长。

3.2 原始组态逻辑图纸资料不全，冻结后的软件方案不严谨

作为老机组DCS改造工程，如果把老的组态逻辑移植到新DCS，基本不会产生大的问题。但由于原有软件逻辑资料不完整，仅能根据公版逻辑进行软件设计，通过第二次技术联络会修正讨论后，仍然存在部分逻辑方案不够成熟，甚至缺失遗漏。这些问题在西安离线组态期间、上海静态联调期间均未彻底发现，直到分步试运期间完全暴露，出现了机组试运过程中在现场临时讨论逻辑、修改组态的被动局面。

4. 投运效果

渭河#6机组控制系统改造，从2011年4月6日开始动工

改造，到6月10日机组并网发电，历时65天，基本实现了三个一次成功（一次锅炉点火、一次汽机冲动、一次并网发电）；改造后，保护投入率达到100%，自动投入率达到95%以上，实现了机炉协调控制和AGC自动发电控制。

本次DCS改造解决了DCS装置老化、上位机频繁死机、备件短缺以及历史趋势查询困难等诸多问题，消除了困扰机组安全的诸多隐患，为运行操作人员安全监控提供了技术保障。#6机组DCS改造后，取消了不太常用的常规盘装仪表和硬手操器，简化了控制回路和接线方式，实现DCS一体化控制，热工、电气专业检修人员维护量大大减少，备件种类和数量大大减少，维护费用显著降低。由于新型DCS备件材料均采用通用型产品，兼容性好，易于采购，价格低廉，仅DCS备件方面，热工专业每年可节省维护费用约80万，三到五年便可收回成本。

从投运效果看，XDC800硬件运行稳定，各项性能指标正常，软件组态合理，参数调整良好，投运至今未发生过因DCS原因导致的不安全事故。

5. 结语

投运以来，XDC800友好汉化的组态界面和简洁实用的功能受到了热控和运行人员的广泛好评。多年来的持续稳定运行表明，高性价比的XDC800分散控制系统完全可以满足大型火电机组自动控制的要求。我们认为，XDC800在300MW大型发电机组改造中的应用是成功的，其改造投运经验相信也是值得推广的。

华电国际莱城发电厂#3机组 (300MW) DCS一体化改造案例

华电国际莱城发电厂 王占华 伟强

上海新华控制技术(集团)有限公司 李永禄 王步俊

【摘要】 本文对XDC800在改造莱城发电厂#3机组西门子TELEPERM-XP系统中的应用情况进行了介绍,对实施过程中的难点进行了分析,可为改造同类机组提供借鉴。

【关键词】 莱城电厂, 300MW, DCS改造, XDC800, TELEPERM-XP, SIMOCODE, PI数据库, Profibus-DP, 一体化应用

1. 改造前概况

华电国际电力股份有限公司莱城发电厂#3机组为上海锅炉厂生产的SG-1025/17.44-M844锅炉,制粉系统采用3套直吹式双进双出钢球磨,再热系统型式采用一次中间再热;配套上海汽轮机厂生产的300MW中间再热凝汽式汽轮机机组;给水系统配置2×50%容量汽动给水泵,另设有1×30%容量电动调速给水泵。

#3机组DCS使用西门子的TELEPERM-XP分散控制系统,覆盖DAS、MCS、SCS、FSSS四个子系统,整个系统采用冗余数据高速公路,有9个处理单元AP、APF,AP柜与端子柜分立布置,系统共布置6台操作员站、2台冗余的服务单元、1台工程师站。

#3机组DEH为上海新华控制技术(集团)有限公司的XDPS400系统,与DCS系统之间的控制信号采用硬接线及通讯连接方式。

#3机组SBC(吹灰系统)使用的是戴蒙德厂家的PLC控制系统。

所有400V电机使用西门子智能马达保护器SIMOCODE设备,与原系统之间采用光缆连接。

机组控制室布置水位和火焰监视器各一个、DCS大屏幕二台、吹灰控制监视器1台,硬闪光报警器。

厂级数据采集和信息管理使用的是美国OSI Software公司PI系统。

2. 改造必要性及难点

TELEPERM-XP系统在上世纪80年代开始逐步应用于国内电厂大型机组的DCS控制系统。TELEPERM-XP系统在国

内市场的通用模式:AP控制器端接入信号使用绕线形式,系统结构中使用了双重冗余的画面管理(传送)服务器和数据库服务器。

TELEPERM-XP系统的数据和画面服务器结构存在系统性的安全隐患,备件昂贵、维护费用高;其绕线结构导致维护时查线校线困难;并且,经多年运行,存在核心元器件老化、设备可靠性下降等风险,对其进行全面改造是十分必要的。2012年8月,决定采用新华XDC800新一代分散控制系统对其进行改造。

但是,对原系统改造面临几个困难,主要有二:

1)与SIMOCODE设备的通讯

西门子智能马达保护器SIMOCODE集成了设备的所有开关量输入/输出和模拟量的输入/输出信号,包括设备的运行、停止、远方、故障、检修等状态,启动、停止、检修、测试等指令以及电流、功率、电度等信号,可大量节省信号电缆和机柜安装空间。本次改造保留SIMOCODE设置不动,因此在XDC800与SIMOCODE设备之间建立可靠的双向通讯是本系统改造是否成功的先决条件。

2)与PI系统的通讯

PI系统是由美国OSI Software公司开发的工厂实时数据集成应用平台。对于电厂的生产运行来说就是个“黑匣子”。PI本身具有通用的服务器应用平台、客户端应用平台、网络协议和开放数据库连接(ODBC)。如果使用一套新的PI系统是易于掌握和应用,但是本项目不改造PI系统,又几乎没有原有PI系统的有效资料。所以新华XDC800系统与PI的通讯也是本项目的难点。

3. 改造方案

#3机组改造范围包括DCS、DEH、MEH、ATC、SBC及大屏幕等系统。改造原则为：拆除原TELEPERM-XP系统AP柜及电源柜，保留原系统端子柜和继电器柜，继电器柜内更换为同类型的金钟穆勒继电器，拆除网络柜、HMI站、集控室盘台及所有监控设备。

3.1 控制器

原TELEPERM-XP系统，每对控制器管理的测点数较多，接近有1000个测点。考虑到分散控制的原则，将原来的每对AP拆分为2~3对新华XCU控制器，每对控制器点数控制在400左右。XCU分配如下：

1)机侧电子间分配9对以太网型控制器XCU-net，其中DEH 1对、MEH 2对、ATC 1对、辅机及协调控制共5对；分配2对DP型控制器XCU-dp，与机侧SIMOCODE通讯。

2)炉侧电子间分配14对以太网型控制器XCU-net，其中ECS 2对，循泵 1对，吹灰 3对，FSSS、MCS、SCS和

DAS共7对，预留1对给后期脱硝系统用；分配2对DP型控制器XCU-dp，与机侧SIMOCODE通讯。

3.2 HMI站

采用主流的工业控制站，均配有独立的分布式全局数据库N:1冗余（包括工程师站、操作员站、历史收集站、性能计算站和通讯接口站等），对于操作员来说，所用操作站的功能都互为备用。简单来说，如果只剩下1台操作员站正常运行的情况下都不影响系统的正常运行和操作。

3.3 网络

主干网分为实时部分和非实时部分：实时数据网采用双重冗余、容错的星形网络结构（A/B网），非实时数据网采用单网结构（C网）。

由于锅炉电子间和汽机电子间分开布置，分别设置了网络柜；机侧、炉侧的网络柜功能互为对等，所有HMI网络选用就近原则接入炉侧网络柜。网络结构如下示意图。

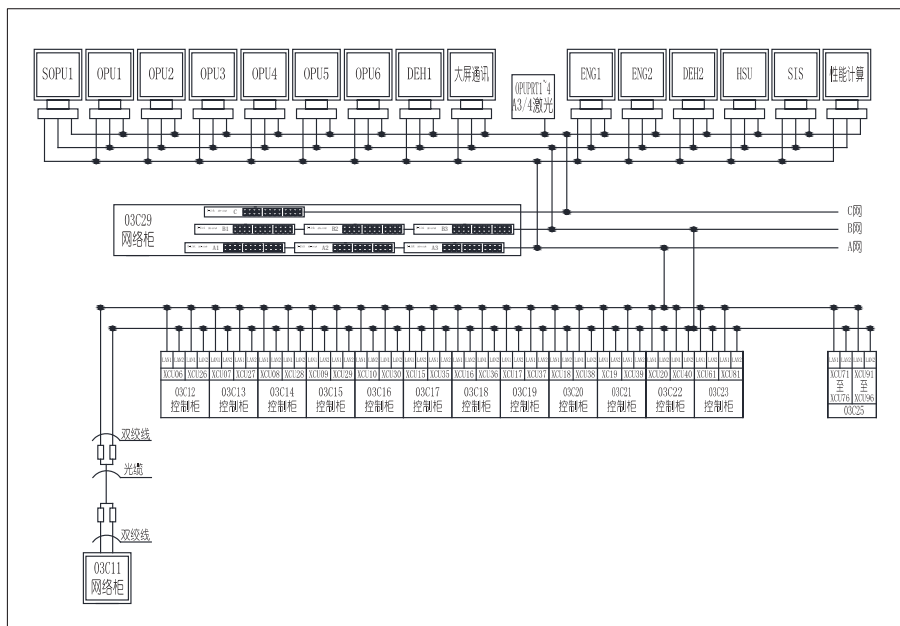


图1 网络配置图

3.4 SOE事件顺序记录

TELEPERM-XP系统中，所有信号的收集都是1毫秒，这对产生事故时查询记录并分析原因是比较直观的，但这种方式，在大量数据的传递和计算中，将耗费大量系统的资源，增加网络负荷，并伴随着设备、管理和维护成

本的增加。在改造过程中，只将MFT、汽机油压低、汽包水位等重要信号列为SOE类型，并配有1台GPS对这些数据校时，实现了机炉跳闸时的事故顺序记录，精度<0.5ms。

3.5 DO继电器

本项目改造中，所有至现场的DO信号均使用金钟穆勒的24V继电器输出，实现这种硬件连接结构，主要有两种方式：

1)使用新华的xDO-84-21模块（三极管输出），此种模块可从37芯线缆中提供24V电源，单通道的驱动能力是130mA，因此不足以驱动继电器柜内金钟穆勒继电器线圈。

2)采用xDO-84-22模块（干触点输出），此种模块中自带小继电器，驱动能力为220V/24VDC/3A，本项目采用该方式。

DO输出的结构为：DO模块通过37芯电缆连接DO端子板，DO端子板连接金钟穆勒继电器线圈，现场信号进入金钟穆勒继电器触点，从端子板处给金钟穆勒继电器线圈单独配24V电源。配电图如图2所示。

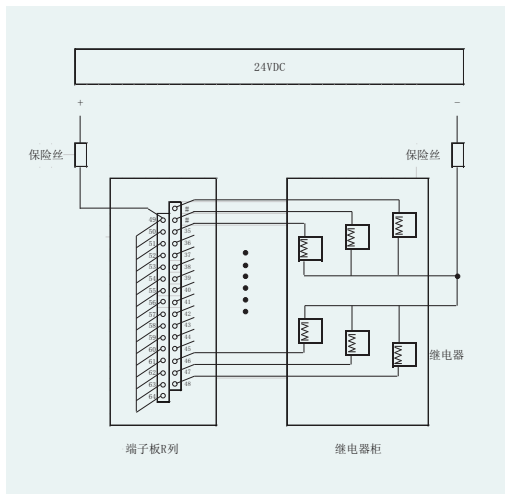


图2 DO继电器配电图

3.6 SIMOCODE设备通讯

新华XDC800与SIMOCODE设备的通讯是本项目成败的关键。

SIMOCODE设备的通讯不同于简单的Profibus-DP通讯，它集成了400V电机设备的所有状态信号和指令信号，能对这些信息进行可靠监控才是项目实施的前提。在项目启

动前，公司组织研发部、工程部和制造部对SIMOCODE设备进行研究，通过项目相关方的全员参与及积极探索，经过辛苦测试，终于攻克难关并最终在现场成功使用。

图3为SIMOCODE通讯连接示意图。

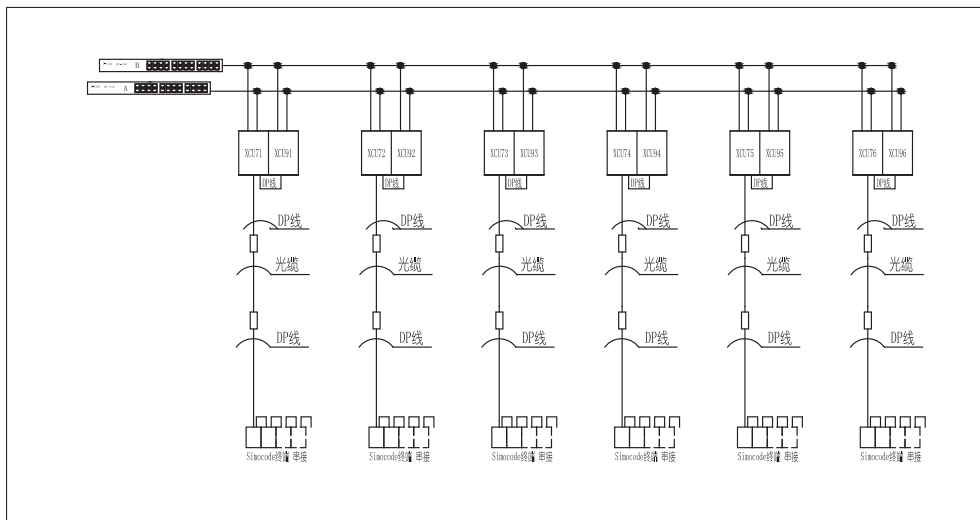


图3 SIMOCODE通讯连接示意图

4. 总结

莱城电厂#3机组在2012年9月25日停机改造，12月12日AGC一次性成功投入运行，这标志着本次DCS改造项目的圆满结束。本次项目的成功，离不开新华公司、莱城发电厂及山东电科院的通力配合与努力。

新华DCS系统的硬件结构简单，软件可读性强，操作性强，开放性高，系统稳定，故障诊断简洁并易于维护等系统特点都得到客户的一致好评与肯定。

北方联合电力蒙达电厂#4机组(330MW) DCS、DEH、MEH及EH一体化改造案例

内蒙古蒙达发电有限责任公司 乔栋 张峰 武斌 等
上海新华控制技术(集团)有限公司 赵秦秀 张龚 李昌军 刘晓青

【摘要】 本文对蒙达电厂#4机组DCS、DEH、MEH及EH一体化改造情况进行了介绍,对中压缸启动机组的特殊要求进行了说明,并对改造投运效果进行了总结,希望对同类型机组改造提供借鉴。

【关键词】 XDC800,分散控制系统,330MW机组,中压缸启动,一体化改造

1. 改造前概况

华能北方联合电力蒙达电厂位于内蒙古鄂尔多斯市达拉特旗树林召镇,装机 $6 \times 330\text{MW}$ 和 $2 \times 600\text{MW}$ 共8台机组,总装机容量为 3180MW ,是华能北方联合电力集团第二大电厂。

#1-#4机组为 $4 \times 330\text{MW}$ 亚临界燃煤发电机组,锅炉由北京巴威公司进口,汽轮机为北重从法国阿尔斯通进口的中压缸启动机组。DCS采用Bailey公司生产的INFI-90控制系统;DEH、BPC系统是ALSTHOM公司配套的MICROREC功频液调控制控制系统;旁路控制系统采用CCI AV6+控制系统。

#5、#6机组为 $2 \times 330\text{MW}$ 国产亚临界燃煤发电机组,锅炉、汽轮发电机组分别由上海锅炉厂、北重实现了国产化。DCS、DEH、ETS、BPC、EH、MEH系统均采用上海新华控制技术(集团)有限公司XDPS-400+控制系统;于2004年10月投运。

#7、#8机组为 $2 \times 600\text{MW}$ 亚临界空冷机组,锅炉、汽轮发电机组分别由上海锅炉厂、上海汽轮机厂制造。DCS系统采用西门子公司S7系列控制系统。

蒙达电厂主、辅网共使用了8种国内外的DCS系统,众多控制系统对电厂热控、运行人员提出了很高的要求。其中,#5、#6机组投运8年来,新华XDPS400+系统以可靠性高、故障率低、控制性能强大、好学易懂等特点受到电厂运行、热控人员一致好评,在该电厂的8种DCS系统中脱颖而出。

#1-#4机组于1995年-1999年相继投产后运行至今,随机组引进的控制系统和液压系统国外早已停产,设备老化、故障率高、安全性低,备品备件昂贵,运行成本非常高。从2005年开始,该厂对#1-#3机组DCS实施过一些改造,但由

于以往DCS厂家产品线的覆盖面问题,只改造了电子设备,没有改动液压控制系统和阀门。

2011年3月,北方联合电力集团对#4机组项目整体改造进行了公开招标,在4家国内外投标厂家中,经评委和专家评审,上海新华控制技术(集团)有限公司以优质的产品、优良的服务、一体化解决方案的历史经验,在众多投标厂家中一举中标。

2. ALSTHOM机组中压缸启动的特点

#4机为ALSTHOM 330MW中压缸启动汽轮机,其设计考虑机组参与调峰,允许蒸汽参数的突变。因此,汽机转子直径小,工作热应力低;高中缸尺寸小,温差小;汽缸设计较薄,用调质钢,采用高窄法兰,其结构、胀差、轴向间隙经严格计算,能保证中缸启动及带负荷运行。这一切对DEH、BPC、DCS控制系统提出了较高的要求。

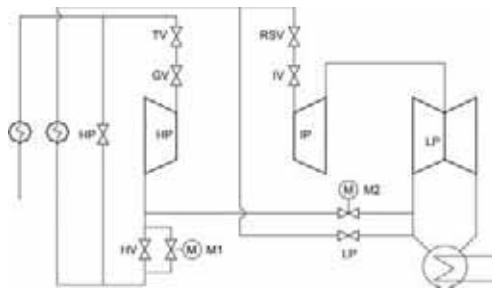


图1 机组热力系统图

2.1 中压缸启动的优点

2.1.1 在启动及低负荷运行时

高压缸处于真空状态,可以防止不利情况,使汽轮机受

到较少的热冲击,延长机组使用寿命。

2.1.2 可长期在低负荷运行

典型情况为电网发生临时故障,机组可以单独带厂用电运行,至电网恢复,又可迅速并入电网。

2.1.3 机组启动过程热应力小

利用锅炉升温升压时间预热高压缸,使启动时间相应缩短。冷态启动至满载为3小时20分钟,停机1小时后热态启动至满载仅35分钟,按两班制运行要求,停机9小时后热态启动至满载为50分钟,停机40小时后热态启动至满载为80分钟。

2.1.4 在启动初期保持较高的再热压力

允许使用较小旁路管道而达到所需流量。

2.2 冷态启动过程

2.2.1 汽轮机进行盘车

①开启高排逆止阀的旁通阀即反流阀M1,关闭高压缸通冷凝器的真空阀M2,开启高低压旁路阀HP、LP;②开启汽机疏水阀;③锅炉点火;④冷凝器抽真空。

2.2.2 锅炉通过旁路升温升压

①蒸汽通过反流阀M1倒流入高压缸进行暖缸;②再热器压力逐步升高至1.5MPa;③中压进汽阀前蒸汽温度达到规定值。

2.2.3 汽机挂闸,高、中压主汽门开启

①开启中压调门IV,控制汽机冲转至1000r/min,高压调门GV仍关闭;②1000r/min暖机,直至高缸温升至190℃。

2.2.4 高缸达190℃,反流阀M1自动关闭,真空阀M2自动开启

①转速至1020r/min,高压主汽门关闭;②高缸处于真空运行,升速至3000r/min。

2.2.5 并网,开大中调门,递增负荷

①调节低旁LP,使再热器压力恒定在1.5MPa;②当低旁全关时,就用中压调门IV来调节再热压力。

2.2.6 做好切换高压缸的准备

满足切换条件,自动或手动切缸:①高压主汽门、高调门开启,高旁阀HP逐渐将蒸汽切换到高缸;②真空阀自动关闭。

2.2.7 高缸升压

当排汽压力超过再热器压力时,高排逆止阀HV自动开启,高压缸进入正常运行。

2.2.8 中压调门IV全开,低旁LP全关

汽轮机进入高压缸控制。

2.2.9 全周进汽

高调同步开启至某一位置滑压运行,定压后,进行阀切换,转至多阀,高调按多阀顺序逐个开启。

2.2.10 在高调控制下机组逐渐达到满负荷

2.3 热态启动过程

与冷态相比,在步骤1-4中,因高缸温度已达190℃,抽真空阀开,反流阀关。其余相同。

中压缸启动中缸切换到高缸有专用逻辑,应满足流量匹配与温度匹配。要求流量由高压缸开度和主蒸汽压力与额定的比值产生,最大流量由高旁流量决定,最佳流量由再热蒸汽压力决定,需满足最大流量>要求流量>最佳流量。同时高压缸金属温度与主蒸汽的偏差在范围内,这样可由程序自动转至高缸或人工切至高缸运行。切缸过程可逆,高缸运行时,当流量小于最小冷却流量时,自动快速切回中压缸控制。

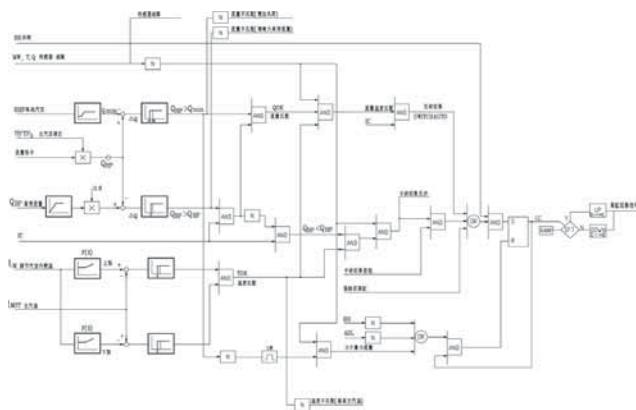


图2 DEH切缸原理图

2.4 启动过程对旁路系统的要求

通过对中压缸启动过程的分析,可看出对旁路系统的要求:①在启动前,旁路升温升压;②启动中,低旁定压运行,高旁采用启动程序;③切缸过程中,低旁定压,高旁调节阀配合高调门开启逐步减小;④切缸后带负荷过程中,高、低旁全关,处于跟踪状态;⑤反切缸时,高旁相应开启;⑥低旁自动维持再热器压力不变,从而保证最小冷却流量值,使切缸能顺利进行。

由此可见,中压缸启动机组在冷态或者热态启动过程中,都要求主机阀门、低旁、高旁阀及DCS系统同步、高度配合;否则必然导致主汽压力波动和汽包水位大起大落,对机组安全造成极大的影响。这就对控制系统的一体化考虑提出了较高要求。

3. 改造范围

本次改造范围包括DCS、DEH、BPC、ATC、ETS、MEH、SBC、EH等系统,全部采用新华集团的产品进行一体化设计,无缝连接。

改造过程中面临的困难很多,比如:①技术难度大,阿尔斯通中压缸启动机组,控制逻辑复杂,主、辅机关联度高;②EH系统为全进口设备,国内改造经验少,技术难度高。

但是,蒙达电厂与内蒙古电科院、新华集团三方密切合作、精心设计,使项目得以顺利实施。

4. 改造方案

4.1 将原控制系统DCS、DEH硬件全部更换为XDC800系统

如前所述，原#5、#6机组的XDPS400+控制系统受到高度好评。但是，由于XDPS400+功耗高、许多关键元器件停产等原因，新华集团在XDPS400+基础上，进一步研发、改进和提高，于2006年推出XDC800系统。该系统具有自主知识产权，获国家四部委联合颁发的“国家重点新产品”证书和上海市科学技术成果二等奖，并通过了国际最高安全标准的SIL3安全认证。该系统自2006年投放市场至今，已在近3000多个项目中成功应用，用户评价极高。

蒙达#4机组系统设计有如下特点：

1)网络

采用冗余快速以太网，对等网络、全分散、可靠性高。新华集团独特的A/B/C三网结构，实现实时数据与非实时数据有效分流，确保主干网实时数据传输负荷的恒定，大大提升了网络的可靠性。

2)人机接口站

用最新的工作站替代老工作站，所有HMI站（包括操作员站、工程师站、历史数据站等）均配置独立的分布式全局数据库N:1冗余。每台MMI站只是设定职能不同，功能上可以全部覆盖并互为备用，可实现多重冗余。

3)控制器

考虑到集中管理、分散控制的要求，每对控制器管理点数原则上不超过400点，包含DCS、DEH、BPC、ATC、ETS、MEH、SBC、EH等系统共配置19对控制器，实现机、炉、电设备的一体化监视和控制。XCU主要分配如下：FSSS 2对；BCSC 3对；CCS 1对；BMCS 1对；TMCS 1对；TSCS 4对；ECS 2对；DEH 1对；ATC 1对；ETS 1对；循环水 1对；SBC 1对。

4)远程I/O

由于新华集团特有的对等网络，支持在远程控制现场建立分散的远程监视站，方便实现远程I/O的远程现场监视。远程采集的实时数据可以方便的发送到远程监视站和监控室任何一台HMI站。通讯采用冗余光缆，使用寿命长，抗电磁干扰能力强，通讯速率10M。本系统锅炉和汽机远程I/O设备采用新华一体化远程I/O。

5)其他系统通讯接口

系统配置SIS通讯接口站以便与上层的管理网络通信；配置了MOXA 8口串口服务器用于与外挂系统的通讯。

6)组态软件开发

组态、画面及参数等参照原新华#5、#6机组设计，并有所提高。

4.2 原EH系统及油管路全部拆除

选用新华集团成熟的高压抗燃油系统。该套系统稳定

可靠，调节性能好，备品备件供应价格低廉。更换了以下设备：

- 1)高主油动机及操纵座；
- 2)高调油动机及操纵座；
- 3)中主油动机及操纵座；
- 4)中调油动机及操纵座；
- 5)供油系统；
- 6)再生装置；
- 7)危急遮断装置；
- 8)蓄能装置；
- 9)危机手动打闸阀。

5. 改造后达到的效果及目前运行情况

2011年9月底改造设备运抵现场，到11月20日施工结束。由于电网无负荷原因，直到2012年2月5日开始试运行，改造采用的XDC800系统运行稳定可靠，为机组试运和调试奠定坚实的基础。该系统便于检修人员掌握和维护，操作灵活方便。系统投运后运行情况良好，得到电厂领导和职工一致好评，为机组安全为运行提供保证。

2月6日-15日机组顺利地完成了重要的试验：超速、甩负荷、RB、汽机单顺序阀切换及主汽门和调门全行程活动性试验。

1)超速试验：DEH超速、TSI超速动作值准确可靠。

2)甩负荷试验：机组100%甩负荷，转速超调3111RPM，经过一分钟后很快定速3000RPM，指标<4%，满足要求。

3)RB试验：引风机RB、送风机RB、一次风机RB、给水泵RB试验一次性成功，性能指标满足要求，保证机组安全稳定运行。

4)汽机单顺序阀切换及主汽门和调门全行程活动性试验：机组负荷在260MW，DEH投入功率回路调节。汽机进行单顺序阀切换及主汽门和调门全行程活动性试验，机组负荷波动最大为15MW。

6. 结论

蒙达电厂#4机组DCS、DEH、ATC、BPC、ETS、SBC、EH系统改造，均采用新华集团XDC800系统，进行一体化设计，无缝连接。该系统硬件运行安全稳定可靠，软件操作灵活方便，便于检修人员维护和学习，是国产控制系统中值得推广应用的好系统。同时，新华XDC800系统在蒙达电厂#4机组的成功应用，也为早期阿尔斯通引进的330MW机组EH、DEH、ATC、BPC、ETS改造提供了成功的经验，打下了一定基础。

邢台国电电厂#11机组(300MW) DCS、DEH、MEH一体化改造案例

上海新华控制技术(集团)有限公司 燕新波

河北邢台国电发电有限公司 唐武

【摘要】 邢台国电电厂#11机组DCS系统原采用日本东芝TOSMAP-DS分散控制系统,其运行与维护极其不便。为满足当前电力系统的发展需求,有必要针对DCS系统进行改造,此次改造采用新华XDC800系统。本文详细说明了#11机组改造原则,以及采用新华XDC800系统的改造过程和改造后效果。

【关键词】 XDC800系统,DCS一体化,TOSMAP-DS,XDPS400,改造经验

1. 改造背景

现代电力发电企业为了提高市场竞争力、降低生产成本、提高产品质量,正逐步向大型化、高度自动化发展。分散控制系统(DCS)的主要作用是对生产过程进行控制、监视、管理和决策,必须具有很高的可靠性,在保证发电机组的安全、经济运行方面起着极其重要的作用。河北邢台国电电厂#11机组DCS控制系统采用日本东芝公司生产的TOSMAP-DS分散控制系统,其覆盖DAS、MCS、SCS、FSSS、MEH、ECS、热网及循环水泵等子系统,涉及了电厂锅炉、汽机和电气的大部分热控调节回路和程控回路、辅机联锁、主机保护和设备控制等。自机组投产运行以来,统计该DCS控制系统共出现6次不明原因的误动作,检查整个回路和设备均正常;系统在逻辑组态方面存在功能缺陷及维护性困难;并且备品备件匮乏,价格昂贵,其设计理念和规范不能完全满足当前电力生产及发展需要。

2. 改造原则

本着减少改造的投资及工作量,减少运行人员工作强度,并且较大地提高自动化水平、为生产带来经济效益的原则。针对DCS系统改造,提出了以下几个方面:

- 1)尽量保留原有机柜和电缆,减少机柜安装带来的工作。
- 2)DCS系统网络系统结构为环网结构,其余网路结构应为冗余结构,单一网络故障不影响网络的正常运行。
- 3)DEH、ETS系统采用新华XDPS400,改造后与DCS系统纳入统一系统控制。
- 4)单一故障不应引起锅炉、汽机和发电机保护系统及主要辅机的保护系统误动作或拒动作。
- 5)应与原SIS系统预留良好的接口程序,降低在改造中的工作量。
- 6)机组改造应采用原控制系统的逻辑作为参考,并且对某一方面进行合理化修正。改造后,要全面实现原控制系统的所有功能。

3. 改造过程

针对邢台#11机组改造来说,检修时间定为25天。工期特别紧张,人员工作强度极其重,并且此次改造包含了DAS、MCS、SCS、FSSS、MEH、DEH、ETS、ECS等主机的全部DCS系统。因此,改造过程必须做出绝对合理的规划并且要有极强的时间观念。在改造过程中,开展了以下几个关键工作:

3.1 机柜执行方案

本次改造不变动旧电缆,从热控人员角度上讲,可以保留老机柜,只要将新华XDC800系统的控制器、卡件及端子板安装在老机柜中即可。但由于东芝TOSMAP-DS系统控制器、卡件及端子板与新华XDC800系统存在较大差异,现场安装极其不便,并且未知问题不定。对于本改造是不可取的。必须拆除老机柜,采用安装新华XDC800系统的新机柜,并且在新华工厂进行完整的调试、拷机等工作,保证新华XDC800系统的完整出厂。在按此方式执行的情况下,工程人员到现场认真测量机柜的尺寸、远程机柜的安装方式及统计IO测点并核对位置。

3.2 DEH、ETS系统实施方案

DEH、ETS系统使用的是新华公司早期的产品XDPS400,经过近几年的运行,虽然DEH、ETS系统很多部件的运行状况良好,但逻辑组态存在某些问题,需要优化。另外,更简单地实现与DCS系统一体化。所以最终采用新华XDC800系统进行统一改造。

3.3 开关误动作处理

新华公司针对邢台电厂提出的原东芝系统开关量输入信号出现误动作情况,研发部门设计了在回路中增加稳压管的新结构开关量输入模块。当外部节点由于受潮或其它原因造成阻抗降低时,输入端子处的电压(即线路阻抗上的压降)必须低于12V,回路才会确认导通。其内部结构如图1:

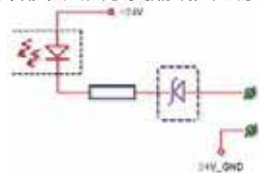


图1 新结构开关量输入模块

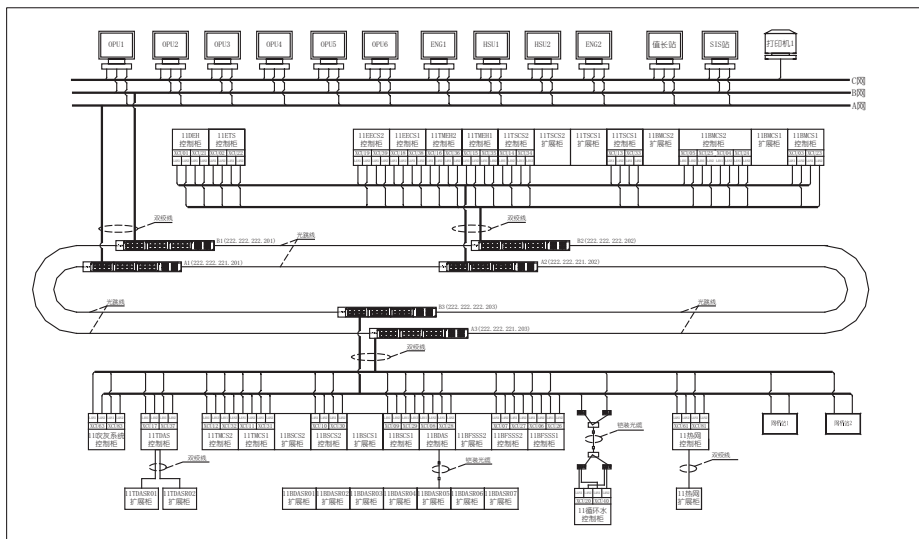


图2 系统网络结构图

3.4 新华XDC800系统设计

根据新华XDC800系统的特点，DCS系统在网络、控制器、电源模块、通讯模块及操作员站等方面采用了1:1冗余配置，且主干网络结构采用环网结构。系统配置及网络结构如图2。

新华XDC800系统卡件模块采用了底座接线与卡件连接在一起的结构，但卡件具有带电插拔、在线维护的功能，而原东芝TOSMAP-DS系统采用了卡件与接线位置分离的方式，并且有许多接线端子柜。因此，在排卡布置的时候，针对原电缆长度可能不足的情况，采用了卡件以安装在机柜下部为原则进行IO分配。

在控制器分配过程中，针对原系统控制器分配问题进行了调整：MEH系统从一对控制器分配到两对控制器中；风烟系统A、B侧分开并分配到两对控制器中。主要分配为：

序号	名称	控制器对数
1	DEH系统	1
2	ETS系统	1
3	BMCS系统	3
4	BFSS系统	2
5	BDAS系统	1
6	BSCS系统	3
7	TMCS系统	2
8	TSCS系统	2
9	MEH系统	2
10	TDAS系统	1
11	ECS系统	2
12	循环水系统	1
13	热网系统	1
14	吹灰系统	1

表1 控制器分配表

3.5 逻辑组态工作实施

本着原逻辑框架不变的原则，采用新华XDC800系统软件进行组态。工作量相对来说比较大，前期应明确好分工；此外，让厂里热工人员参与进来，是不可或缺的部分，这对以后的现场调试和维护都有巨大的便利，最终确定以厂里热工人员为主组态的方案。热工人员对本系统工艺比较熟悉，对现场运行要求也比较明确。DEH、ETS系统由于采用原XDP400系统，更换XDC800系统后，对软件组态进行升级即可，并对组态中问题进行优化；主机DCS系统按锅炉、汽机及电气三部分分工组态，保护逻辑及定值先参照原东芝TOSMAP-DS系统进行编制，在调试过程中，发现问题重新确认修正。

3.6 SIS工作开展

东芝TOSMAP-DS分散控制系统在与厂级信息监控系统(XSIS)进行数据通讯中存在实时性差、数据超时现象严重、数据点状态显示异常等现象。由于SIS系统采用新华XSIS系统，而本次改造DCS系统采用新华XDC800系统，实现了DCS与SIS系统的无缝链接。采用新华ASDPU接口软件进行DCS与SIS系统通讯，通讯测点名称保持与SIS系统保持一致。整个工程量小，并且可靠易行，主要工作为配置ASDPU接口程序。

4. 改造结果

2012年11月3日凌晨，邢台#11机组正式点火，并一次成功。2012年11月5日凌晨并网成功，11月7日协调全部投运完成。机组改造后，其可控性、可靠性、经济性较改造前有了很大提高。机组的主保护投入率为100%，自动投入率也在95%以上。并且新华XDC800系统软件操作简单灵活，界面易于维护。通过本次改造，提高了机组的稳定性、可靠性，降低了热工维护人员的工作难度，提高了运行人员的判断力和调控程度，安全效益显著，更好地满足了机组和电网现在化发展管理的需要。

山西阳光电厂#3、#4机组(2*320MW) 及全厂输煤一体化改造案例

山西阳光发电有限责任公司 侯建志
上海新华控制技术(集团)有限公司 王步俊

【摘要】 山西阳光电厂#3、#4机组及输煤系统于2017年5月进行了控制系统改造,新系统采用上海新华的XDC800系统。机组改造后的控制范围覆盖DAS、MCS、FSSS、SCS、ECS、BPS、DEH、MEH、ETS。本文对改造的情况进行简要的介绍。

【关键词】 XDC800, 山西阳光, 320MW机组, W火焰, 西门子 T-XP

1. 工程概况

山西阳光发电有限责任公司位于山西省阳泉市平定县,安装有4台320MW燃煤机组。4台机组原有控制系统均为西门子T-XP系统,输煤系统原来采用西门子S5 PLC控制。一期#1、#2四角切圆火焰机组改造为艾默生OVATION系统,二期#3、#4 W火焰机组及全厂输煤系统改造为上海新华XDC800系统。

二期#3、#4机组原有控制系统的范围仅覆盖CCS、SCS、DAS、FSSS等系统。DEH、MEH、BPS等系统或为第三方系统,或为单回路调节器;高低加水位控制采用的是基地式调节仪。同时,控制室配用大量常规仪表以及报警装置等。

本次控制系统改造的目的就是扩大DCS系统的控制范围,提高控制设备的可靠性,全面提升机组自动控制水平。对DEH、MEH、ETS、BPS、ECS,以及BTG盘装仪表进行优化整合,将其纳入DCS监视与控制,同时在DCS系统内增加公用系统的控制,增加数字墙(含大屏幕),实现机组控制硬件与软件平台的一体化改造。

2. 改造原则

2.1 单元机组

在保持原有T-XP系统所有设计功能的基础上,通过增加硬件设备以及优化,对DEH、MEH、ETS、BPS、ECS等系统进行整合,并将原BTG盘上的所有功能移植到XDC800系统。同时对原设计的控制策略及组态进行优化,将锅炉吹灰PLC、氨站PLC通讯引入DCS系统操作监

视,将DCS的控制技术提高到一个全新的水平。改造时,尽量保证现场设备的电缆长度合适,适当调整原控制柜的位置来优化电子间空间的设计,达到布置规范合理、维护使用方便的目的。同时在DCS系统内增加公用系统的控制,增加数字墙(含大屏幕),实现机组控制硬件与软件平台的一体化改造。

2.2 输煤系统

在原有PLC系统所有设计功能的基础上,进一步增加新的DCS系统的监控范围,将更多的就地设备纳入到DCS系统。

3. 改造范围

3.1 单元机组

单台机组的改造范围包括:DCS控制系统一体化改造、集控室控制台改造、BTG立盘改造、电气ECS改造、其它配套项目改造。具体内容如下:

- 1)拆除原有DCS、DEH、MEH、BPS系统所有的控制柜、电源柜、转接柜、继电器柜及控制台;
- 2)安装新的DCS、DEH、MEH、BPS系统控制柜、电源柜、网络柜、转接柜、继电器柜及控制台;
- 3)重新设计新系统控制柜至转接柜、继电器柜的中间电缆;
- 4)将DEH、MEH、BPS、ETS纳入DCS系统,进行一体化改造;
- 5)BTG盘简化设计,取消硬光字报警牌及常规仪表,

增加LED显示屏及大屏幕；

6)将基地式调节仪等独立系统纳入DCS，吹灰系统PLC、氨站系统PLC实现与DCS的通讯，在DCS系统内可对其进行监控；

7)将发电机定子线圈温度、锅炉壁温的智能采集前端纳入DCS；

8)将电气系统6kV、380V开关控制、电测仪表等纳入DCS；

9)新增励磁系统改造的控制；

10)新增公用系统的控制，并将热网控制系统纳入其中；

11)新增汽轮机高背压改造控制；

12)新增烟气余热利用改造控制。

3.2 输煤系统

输煤系统的改造范围包括：输煤主控室机柜及盘台改造、2个远程站机柜改造、就地柜改造。具体内容如下：

1)拆除原有的PLC控制柜、扩展柜及控制台；

2)安装新的DCS系统电源网络柜、控制柜、扩展柜及控制台；

3)对就地控制箱的电气回路进行改造；

4)配置直流48V隔离继电器，消除原系统一直存在的信号干扰问题。

4. 改造难点

由于本次改造范围广、工期紧、要求高，在DCS系统设计与实施的过程中均遇到了不少的困难。为此，我们投入了大量的人力，一切以用户的需求为中心，努力克服期间遇到的各种困难，确保了改造工作的顺利推进，并最终按期、保质地完成了改造工作。

在改造过程中，我们遇到的问题简要说明如下：

4.1 非标设计工作量大、非标设备采购周期长

本次改造项目中，从现场实际存在的问题出发，电厂提出了一些非常规的技术要求。输煤系统所有的DI信号加装直流48V隔离继电器，所有的DO指令直接驱动就地控制箱内的合/分闸继电器。

为此，新华研发部门积极予以配合，在原有多个工程实施经验的基础上，进一步对一些非标部件进行了优化设计。最终实现了，以模块化的设计，在有限的机柜空间里完成了用户提出的各项功能，而整体结构又非常便于检修人员的后期维护。

由于非标部件需要用到大量的直流48V中间继电器，而这一型号的继电器由于应用量小的缘故，在市场上根本

没有现货可买。厂里四台机组全停的机会比较难得，为了不影机组按计划开机，输煤系统的改造工作不能有半点拖延。

为此，我们积极与供应商保持沟通，充分利用自己作为大客户的优势，积极督促供应商投料生产，最终未因设备采购的问题而影响工期。

4.2 I/O信号整理工作量大

本次改造的2台机组入役已近20年，早期的很多资料都只有纸质版，而且很多还不完整。设计之初，电厂也只能提供一份初始I/O清单，清单中的描述多是英文的，而且还不完整。新华的项目经理，就是在这样一份I/O清单的基础上，投入大量的精力，仔细与西门子T-XP系统的组态进行比对，最终整理了一份契合工程实际的比较完善的I/O清单，并且比较快速地完成了DCS系统的设计工作

4.3 电缆清册编制工作量大

本次改造仍然保留了原DCS系统集中式中间端子柜及继电器柜的接线方式，所有现场来的I/O电缆均是先接到中间端子柜或继电器柜，然后再通过新设计的盘间电缆接入到XDC800系统的控制柜、扩展柜。众所周知，电缆清册的编制是一项非常烦琐的工作，需要编制人员足够的细致与耐心，这项工作通常是由设计院来完成的。

本次改造，新华积极承担起了该项工作，并保持了较高的准确度，为后续施工节约了时间。

4.4 西门子T-XP系统组态翻译工作量大

西门子T-XP系统的组态页总共有近5000个页面，典型组态页的内容如图1所示。

T-XP系统组态的特点包括：

1)部分算法块的功能高度集成，对其理解不透彻的话，很容易发生遗漏；

2)一个逻辑功能往往分散在十几页或二十几页的组态页中实现，查询一个逻辑常常要翻阅几十页的组态。

本次改造，原有的逻辑图是PDF格式的，组态页中的引用信号无法直接跳转，所以改造过程中组态翻译的工作量及其巨大。

5. 改造亮点

5.1 汽温控制优化

W型火焰锅炉由于炉型的原因，汽温本就不容易控制稳定，加上中储式制粉系统给粉机经常存在下粉不均的情况，

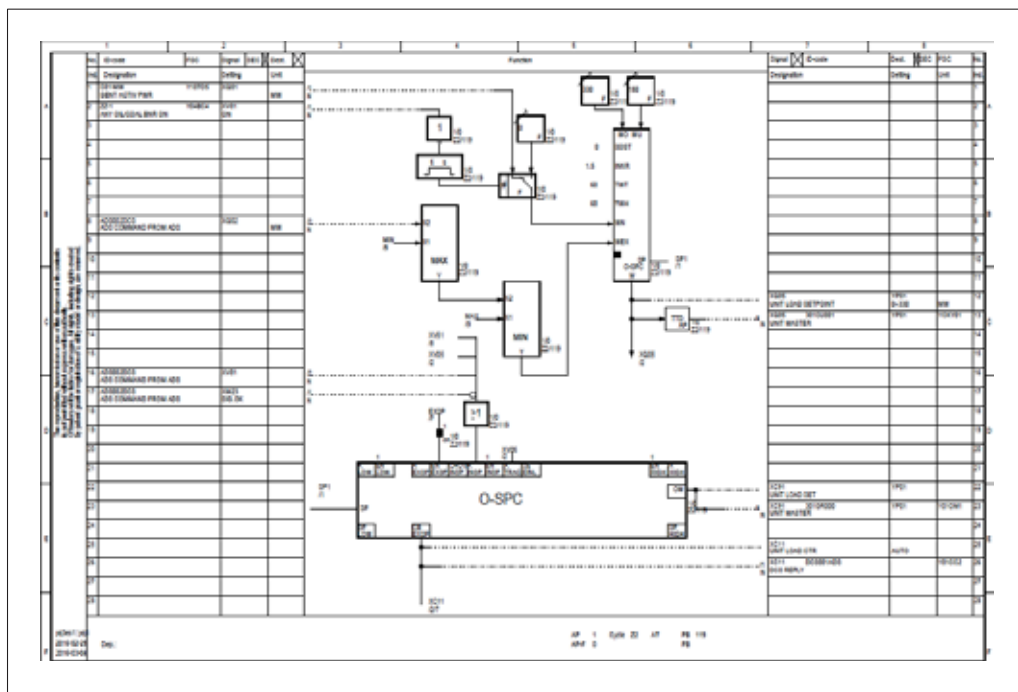


图1 西门子T-XP组态页

炉内燃烧情况多变，汽温的波动一直比较大。经过多年的运行，操盘人员已经养成了频繁干预喷水调节的习惯。

本次改造，我们基于喷水串级调节的原理，努力分析影响汽温的各种外部因素，并对这些因素进行总结归纳，进而通过前馈量的合理引入，成功改善了汽温调节的品质，使正常工况下的汽温偏差控制在 $\pm 3^{\circ}\text{C}$ 之内。

5.2 消除输煤系统一直存在的信号干扰问题

为了节约电缆成本，输煤系统在建设的时候将同一设备的指令与反馈信号线分配在了同一根电缆中，指令信号线上的220VAC控制电源由就地控制箱提供，反馈信号线上的220VAC查询电源由输煤程控PLC提供。

这样一来，电缆信号线之间就存在非常高的感应电（经电厂检修人员实测，最高的感应电接近145VAC）。这么高的感应电很容易造成信号的误发，从而影响控制系统对信号的采集。

本次改造，为了消除感应电干扰问题，共采取了以下技术措施：

- 1)就地控制箱送至DCS的信号，全部改为干接点；
- 2)DCS系统配置隔离继电器，采用48VDC查询电压；
- 3)DCS系统指令信号直接送出48VDC信号，驱动就地控制箱内的分/合闸继电器。

以上技术措施作用明显，完全消除了感应电干扰问题。

改造后，就地控制箱内的电气原理图如下图所示：

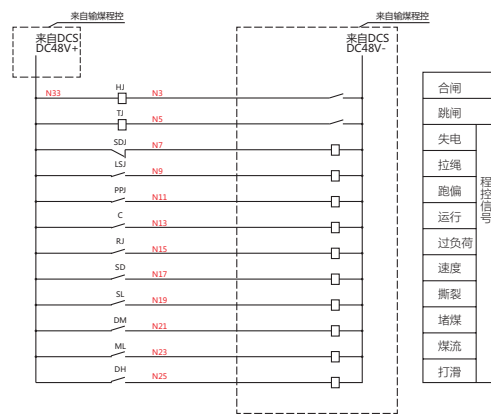


图2 输煤就地控制箱电气原理图

6. 总结

上海新华已经有了多个改造西门子T-XP系统的成功业绩，通过本次山西阳光电厂改造工程，又进一步增强了对西门子T-XP-系统的了解，让更多的同事收获了改造T-XP系统的心得。3号机组以及输煤控制系统改造至今，已经稳定运行近半年。其间，我们公司的XDC800系统表现出色，为机组安全稳定运行提供了强有力的保障。

巴基斯坦恰希玛核电站C1机组 (300MW) DEH升级改造案例

上海新华控制技术(集团)有限公司 杜军 张亚平

【摘要】 巴基斯坦恰希玛C1机组DEH控制系统于2017年5月成功升级改造为新华基于XDC800双伺服架构的DEH-V系统。本文对该改造项目的项目组织、改造方案、功能特点和改造效果进行介绍,可为核电同类机组DEH升级改造提供参考。

【关键词】 恰希玛, C1, 核电机组, 300MW, DEH, WDPF, 升级改造

1. 改造背景

巴基斯坦恰希玛核电站至今已成功商运4台300MW压水堆型机组,正在筹建1台1000MW“华龙一号”堆型机组。恰希玛核电站#1机组(以下简称C1机组)为300MW压水堆型核电站,是我国自行设计、建造的第一座出口商用核电站,当时是我国最大的高科技成套出口项目。此项目受到了中巴两国政府有关方面和各级领导的赞赏,被中国和巴基斯坦双方誉为“南南合作”的优秀典范。

C1机组于2000年正式商运,汽轮机是上海汽轮机有限公司(STC)采用西屋设计技术、独立制造的全速、单轴、饱和蒸汽、反动式、凝汽式汽轮机。汽轮机由一只高压缸和二只低压缸组成,并具有外部去湿和再热装置(MSR)。

汽轮机进汽高压调节阀采用伺服油动机驱动,所有再热主汽阀和再热调节阀全部采取开关油动机驱动。C1机组调节保安系统原理图如下,机组具备机械飞锤式危急遮断超速保护装置。

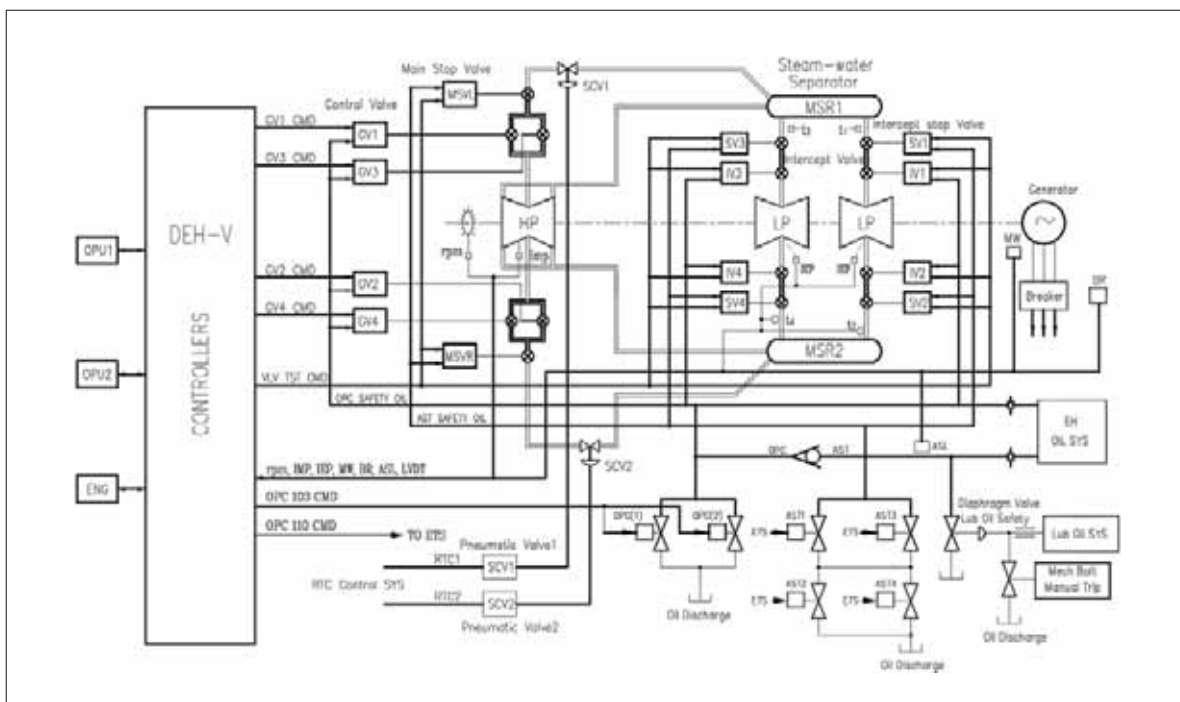


图1 C1机组调节保安系统图

汽轮机控制系统采用西屋原装引进的WDPF-III型专用控制装置和液压伺服系统。WDPF-III系列产品自推出历经久远,备品备件采购极度困难,价格高昂,机组的日常维护成为难题。加之,控制系统的关键模块逐渐到了故障高发期,已严重威胁到机组安全、稳定及可靠运行,进行系统整体升级换代势在必行。

2. 项目组织

由于核电厂运行的特殊性,局部的升级改造基本上是通过每年短暂的RFO换料周期去完成。C1机组汽轮机DEH整体升级改造也不例外,交货周期短,资料消化及技术风险大,项目执行难度高。巴方人员在选择DEH系统时,慎之又慎,前期作了大量缜密而细致的调研工作。上海新华依托三十多年来在汽轮机控制领域的技术积累、市场影响力和品牌形象,凭借具有独创性、高可靠性XDC800双伺服平台等新技术优势,最终赢得了巴方的高度信任,中标了本次DEH升级改造项目。

公司将C1机组DEH改造确立为标杆性工程,特别组建了C1核电执行团队。公司领导亲自挂帅,组织并协同销售部门、工程部门、项目管理、质量控制、生产集成、文档编制、客户培训、后勤服务、现场服务等各团队成员,密切配合、各司其职,专业化运作,保证了项目执行各层面的高效率和高质量。在项目团队中也积极引入专家团队,充分发挥各专家的丰富经验,尤其在设计评审、风险评估、合理化建议等方面提供了很有益的帮助,确保了执行当中各个环节,如技术细节、质量控制、流程管理等符合执行核电项目的严格要求。

从项目启动会议开始,历经硬件初步设计、硬件设计

评审、控制策略转换、组态及画面评审、功能仿真测试、联调联动测试、内部验收测试、用户见证出厂验收,现场安装调试、各系统功能投运等。尽管项目周期短,但在整个项目执行过程中,紧张有序,有条不紊。最终用户的全程介入、全程参与、全程监督和掌握,严格按照核电的流程要求,扎实推进每一步,不留问题不留死角,为项目的顺利出厂及最终成功商运做了充足而细致的准备工作。

3. 改造方案

C1机组汽轮机控制系统采用西屋原装引进的WDPF-III型专用控制装置和液压伺服系统,由OPC控制单元、OA控制单元、RSM控制单元及ATC控制单元四部分构成。这次改造涵盖的范围主要是机柜侧,就地EH设备基本保持不变, I/O电缆利旧,伺服阀和伺服电缆全部换新。在后备功能上,采取软手操盘方式以替代原硬手操盘,实现并保留原有的后备功能和操作方式。原系统升级改造为XDC800双伺服平台后,根据系统的特点和功能划分,对原控制单元进行了重新整理归类。把OA控制单元和OPC控制单元整合到BTC基本功能柜,ATC控制单元和RSM整合到ATC控制柜,机柜数量上由原6个变为3个标准机柜(WxD:800x600)。

新DEH-V系统中,伺服模块进行冗余配置,对原伺服回路的LVDT反馈和电液伺服阀也同步进行了升级,原单支LVDT改为双支,大大提高原系统关键环节的冗余度,在原有系统的基础上整体提升了系统的可靠性。

伺服阀的同步更新换代,阀的匹配性、通用性和可维护性更佳,为用户以后备品备件的选择提供了更好的途径。由于本次换料周期短,巴方暂未考虑把汽轮机再热温度调节、紧急跳闸系统及其旁路排汽系统纳入一体化改造范围。



图2 C1核电汽轮机DEH-V改造范围

改造后的新系统有如下特色：

1) DEH-V新系统采用XDC800B硬件平台，由XCC通讯卡实现对I/O模块管理并负责与XCU之间的数据交换。对原系统较分散的系统功能进行整合，提高新系统功能的完整与合理性。针对核电要求，所有的I/O元器件做了更加严格的筛选，拷机及测试，工艺上采取加固防震，加强防腐、防潮等三防措施，满足核电认证的基本要求。

2) 采用控制器与核心透平专用模块既集中又相对分散设计的架构。专用模块自带CPU，可以独立于控制器、网络等中间环节运行，减少核心环节故障点，确保系统更高级的可靠性。

3) 新系统采用增强型的汽轮机控制专用模块，模块处理周期小于8ms。新华的透平专用卡包括阀门伺服控制卡(xSV)，测速及超速保护卡(xSD)和危急跳闸保护卡(xLP)。xSV可实现智能参数调整及LVDT智能高选，更安全更方便实现在线故障检测及维修。

4) 增加关键环节的冗余度，如阀门定位的伺服模块、阀门位置反馈，进一步提高可靠性和在线的维护性。伺服模块

采取冗余配置、同时输出的工作方式。冗余模块之间的状态及健康信息可相互监测，实时判断；当任一方出现异常，自动退出，另一方自动累加补偿，切换到单模块工作方式，故障切换过程中阀门定位基本无扰动。三重容错的测速模块与端子板采取一对一配置，除了实现任意单点故障不影响系统正常运行外，还对输入输出环节进行分散设计，达到任意模块或端子板单点故障能很方便的维护及在线更换。

5) 友好的XDCNET2.3软件平台。支持在线组态和修改组态，无需编译和下装。软件平台包含有丰富专业的功能库模块。可视化组态，模块可读性好，易于使用和维护。利用虚拟控制技术，具备强大的仿真功能，多样的透平仿真模型，支持离线仿真，全工况模拟。

6) HMI画面维持原来的风格，界面基本实现无缝移植。操作运行人员基本上不需要额外培训，就能熟练掌握新系统的操作与监控。从用户使用的角度，大大减少了改造的风险。在维持原系统好的特点基础上，新系统提供了更加完善而又丰富的自诊断及报警信息，系统更加智能化。



图3 DEH-V操作及监视主画面

4. 功能特点

核电汽轮机相对常规同类机组，体积格外庞大，蒸汽工质参数低，各蒸汽阀门体积、管道容积及阀门行程大致是常规同容量机型的2~3倍。因此，核电机组对超速抑制的要求更高，措施及功能上需要更完善，特别是阀门的快关性能要求更好。

C1机组采用定负荷的运行方式，功率回路和调压力回

路需同步投入运行，为典型的串级回路调节负荷方式。

目前，恰希玛C1-C4机组并列运行在旁遮普省地方电网上，电网装机容量约为3500MW~4000MW，核电站单台机组容量占比超8%。如果出现单台机组因故跳闸的工况，对这样容量的较小电网冲击非常之大，可想而知。因此，对

控制系统的稳定性、可靠性要求非常高。由于电网容量小，电网频率波动频繁，高峰低谷时段的频率转速波动范围最大在 $\pm 45\text{rpm}$ ；在频率扰动的过程中，由于机组随频率的瞬态变化及发电机功率特性，在蒸汽阀门未变化的情况下发电机负荷也会跟随产生扰动，这对汽轮发电机的定负荷控制带来了挑战。

C1机组要求定负荷325MW，负荷控制精度在 $\pm 1.0\text{MW}$ 以下。为了克服频率对负荷的扰动，同时又要保证负荷的控制精度，这对系统的响应能力和控制策略提出了非常规的挑战。如果负荷控制效果不理想，会直接影响核岛蒸发器温度控制，严重时会导致蒸发器表面产生热应力、金属蠕变等，进而影响蒸发器长期使用寿命。

另外，值得一提的是由于电网容量及电气原因，恰希玛每年都会出现几例电气异常甩满负荷到厂用电的工况。带厂用电功能是恰希玛汽轮机控制系统的必备功能；此控制功能的成功与否，会直接影响是否需要连锁触发核岛停堆控制。汽轮机良好的厂用电控制方案，对核岛、常规岛的快速恢复起到至关重要的作用。

5. 改造总结

基于XDC800平台的核电DEH-V控制系统，采用成熟可靠的软硬件平台，结合新型核心透平专用模块的联合硬件架构。除了控制器、网络、通讯模块、交换机、电源等采取冗余配置外，对核心模块采取双冗余或者三重容错的配置，系统的整体可靠性比改造前有了较明显的提高。

本次改造周期短，工程设计、逻辑与画面转换、设计评审、项目管理、资料文档、培训、接待等任务艰巨，工作量大。团队执行成员之间通力协作，攻坚克难，在业主方的全力配合与支持下，项目按照计划的时间节点顺利推进，最后保质保量按时通过FAT及SAT各项测试。

改造后DEH-V控制系统自2017年5月份正式投入商业运行以来，各项功能得以严格考验和验证，已取得了客户的PAC认证。如图4、图5所示，当中历经几次电网频率的波动和电气故障甩负荷到厂用电运行的恶劣工况，系统运行平稳，可靠性、功能完备性及控制精度都经受住了严峻考验。

C1项目的顺利成功投运，并稳定运行至今，DEH-V的稳定性及可靠性得到了巴方的高度肯定和赞赏。

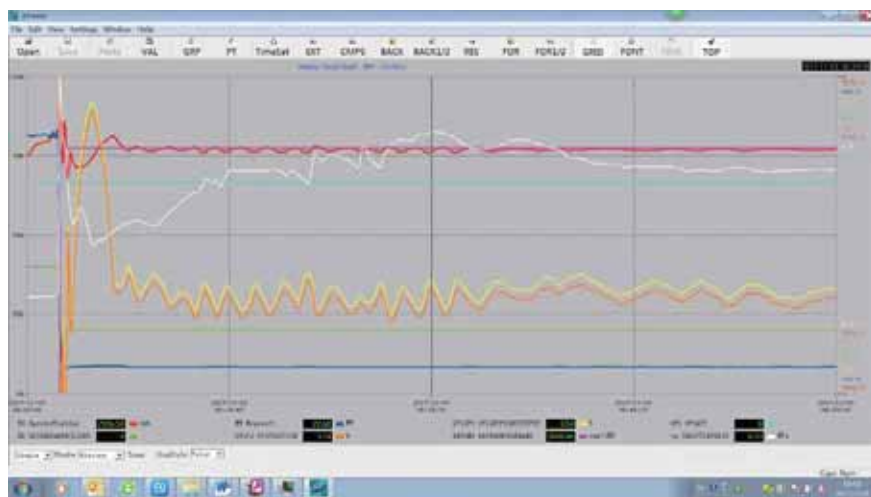


图4 C1机组带厂用电动态调节特性曲线

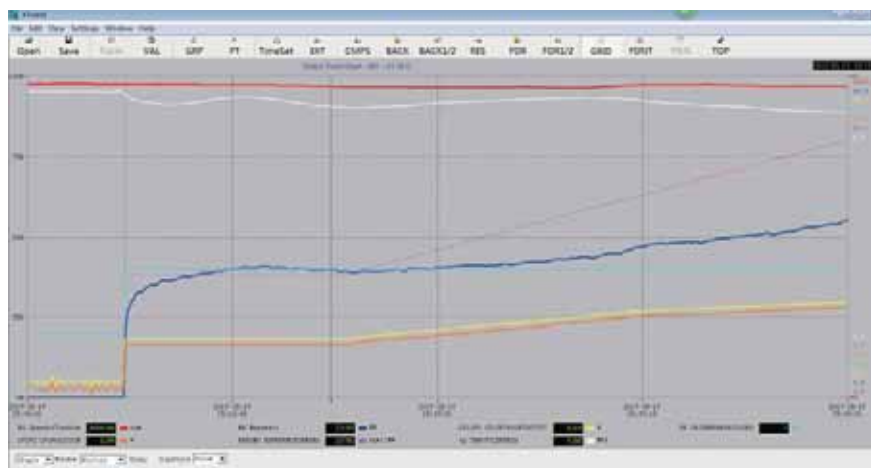


图5 C1机组带厂用电后核岛及汽机负荷快速恢复曲线

深能妈湾电厂#5、#6机组(2*320MW) DCS、DEH一体化改造实施总结

深能集团深圳妈湾电力有限公司 袁华林
上海新华控制技术(集团)有限公司 黄爱平

【摘要】 深能妈湾电厂#5、#6机组(2*320MW)DCS&DEH系统于2016年12月及2017年4月进行控制系统改造,采用上海新华集团XDC800控制系统升级替换了原XDPS400控制系统,新增天然气热风炉、循泵变频、空预器改造,并将吹灰系统、除渣系统、除灰系统等子系统也纳入了DCS系统中。本文对改造方案和改造过程进行介绍,对改造项目的准备、实施和投运经验进行总结。

【关键词】 XDC800, 320MW机组, 回路控制, 改造, 经验总结

引言

深圳集团妈湾电力有限公司位于深圳市南山区南头半岛西南端,距深圳市中心约25公里。总装机容量为1920MW,分三期建设。其中,一期#1、#2机组DCS系统为ABB INFI90;二期#3、#4机组DCS系统为ABB PROCONTROL;三期#5、#6号机组DCS系统为新华XDPS400+,分别于2002年11月和2003年7月投产,至今已稳定运行近15年。

因DPU主板、ISA网卡停产造成DPU备件不足,原集线器HUB故障率也逐渐升高,给三期两台机组的安全运行带来隐患,因此升级改造势在必行;由于原XDPS400+系统结构清晰,资料齐全,系统改造较容易,可为将来的一、二期ABB进口系统改造等提供宝贵经验。因此,决定首先对三期控制系统进行升级改造。

1. 改造方案

通过实地调研及综合评价,并根据技术方案、改造业绩和服务能力,最终确定上海新华控制技术(集团)有限公司(以下简称上海新华)为中标单位。中标后,上海新华立即安排经验丰富的项目经理,有条不紊地组织DCS系统改造前的各项准备工作,包含现场收资、测点排查以及电缆设计等。

本次改造用XDC800系统升级替换原XDPS400+系统。为了缩短改造工期,减少机柜拆装、电缆拆除重敷等工作量,确定拆除原DCS、DEH控制柜,在原位置安装由XCU及模块等设备组成的模件柜;保留原端子柜,原系统的IO电缆保持不变,仅仅将原端子板相应更换为新系统的转接端子板;端子柜改造时,只需拔出IO接线端子板旁边的整个接线端子,然后拆除原端子板,替换为新的转接端子板;再将整个现场来线的接线端子插回对应的接线端子板插槽,新端子板到新卡件仍通过37芯电缆连接,见如下图所示。



图1 改造前的端子板

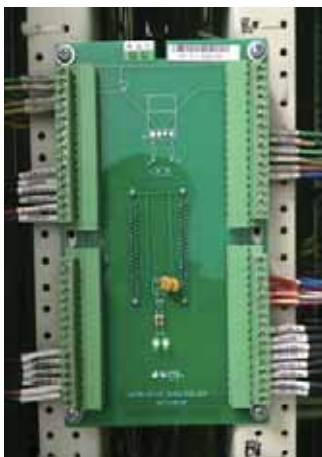


图2 改造后的端子板



图3 改造后模件柜+端子柜示意图(正面)

为了保持原操作方式和画面风格、控制策略组态,新系统的软件组态在原基础上无缝转换并进一步调整、优化和完善。

本次改造新增吹灰、干除渣、天然气热风炉、硬光字牌声光报警等系统,纳入DCS系统。同时将DEH、MEH系统的伺服子模块改造为冗余双伺服子模块控制系统。

本次改造除了满足实时系统和煤耗在线系统的通讯功能

外,还充分考虑接口数量、历史库容量等扩展问题,同时为今后火力发电智能化、信息化,提升电厂火力发电管理效率做充分考虑并留有相关接口。

单元机组配置5台操作员站、1台工程师站、1台历史站、1台SIS站、1台性能计算站、1台煤耗在线通讯站以及1台大屏幕管理站。下图为改造后的XDC800系统的系统布置图、网络结构图及集控室实景。

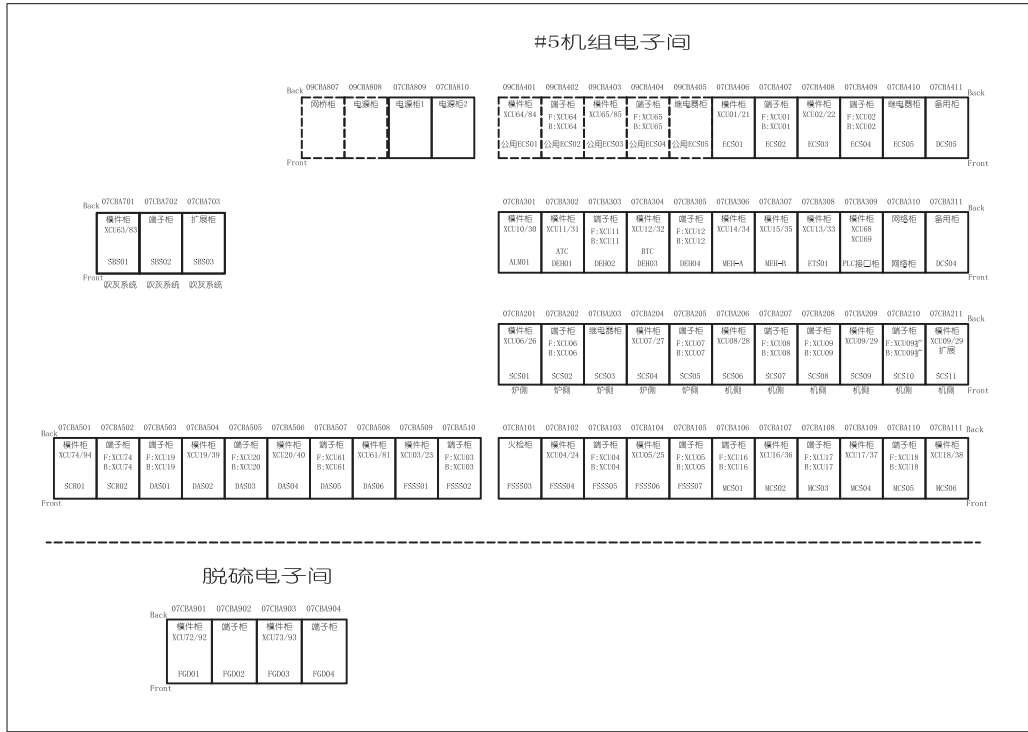


图4 主机系统布置示意图

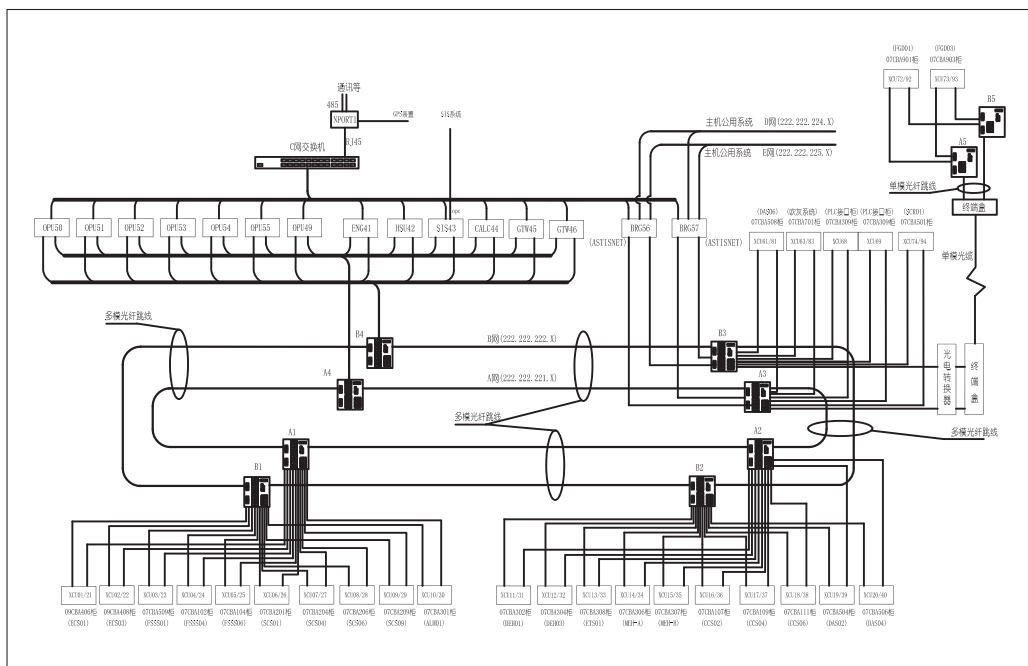


图5 主机网络拓扑结构示意图



图6 改造后的集控室全景

2. 改造实施

在机组DCS改造中，上海新华的技术人员完成了前期收资、现场排查及硬件系统设计、软件系统组态等工作；在现场单体及联合调试等工作中，得到了热工专业的大力配合。改造中，无论是前期准备、中期实施还是后期的调试投运等各项工作，均按计划顺利展开并取得良好效果。

2.1 前期设计

老机组DCS改造与新建机组有着很大的区别，前期准备工作显得尤为重要。需要根据机组的实际运行情况，先进行原系统的收资、调查等工作；这也是保证系统设计完整及将来机组调试、稳定运行的必要前提。同时，电厂各专业的深入参与和广泛配合，也不可或缺。

在改造工程立项后，为加强电厂内部各专业之间的配合与协调，电厂成立了由检修、运行各机、电、炉专业组成的DCS改造工作组，并设专人负责协调各专业的工作，经常性地召开信息交流会，由各专业进行技术沟通，在讨论中了解各专业的工作进展情况和技术要求。这样，很多问题就会得到及时解决，从而保证在DCS改造工作中能够有的放矢、少走弯路。

除成立工作组外，还高度重视工程设计联络会，尤其是在电厂召开第一次设计联络会（项目启动会）。这样有助于上海新华熟悉和了解原系统；因原系统已经有十余年的运行周期，控制逻辑及画面已经很成熟，所以在确定设计原则时，应尽量保持原系统的设计风格。

再有一点就是要重视图纸审核工作，对初步设计的施工图多次在现场反复检查，确保每个端子在新系统上能和原系统对应；分专业分系统认真地进行核对，核对后的图纸由

相应的负责人与上海新华沟通修改并再次核对确认，最后形成正式版施工图。

2.2 软件组态

DCS组态工作由上海新华和电厂共同承担，并确定上海新华项目经理为逻辑组态工作组负责人，各个子系统组态人员由上海新华公司配备，电厂派出多名工程技术人员全程参与，工作组负责人负责协调各方进度和联系解决问题，组员职责分工明确。这样分工协助，保证了各个子系统组态相对独立进行，节约了时间，同时整体组态整合有序，保证了系统的完整性，这也是DCS改造取得成功的经验之一。

电厂派出的多名工程技术人员自始至终全程参与了整个系统的组态工作，到组态结束时对新系统组态原理和逻辑控制方案都已熟悉，在系统测试期间也培养了故障判断、处理故障的能力，为DCS系统的日常维护和故障处理提供了技术保证，这也是保证三期DCS改造后得以长周期安全稳定运行的重要条件。

2.3 出厂验收

DCS出厂前需要严格按照验收标准进行各项软硬件测试验收工作。

硬件测试项目包括XCU切换试验、电源切换试验、XCU负荷率测试、网络负荷率测试以及基本的I/O通道测试、模块热插拔试验等内容，主要检验硬件的精度和可靠性，其中工作量最大的就是通道测试，测试范围要尽可能覆盖全系统，对模块、通道进行全面检验。对AI模块通过标准信号源，在通道上加信号进行测试；对AO模块则在工程师站上强制输出值，并在输出端子上测量其输出信号，计算其

误差值是否满足精度要求；对DI模件逐通道进行短接测试，对DO模件通过强制开关状态、测量其通断情况检查模件是否正常。

软件测试主要是对组态进行仿真试验，通过在相应通道上加仿真信号和强制等方式模拟现场的实际运行情况，验证各个系统的逻辑功能完善和正确性。通过反复测试，将组态中存在的一些的问题在出厂前得到修改和处理。

全面和有效的出厂测试能够使问题提前暴露出来，有助于对系统的整体情况作出客观的评价，又有利于厂家改进产品设计、提高产品质量，这是我们在改造工程中总结的又一项重要的经验。

2.4 现场安装和调试

安装质量是关系到整个系统能否稳定运行的关键。为了保证安装质量，在施工过程中严格执行安装工艺质量标准，比如机柜的绝缘、系统的接地等。施工前制定了详细的施工计划书和节点图，制定了一系列关于具体工作实施的规定，制定了详细的奖惩制度，以及热工专业、检修部、监理三级验收制度。施工和验收都以检修工艺质量标准为依据，结合工程实际制定具体措施。由于这种严格验收制度的保障，整个工程的施工工艺、质量得到了重要的保证。

DCS改造中，严格控制工期的时间节点，将DCS上电作为一个关键节点，力争早上电，为系统分部调试和整体调试赢取时间。运行人员全过程参与调试，在调试过程中对画面和逻辑上存在的问题，由发现部门填写《逻辑组态修改申请单》，详细说明逻辑上存在的问题和需修改的逻辑内容，由项目负责人签字确认后进行修改，工程结束后将所有的修改项目汇总存档，从根本上避免了逻辑组态修改的随意性，并为以后的技术改进工作提供了依据。

2.5 试运及投运

运行人员及早介入也是保证系统稳定运行的重要环节。在画面转换期间，组织运行人员培训及参与修改工作，在系统调试前对新的DCS系统就有了全面了解，为后期顺利地融入到调试工作中，也为顺利接手新的DCS系统打下坚实的基础。

3. 改造成效

#5机组改造工作于2016年12月份开始，2017年3月份结束，计划工期60天，实际有效工期52天；#6机组改造于2017年4月份开始，2017年6月份结束，计划工期55天，

实际有效工期48天。改造后两台机组的DCS系统运行稳定，机组一次启动成功，各项功能和性能指标均达到或超出设计要求。

三期#5、#6机组DCS系统经过升级改造后均一次性成功投入运行，这标志着本次改造圆满结束。本次项目的成功，离不开妈湾发电厂和上海新华等的通力配合与努力。

三期DCS系统改造牵涉面广、工期短，任何一方面出现问题，都会影响工程质量和进度。电厂在充分借鉴其他厂改造经验的基础上，依靠自身的力量，紧密地和DCS厂商联系、通力合作，以及在相关单位的有力支持下，按期保质保量完成DCS改造工作。

本次DCS系统的成功改造，我们得出如下重要收获和启示：

1)改造后的新华DCS系统的硬件结构简单，软件可读性强，操作性强，开放性高，系统稳定，故障诊断简洁并易于维护等系统特点都得到客户的一致好评。

2)改造期间新增大屏幕系统也连入DCS系统，使得运行人员通过1.2mm的LED大屏幕，能够清晰的监盘。

3)DEH/MEH系统的双伺服改造，使得系统更可靠，更稳定，更安全。

4)将原硬光字牌也纳入DCS系统，使得光字牌报警在操作员站上直接报警确认与监盘。

5)将吹灰、除灰渣PLC系统改为DCS系统，方便了检修人员的日常的设备维护，同时便于检修人员通读逻辑程序，相关专业人员的技术水平得到提高。

6)保持原回路控制卡的相关功能，同时进行了通道的细分及相关优化功能。

7)实现ECS系统的内同期功能，使得DCS系统的同期卡完全处于机组并网热备状态。

8)同时指出了新系统需要完善的功能，是新系统更具有竞争优势。

9)DCS系统改造与其他改造系统的相结合，有效提升了机组的经济性，节能技术进一步提高。

10)三期DCS系统改造为一、二期DCS系统改造提供了宝贵的经验。

总体来说，使用XDC800系统实现对XDPS400系统的一体化改造是完全可行的。改造后，由于画面与组态的完全移植，保持了原系统的操作和运行习惯，使得运行人员完全感觉不到系统使用起来有什么不同，不存在需要重新适应的过程。而且，这种改造方式的安全性在经过长时间运行实践，已得到了充分的验证。

大唐淮南洛河发电厂#4机组(300MW) DCS一体化改造实施总结

大唐淮南洛河电厂 王鸣 王云进

【摘要】 大唐淮南洛河发电厂#4机组于2012年9月进行了控制系统改造,使用上海新华XDC800更换了原有老旧的WDPF-II系统,新增了SBC、ECS、BPC子系统,并将原DEH-III A与XDC800进行了一体化。本文对改造方案和改造过程进行了介绍,对改造项目的准备、实施和投运经验进行了总结。

【关键词】 XDC800, DEH-III A, 洛河电厂, 300MW机组, DCS一体化, 改造, 经验总结

引言

大唐淮南洛河发电厂位于安徽省淮南市大通区洛河镇境内,全厂装机容量2500MW,分三期建设,一期为两台 2×320 MW亚临界机组,2002年进行过全面技术改造,采用新华XDPS400控制系统代替原来的常规仪表控制;二期为两台 2×300 MW亚临界机组,1997年投产,当时采用的是由美国西屋公司生产的WDPF-II型DCS控制系统;三期为两台 2×630 MW超临界机组,使用的是ABB SYMPHONY控制系统。

二期#4机组WDPF-II产品经过十几年运行,元器件老化严重,并且备件采购困难、故障频发,曾因DCS原因造成机组非计划停运事件,给电厂造成重大损失。

经慎重考虑,决定对原DCS系统进行改造。DCS改造在2008年底完成招标定标工作,通过综合评价及实际调研了解,并根据以往的合作经验,最终确定上海新华控制技术(集团)有限公司为中标单位,随后即有条不紊地开展改造前的各项准备工作。

改造工作于2012年9月份开始,2012年10月份结束,计划工期50天,实际有效工期42天。改造后DCS系统运行稳定,机组一次启动成功,DCS各项功能均达到或超出设计要求,至今未出现由于DCS问题导致的设备损坏、机组降出力、非计划停运等事件。

1. 改造方案

本次改造以XDC800系统替换原WDPF-II系统,新增

ECS和SBC系统,同期对旁路系统实施改造,实现旁路控制一体化,并将DEH/MEH的DEH-III A系统一体化整合进改造后的XDC800系统;同时在集控室预留操作台位置,DCS预留通讯接口,为下一步“两机一控”创造条件。

新改造的XDC800系统由分散处理单元XCU、过程I/O、数据通讯系统和人机接口组成。图1为改造后洛河#4机组XDC800分散控制系统结构图。

系统配置5台操作员站(OPU 51~OPU 55)、1台工程师站(ENG 41)、1台历史数据记录站(HSR 42)、1台SIS接口站(SIS 43)以及18对分散处理单元(XCU1/21~XCU18/38)。其中XCU01~03为BMS系统,XCU04为ECS系统,XCU05~09为SCS系统,XCU10~14为MCS系统,XCU15~16为DAS系统,XCU17~18为SBC系统。其中,旁路系统控制根据功能分别并入MCS和SCS系统。

2. 改造过程

在#4机组DCS改造中,洛河电厂承担了该系统的设备选型、工程施工的全部工作,并联合上海新华控制技术(集团)有限公司技术人员完成了硬件系统设计、软件系统组态、分体及联合调试等工作。改造中,无论是前期准备,中期实施,以及后期的调试投运等各项工作,均有有条不紊的展开并取得良好效果。

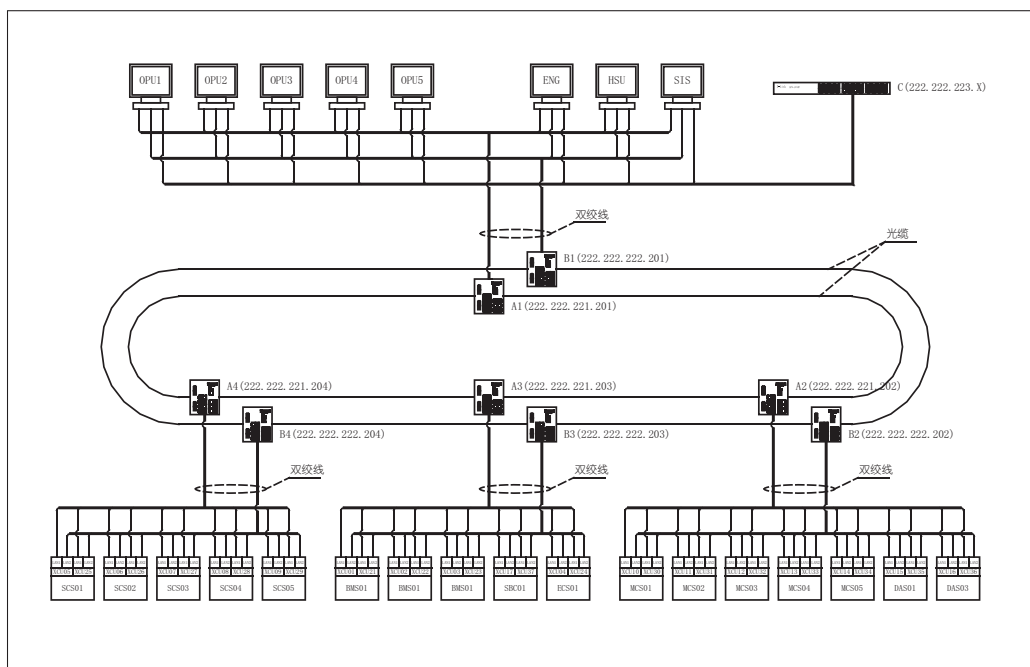


图1 洛河发电厂#4机组XDC800系统结构图

2.1 前期准备

老机组DCS改造与新建机组有着很大的区别，前期准备工作显得尤为重要，要根据机组的实际情况编制技术规范书，收集详尽的原始资料，包括原系统的I/O清单、端子排接线图、SAMA图、逻辑图，要收集各种设备联锁、保护条件以及控制方案，原有和新增加的设备清单及详尽的技术参数等，同时要现场设备逐一核对，确保图纸与实际一致。

在改造工程立项后，为加强电厂内部各专业之间的配合与协调，电厂成立了由热工、电气、运行（机、电、炉）专业组成的DCS改造工作组，并设立专人负责，协调各专业的工作，经常性地召开信息交流会，由各专业进行技术沟通，在讨论中了解各专业的工作进展情况和技术要求，这样，很多问题就会得到及时解决，从而保证在DCS改造工作中能够有的放矢，少走弯路。

除成立工作组外，我们还高度重视工程设计联络会，尤其是第一次设计联络会（项目启动会），第一次设计联络会应尽可能在电厂方召开，这样有助于DCS厂商（设计方）能熟悉和了解原系统，因原系统已经有十余年的运行周期，控制逻辑及画面已经很成熟，所以在确定设计原则时，应尽量保持原系统的设计风格。

再有一点就是要重视图纸审核工作，对初步设计的施工图我们多次在现场反复检查，确保每个端子在新系统上能和老系统对应。分人分系统认真地进行核对，核对后的

图纸由相应的负责人与DCS厂家沟通修改并再次核对确认，最后形成正式施工图。

2.2 系统组态

DCS组态工作由电厂和新华共同承担，并确定新华项目经理为逻辑组态工作组组长，各个子系统组态人员由新华公司配备，电厂派出4名工程技术人员全程参与，组长负责协调各方进度和联系解决问题，组员职责分工明确。保证了各个子系统组态相对独立进行，节约了时间，同时整体组态整合有序，保证了系统的完整性，这也是DCS改造取得成功的经验之一。

洛河电厂4名工程技术人员由始至终全程参与了整个系统的组态，到组态结束时对系统组态原理和逻辑控制方案都已经非常熟悉，在系统测试过程中也培养了故障判断、处理故障的能力，为DCS系统的日常维护和故障处理提供的技术保证，这也是保证#4机组在DCS改造后得以长周期运行的重要条件。

2.3 出厂验收

对于DCS系统的出厂验收，我们严格按照DCS系统出厂的验收标准进行各项软硬件测试。硬件测试项目包括I/O通道测试、模块热插拔试验、XCU切换试验、电源切换试验、XCU负荷率测试、网络负荷率测试等内容，主要

检验硬件的精度和可靠性，其中工作量最大的就是通道测试，测试范围要尽可能覆盖全系统，对模块、通道进行全面检验。

对AI模块通过标准信号源加信号测试、对AO模块则在工程师站上强制数值并测量其输出信号，计算其误差值是否满足精度要求；对DI模块逐通道进行短接测试、对DO模块通过强制开关状态，测量其通断情况检查模块是否正常。

软件测试主要是对组态进行软件仿真试验，通过在相应模块上加仿真信号和强制等方式模拟现场的实际运行情况，验证各个系统的逻辑功能是否完善和正确，自动回路反应是否及时、调节是否稳定，通过反复测试，将组态中存在的一些的问题在出厂前得到修改和处理。

全面和有效的测试能够提前把问题发现出来，有利于我们对系统的整体情况作出客观的评价，又有利于厂家改进产品设计、提高产品质量，这是我们在改造工程中总结的又一项重要的经验。

2.4 运行准备

运行人员及早介入也是一个重要的问题。在逻辑组态期间组织了运行人员培训及参与逻辑修改工作，在系统调试前对新的DCS系统就有了全面了解，为后期顺利地融入到调试工作中，也为顺利接手新的DCS操作系统打下坚实的基础。

2.5 现场安装和调试

安装质量是关系到整个系统能否稳定运行的关键，为了保证安装质量，在施工过程中严格执行安装工艺质量标准。

施工前制定了详细的施工计划书和节点图，制定了一系列关于具体工作实施的规定，制定了详细的奖惩制度。制定了分场、设备部、监理三级验收制度。施工和验收都以检修工艺质量标准为依据，结合工程实际制定具体措施。由于这种严格验收制度的保障，整个工程的施工工艺、质量得到了重要的保证，机柜布线明晰合理、接线简洁美观，没有出现返工现象。

DCS改造中，严格控制工期的时间节点，我们将DCS上电作为一个关键节点，力争早上电，为系统分部调试和整体调试赢取时间。运行人员全过程参与调试，在调试过程中对逻辑上存在的问题，由发现部门填写《逻辑组态修改申请单》，详细说明逻辑上存在的问题和需修改的逻辑内容，由项目负责人签字确认后进行修改，工程结束后将所有的修改项目汇总存档，从根本上避免了逻辑组态修改

的随意性，为以后的技术改进工作提供了依据。

3. 经验总结

通过以上的的工作，洛河#4机组DCS改造做到了全过程可控、在控，该项目于2012年8月10日正式开工，在施工人员和新华现场服务人员的共同努力下，DCS系统于2012年9月10日一次上电成功，11月14日机组点火一次成功，11月16日机组并网一次成功，在11月30日完成了所有热态调试，顺利投入AGC、一次调频、RB等功能，整套系统运行稳定，各项技术指标满足DCS技术规范要求，机组自动投入率达100%、保护投入率达100%、仪表投入率达99.9%。

DCS系统改造牵涉面广、工期短，任何一方面出现问题，都会影响工程质量和进度。电厂在无改造经验的基础上，需依靠自身的力量，紧密地和DCS厂商联系、通力合作，以及在相关单位的有力支持下，才有可能按期保质保量完成DCS改造工作。

在整个改造过程中，我们认为有以下几点经验值得借鉴：

- 1)前期准备科学组织，各项工作衔接考虑周密；
- 2)电厂技术人员及早参与；
- 3)逻辑组态分工明确；
- 4)电厂各专业以及DCS厂家密切交流；
- 5)出厂验收严格把关；
- 6)调试工作完整全面。

洛河电厂#4机组DCS改造就是遵循这一原则，在电厂各专业及新华的通力合作下，改造工程取得了巨大成功，为洛河电厂创造机组长周期运行历史奠定了良好基础，相信也能为其他同类型机组的DCS改造提供了有益的借鉴。

大唐淮南洛河发电厂#1机组(300MW) DCS一体化改造方案

上海新华控制技术(集团)有限公司 王步俊

【摘要】 大唐淮南洛河发电厂#1机组DCS一体化改造,使用XDC800升级替换了原XDPS400控制系统。本文对本次改造情况进行了详细的介绍,阐述了使用XDC800升级XDPS400系列系统的可行性和独有的便利性。

【关键词】 洛河发电厂,300MW机组,DCS,改造,XDC800,XDPS400

1. 机组概况

大唐淮南洛河发电厂#1机组于1985年投产,2002年进行了技术改造,由直流锅炉改为控制循环汽包炉,更换汽轮机高、中压缸和低压内缸,并更换了热控DCS系统。当时,DCS系统选用的是上海新华控制技术(集团)有限公司的XDPS400产品。

由于XDPS400系统是在上世纪90年代推出的,受限于当时的技术条件,系统实时网络的带宽只有10Mbps,采用同轴电缆总线拓扑结构,系统扩容的能力有限,稳定性较差。另外,DCS系统经过10多年的运行,很多电子元器件已接近其使用寿命,这给机组的运行安全埋下了一定的安全隐患。基于以上原因,业主决定借#1机组大修的机会,对控制系统进行改造。改造后使用的控制系统,是上海新华控制技术(集团)有限公司的新一代控制系统XDC800。

2. 改造情况

2.1 控制系统总体设计

#1机组原控制系统的控制范围涵盖BMS、SCS、MCS、BPC、DAS、ECS、DEH及MEH。改造后控制系统的控制范围除了涵盖之前的所有功能外,还增加了吹灰控制系统、脱硝控制系统、低氮燃烧控制系统。另外,本次改造还采用XDC800系统远程IO,替换了原IDAS智能前端,直接采集过热器、再热器管壁温度、发电机线圈、铁芯温度、一/二次风风速信号,减少了原系统与异构系统的通讯环节。

XDPS400控制系统总共包括42个机柜,其中控制柜19个,端子柜20个,扩展继电器柜2个,电源柜1个。其电子间布置图如图1所示。

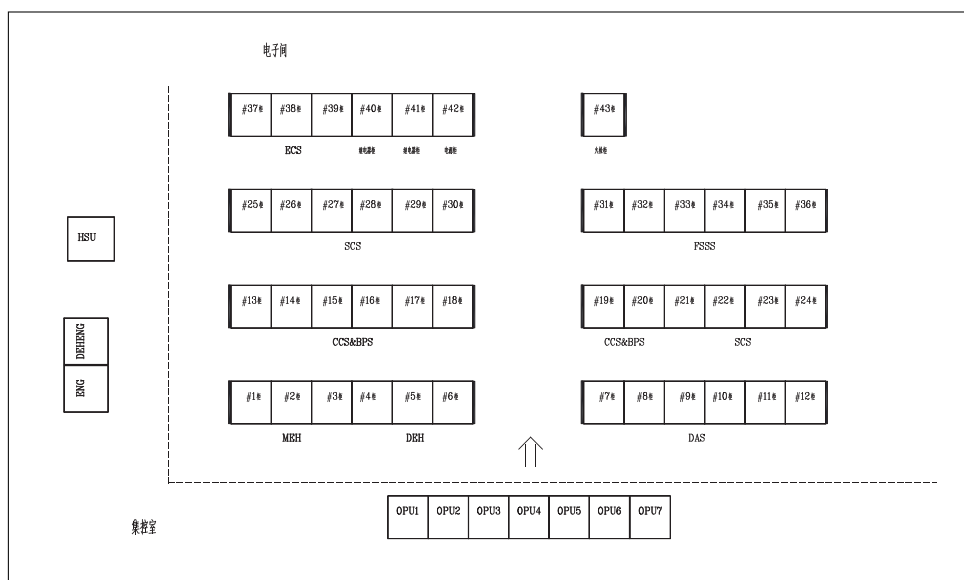


图1 XDPS400控制系统布置图

由图1可见，电子间中所有机柜共被分为8组，每组机柜最多包含6个机柜。XDPS400控制系统每个机柜的尺寸统一为700×700×2235（宽×深×高，单位mm），一组机柜的总长度为4200mm。

XDPS400控制系统机柜通常采用“控制柜+端子柜”的布置方式，其典型布置图如图2所示。控制柜中安装

DPU、IO卡件、开关电源、220VAC电源切换装置；端子柜中安装端子板。从生产现场来的所有I/O信号电缆，全部接到端子柜内的端子板上。卡件与端子板之间通过预制电缆相连，完成现场信号的采集，并完成对现场马达、执行器等设备的控制。

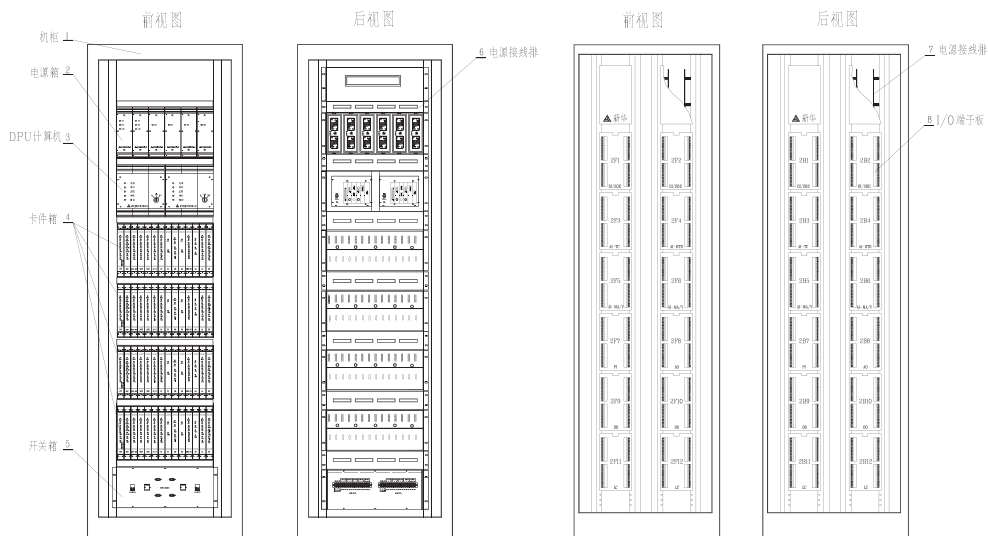


图2 XDPS400系统典型控制柜+端子柜布置图

XDC800系统则没有控制柜与端子柜之分。从生产现场来的I/O信号电缆，大部分直接接到控制柜中的I/O模块上；用于驱动现场设备的开关量驱动信号，以及与回路控制相关的I/O信号，则接到扩展柜中的DO继电器端子板或LC

回路控制端子板上。因此，XDC800系统所需的机柜数量要比XDPS400系统机柜数量少很多，这样一来就为系统扩容腾出了很大的物理空间。改造后的控制系统布置图如图3所示。

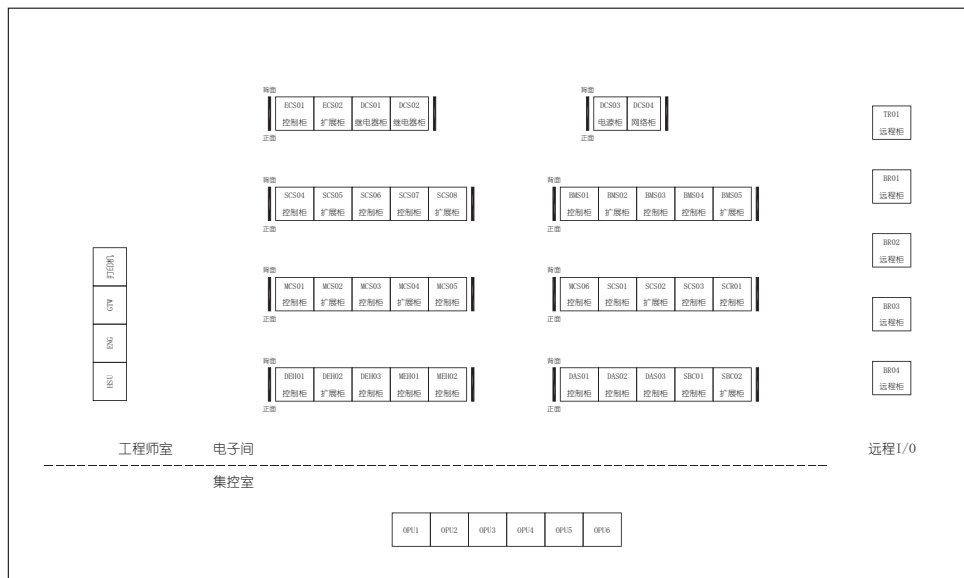


图3 XDC800控制系统布置图

由图3可见，经扩容改造后的XDC800系统总共包括36个机柜，其中控制柜22个，扩展柜10个，扩展继电器柜2个，电源柜1个，网络柜1个。机柜保留了原先的分组样式，同样也被分为8组，但每组机柜最多只包含5个机柜。机柜选用的尺寸为800×700×2200（宽×深×高，单位mm），故一组机柜的总长度为4000mm，比改造前缩短了200mm。

2.2 I/O测点排卡

控制系统总体设计工作完成后，接下来的主要工作就是I/O测点排卡。由于是改造项目，所以在进行I/O测点排卡工作时，既要充分吸收原系统分配测点的思想，又不能完全照搬，需要与新系统的特点相结合。

要进行I/O测点排卡工作，还必须对机组的运行工艺有充分的了解，既要做到功能集中，减少DPU之间上网测点的引用，又要做到风险分散，降低DCS单个设备故障对机组安全运行的影响。

经过统计，#1机组扩容改造前后的I/O测点统计结果如下（不含DEH/MEH、脱硝）：

测点类型	扩容改造前	扩容改造后
4~20mA	905	1034
RTD	261	475
TC	287	460
AO	62	100
DI/SOE	2575	2770
DO	1327	1470
PI	2	2
合计	5419	6311

表1 I/O测点分配表

本次#1机组大修不更换现场I/O信号电缆，因此在进行I/O测点排卡的时候，必须对原XDPS400系统的测点排布情况进行详细的了解，以避免由于原电缆长度不够而需要进行对接的工作。好在受益于XDC800系统的体系结构，要做到这一点，并不需要太费劲。

首先，由于新控制系统机柜数量的缩减，机柜在就位时可充分利用电缆进线的走向；其次，XDPS400系统机柜接线的高度为从460~1938mm，而XDC800系统机柜接线的高度为从380~1680mm，XDC800系统机柜的接线高度普遍要比XDPS400系统机柜低。

2.3 工程组态

工程组态通常是DCS系统改造过程中最核心的一项工作，直接关系到整个项目的成败。由于改造项目普遍工期较短，机组一旦启动即进入商业运行，留给DCS系统联调的时

间更是少之又少。这样一来，就对组态软件的完整度及与旧版软件的相似度提出了极高的要求。

另外，机组经过10多年的运行，运行人员对原控制系统的流程画面的各个环节都已非常适应。因此，改造后的控制系统也必须很好地照应到运行人员的这种需求。

得益于公司研发人员对XDPS400系统的深入了解，XDC800系统可完整地对XDPS400系统的逻辑组态、流程图进行移植。调试人员甚至无需对MCS系统的PID参数进行调整，即可保证原系统的控制品质。

3. 结语

XDC800系统的稳定性和可靠性，在国内多个机组的新建与改造项目中，已得到了充分的验证；而作为XDPS400的升级产品，用XDC800系统替换XDPS400系统更有其独有的便利性，这也必将在本项目接下来的调试投运过程中得到印证。

就在本项目DCS在厂内生产组装的同时，传来喜讯：在#2机组控制系统改造项目招标中，新华XDC800以综合优势再一次赢得了客户认可，顺利中标，整体改造机组原XDPS400系统。

我们深信，高性能、高性价比的XDC800产品将会越来越多地应用在国内、外XDPS400系列产品的升级改造项目中，继续发扬新华传统，“为用户创造价值，为社会创造价值”。

修订版注：

1号机组改造后已于2014年1月顺利投运，并稳定运行至今。

北方联合电力乌拉山发电厂#5机组(300MW) DCS、DEH升级改造案例

上海新华控制技术(集团)有限公司 黄爱平
北方联合电力乌拉山发电厂 蔺学军 房维

【摘要】 XCU-net是新华最新研制的新一代控制器,以高性能微处理器为核心,基于嵌入式实时操作系统Win CE平台,具有高性能、低功耗、高可靠性等优点;以XCU-net为核心、结合新一代软件平台OnXDC2.0的配置方案,非常适合升级改造XDPS400系列产品。本文简要介绍了XCU-net在乌拉山发电厂#5机组DCS、DEH一体化升级改造项目上的应用情况。

【关键词】 XCU-net, 改造, 冗余, 移植, XDPS-400

引言

内蒙古北方联合电力乌拉山发电厂2×300MW机组DCS、DEH及空冷系统(ACC)采用XDPS-400+系统,机组于2006年投入运行至今。单元机组共19对DPU,13台HMI站;空冷系统共2对DPU,使用冗余网桥Asdpu方式与单元机组通讯;上层网络结构为赫斯曼交换机构成的100Mbps冗余光纤自愈式环网;下层网络结构为10Mbps双BCnet以太网结构。

由于电子产品的更新换代,导致原系统的DPU主板、ISA网卡停产,造成DPU备件不足,给机组安全运行带来隐患。本次#5机组控制系统升级改造,在保持原系统中所有控制柜、端子柜、IO卡件及端子板均不改动的前提下,将控制

器DPU升级为新型XCU-net,所有上位站HMI更换为目前最新主流配置工控机,DCS软件系统则整体升级为OnXDC2.0,提高了系统的运行速度、并延长了历史记录保存时间,最大限度地提高了系统的可靠性和可用性。同时,把空冷系统与单元机组的网桥结构取消,统一纳入单元机组控制系统。

1. 升级改造过程

原#5机组共分三个电子间,分别为汽机电子间、锅炉电子间及空冷系统电子间,系统布置见图1。

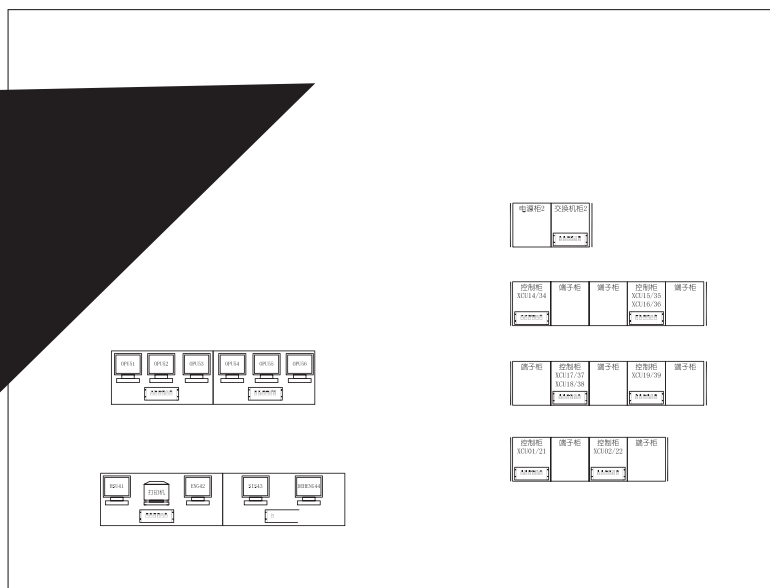


图1 系统布置图

DPU共21对，分别为：

1)汽机电子间

DEH系统：DPU01/21、DPU02/22；

TMCS系统：DPU14/34；

TSCS系统：DPU15/35、DPU16/36、DPU17/37、DPU18/38、DPU19/39。

2)锅炉电子间

FSSS系统：DPU03/23、DPU04/24、DPU05/25；

BSCS系统：DPU06/26、DPU07/27、DPU08/28；

BMCS系统：DPU09/29、DPU10/30、DPU11/31；

ECS系统：DPU12/32、DPU13/33。

3)空冷系统电子间

ACC系统：DPU71/91、DPU72/92。

系统升级采用新一代的XCU控制器完全代替原XDPS-400系统的DPU，安装在原XDPS-400系统的DPU卡箱位置。为了和原位置空间等保持一致，专用组件配置2个冗余XCU和两个冗余的24V电源。每个电源分别同时给两个XCU供电，使每个XCU均有两路冗余电源输入，增加了XCU的可靠性。

锅炉电子间与汽机电子间的所有XCU节点号与原来保持一致。因空冷系统并入单元机组，故将原DPU71/91、DPU72/92更换成XCU64/84、XCU65/85。

XCU-net通过原系统的集线器HUB与原站控卡BC-net进行下位I/O通讯，完全兼容原系统的所有类型I/O卡件；XCU-net通过接入原赫斯曼交换机，与操作员站等人机接口站构成冗余容错自愈式环形实时数据网，网络结构和通信方式保持不变；原XDPS-400的机柜、交换机、直流开关电源、I/O卡件、BC-net卡件和I/O端子板则完全不变，从而现场电缆也完全不需改动。

XCU-net控制软件平台采用OnXDC2.0 SP3版本，以完全兼容的方式与BC-net通讯。

XCU-net替换DPU后的效果图见图2。



图2 正面效果图

HMI站全部替换为主流配置工业工控机，软件平台则升级成OnXDC2.0版本。OnXDC2.0软件与XDPS-400的逻辑和画面完全兼容；原组态文件仅需进行简单的保存和转换，即可在新平台上使用，从而保持电厂原有的热控维护技术和运行习惯。

2. 应用软件的无缝移植

考虑到运行人员比较习惯原系统的画面风格，同时为了确保不改变外部电缆连接，在升级改造过程中，应用软件部分如组态、画面及参数等，均参照原XDPS-400系统设计，延续了XDPS-400的控制策略、图形画面和运行方式。将XDPS-400的逻辑和画面通过移植和转换，以完全兼容的方式在新平台软件OnXDC2.0中应用，从而在保留XDPS-400成熟可靠控制逻辑同时，又能获得升级版软件便利和丰富的设计功能。

控制组态逻辑与显示画面的移植是改造的核心工作，移植的同时考虑到新软件与原XDPS-400系统的软件的区别；移植过程中不仅仅包括算法的移植，还必须包括控制参数、整定参数的移植，全面仔细的检查控制组态与显示画面移植工作。图3和图4为改造升级后新系统的图形画面和控制组态界面。



图3 系统操作画面

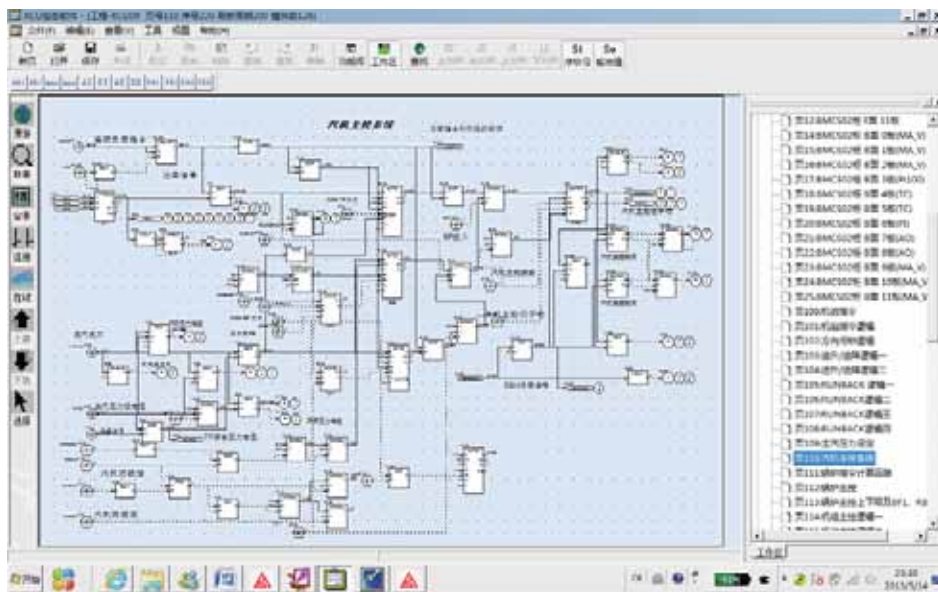


图4 系统组态画面

3. 结语

在对新系统硬件设计和软件组态之前，对XDPS-400系统进行了详细的调研和分析，这是保证系统改造项目顺利完成的前提和基础。在厂内对XCU下装新控制组态和图形画面，并经过严格软、硬件测试，进行大量仿真试验，才能保证系统改造顺利、安全、快速投运。

在项目实施过程中，用户和新华密切配合，派专人到新华厂内进行了仔细全面的检查和试验，提出了宝贵的建议；同时，双方还配合纠正了原XDPS-400系统的不足之处

及遗漏，使整个系统得到了优化。

改造后，XCU-net功耗低、运算速度快、单独冗余供电；人机接口站硬件升级，操作使用更加流畅；新一代软件平台功能增强；有效提高了系统的可靠性及可用率。用户委托西安热工院对改造后系统做了详尽严格的功能测试、性能测试和兼容性测试，结论认为：本项目采用的改造升级完全兼容XDPS400系列产品，改造后系统稳定可靠，为升级改造XDPS400系列产品提供了有益借鉴。

DCS (XDC800) 与 DEH/MEH (XDPS400) 一体化实施案例

大唐淮南洛河电厂 王鸣 王云进

上海新华控制技术 (集团) 有限公司 王步俊 刘晓青

【摘要】 大唐淮南洛河发电厂#4机组于2012年9月进行了控制系统改造，使用上海新华新一代分散控制系统XDC800更换了原有老旧的WDPF- II 系统。改造后的DCS与原DEH/MEH系统直接无缝集成在同一网络中，实现了真正意义上的一体化运行。

【关键词】 XDC800，XDPS400，洛河电厂，300MW机组，DCS/DEH/MEH一体化，改造

1. 机组情况介绍

大唐淮南洛河发电厂始建于1982年，现装机容量为2440MW，设备技术、经济指标均居全国同类型机组前列。#3、4机组是二期项目建设的两台300MW亚临界燃煤机组，分别于1998年、1999年相继投产。两台机组的DCS系统使用的是西屋公司的WDPF- II，DEH系统使用的上海新华的DEH-III A。

由于原DCS系统已运行多年，设备元器件老化，故障频发，且备品备件早已停产，这些问题给机组运行安全埋下了一定的隐患，同时也给热工人员检修和维护带来了很大的难度。2009年，利用#3机组大修的机会，使用上海新华的XDC800系统对原WDPF- II 系统进行了改造，改造后的DCS功能涵盖FSSS、MCS、SCS、ECS、DAS及SBC系统。改造工作进行得非常顺利，到目前为止，XDC800系统已稳定运行了4年多。

但#3机组控制系统的改造还是不完全的，DCS与DEH/MEH系统仍旧各自独立，系统之间只有少量的硬接线相连，实时数据不能互访，DEH/MEH系统的操作员站仍需独立配置。有鉴于此，2012年，利用机组大修的机会，对#4机组DCS、DEH/MEH系统进行了一体化改造。

2. 一体化改造原则

#4机组DEH/MEH系统使用的是新华公司早期的产品XDPS400，虽然经过近10年的运行，DEH/MEH系统很多部件的运行状况还是良好的。

因此，不想对其实施大的改造动作，提出的原则就是：机柜不动、卡件不动、接线不动，以最小的改动实现与DCS系统的一体化。

3. 一体化改造工作

基于一体化改造原则，在DCS系统改造之初，做了大量的准备工作。不对DEH/MEH进行大的改动，我们就从DCS侧想办法，通过对DCS进行少量的适应性改动，使其去适应DEH/MEH系统的使用环境。

一体化改造的主要工作有：

3.1 控制器节点规划

XDC800系统与XDPS400系统采用的都是分布式数据库的技术，每一对冗余控制器节点都仅包含整个数据库系统的一个子集，冗余控制器节点只对其自身数据库子集中的数据进行更新，并将其发布到网络上供其它控制器节点或人机接口站调用，整个数据库系统的全集仅包含在人机接口站中。

不同控制器的区分是靠对其设置不同的节点号实现的，同一个网络上的每一个控制器都必须设置不同的节点号。因此，在实施DCS/DEH/MEH一体化工作之前，需要对整个控制系统内的控制器节点做一个整体的规划。

原DEH/MEH系统控制器的节点号分别为1/21、2/22、3/23、4/24，这些节点号在DCS系统中已有分配。考虑到DCS系统中节点数量较多，且为了保持与#3机组对应，决定对DEH/MEH系统控制器的节点号进行修改。修改后的节点号分别为61/81、62/82、63/83、64/84。

3.2 数据库整合

重新规划好#4机组控制器节点后，接下来的工作就是对DCS、DEH/MEH系统的数据库进行整合。

由于XDC800、XDPS400系统均支持文本格式的数据库编辑方式，且两者的格式完全一致。所以，只需将DEH/MEH系统的数据库完整地追加到DCS系统数据库之后

即可。DCS、DEH/MEH 所有人机接口站的数据库统一后，需分别对各自系统的控制器重新下装组态，便可完成两套系统的数据库整合工作。

3.3 网络连接

网络连接主要包括两方面工作：硬件连接、软件设置。

本次一体化改造，仍旧保留了两个系统相对独立的网络拓扑结构。DCS 系统使用的是光纤冗余环网，DEH/MEH 系统使用的是星型以太网，两个网络之间通过 RJ45 网线相连。

网络物理连接完成后，两套系统还是无法实现数据共享。需要采用专用工具对 DCS 系统的网络属性进行设置，针对每个节点将“网络类型”选择“XDPS 类型”。

设置好 DCS 系统所有网络节点后，在上位机中打开 XDCNET 自检程序，此时所有的 DCS、DEH/MEH 都应显示为在线。

3.4 流程图转换

#4 机组 DCS、DEH/MEH 一体化改造之前，DEH/MEH 系统只有 1 台操作员站。如果该操作员站出现故障，运行人员只能通过硬手操盘对汽轮机调阀进行操作，而无法对汽轮机整体情况进行监控。这种情况对机组安全运行是非常不利的。

DCS、DEH/MEH 一体化改造完成之后，DEH/MEH 系统与 DCS 系统可以共享操作员站。这样一来，在任何一台 DCS 操作员站上都可以实现对 DEH/MEH 系统的完全监控。

要做到这一点，就需要在 DCS 系统中制作一套 DEH/MEH 系统的流程画面，而这也可以通过软件工具自动完成。如图 1 所示，在 XDCNET 图形制作程序中，提供了这样的工具，使用起来非常的方便。

转换后的 DEH 主控画面、MEH 主控画面分别如图 2、图 3 所示。

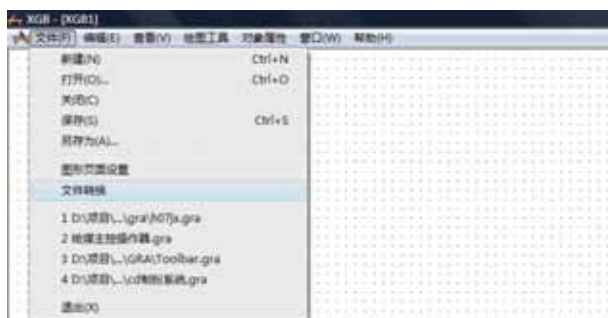


图1 流程图转换



图2 DEH主控画面

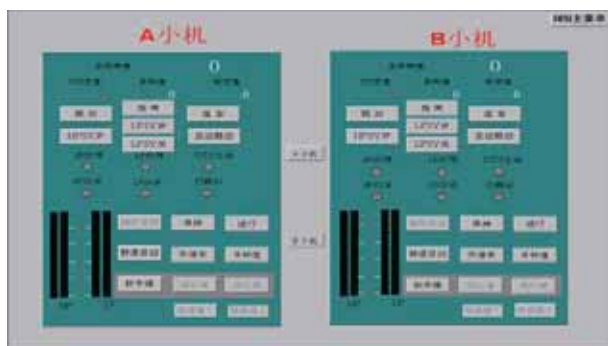


图3 MEH主控画面

4. 总结

总体来说，使用 XDC800 系统实现对 XDPS400 系统的一体化改造是完全可行的。改造后，运行人员完全感觉不到系统使

用起来有什么不同，不存在需要重新适应的过程。而且，这种改造方式的安全性在经过长时间运行实践，已得到了充分的验证。

XDC800在贵州盘南电厂 3号炉低氮燃烧改造中的应用案例

上海新华控制技术（集团）有限公司 范厚华

【摘要】 本文对XDC800在贵州盘南电厂3号炉低氮燃烧改造中的应用情况进行了介绍，并对XDC800在XDPS400平台上的增补扩容过程进行了较为详细的描述。大量成功业绩表明，XDC800与XDPS400系列产品完全兼容，是XDPS400系统扩容、增补、升级和改造的最佳选择。

【关键词】 盘南电厂，600MW，低氮燃烧，XDC800，XDPS400，一体化应用

1. 概述

贵州盘南电厂装机容量4×600MW机组，其中#3、#4机组锅炉采用上海锅炉厂有限公司产的亚临界、强制循环汽包炉，DCS控制系统为上海新华控制技术（集团）有限公司（以下简称新华集团）生产的XDPS400+系统。

2012年，该公司启动了3号炉低氮燃烧技术改造工程，控制系统选用了新华集团XDC800系统，无缝接入主机XDPS400+系统。

2. 硬件配置

盘南电厂3号机组DCS控制系统原配置37对DPU，本次改造新增2对XCU，XCU号分别为64号和74号，无缝接入原DCS系统网络。其中64号XCU主要完成烟风系统控制，74号

XCU主要完成微油微气点火系统和BC、DE层煤气掺烧系统控制。系统原配置了1台通讯管理机、1台历史站、2台工程师站，6台操作员站，本次改造新增了1台工程师站、1台操作员站。新增控制器每1对配置1个控制柜，共2个控制机柜，安装在电子设备间备用槽位，新增机柜网络配置如图1。

由于本次改造采用的控制系统硬件是XDC800系统，控制器是XCU控制器，接入网络后XDPS系统并不能识别和检测到新增的控制器，这是因为XCU控制器使用的网络类型和驱动与XDPS系统的DPU控制器是不一致的，需要将XCU控制器网络类型设置为XDPS系统类型（一般出厂时都已设置好）。对于已设置正确的XCU控制器，可以通过自检程序检测到，本次改造后系统自检如图2，红色框内为新增控制器。

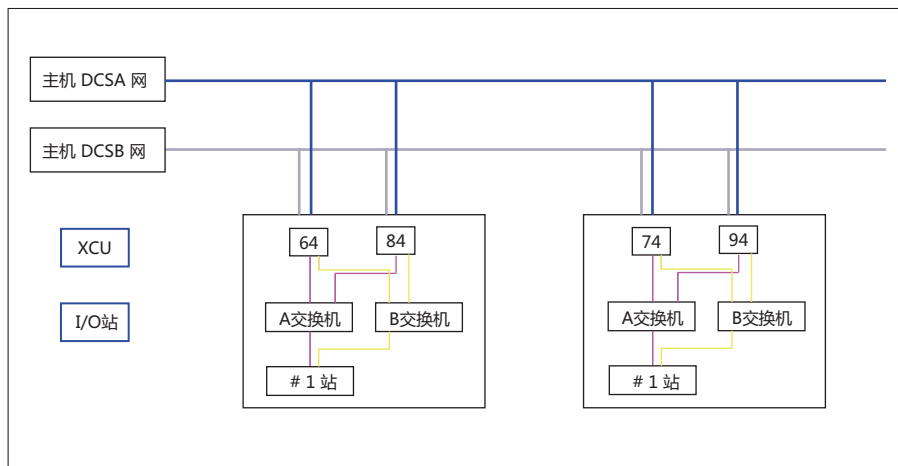


图1 新增机柜网络配置图

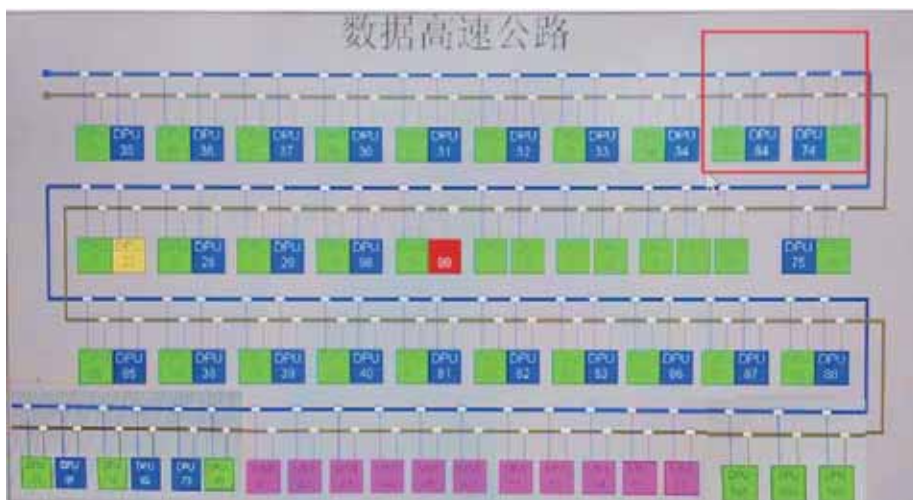


图2 系统自检图

3. 软件配置

3.1 点目录配置

本次改造将XDC800系统无缝接入原主机DCS系统，主控软件仍然使用XDPS系统NETWIN主控软件，因此点目录文件也将使用原点目录文件。在工程师站上打开原主机DCS系统点目录配置文件pointdir.cfg，在其中AX段末尾和DX段末尾分别加入此次改造所需要的点，并留有一定备用点，保存后启动NETWIN主控软件，所增加测点应能在数据库一览中看到。

3.2 XCU组态软件安装

由于本次新增控制器为XCU，对应其组态软件为

XCUCFG.EXE。在XDPS环境下使用XCU，需要安装XCU对应组态软件，它包括1个XCUCFG.EXE执行文件、1个Fundef文件夹和1个BCGCB464.dll动态连接库。XCUCFG.EXE执行文件和Fundef文件夹需拷贝到XDPS软件执行程序目录下（一般为D:\XDPS6.0\bin\MMI），Fundef的版本需与XCU版本保持一致。BCGCB464.dll动态链接库则需拷贝至C:\WINDOWS\system32目录下。在运行XCUCFG.EXE程序之前，需要先启动NETWIN主控程序。XCUCFG.EXE组态程序和DCUCFG.EXE组态程序可以同时运行，互不影响，2个组态软件同时运行后截图如图3，其他诸如历史库配置、自检信息配置等，和XDPS系统原配置方式一模一样，没有任何差别。

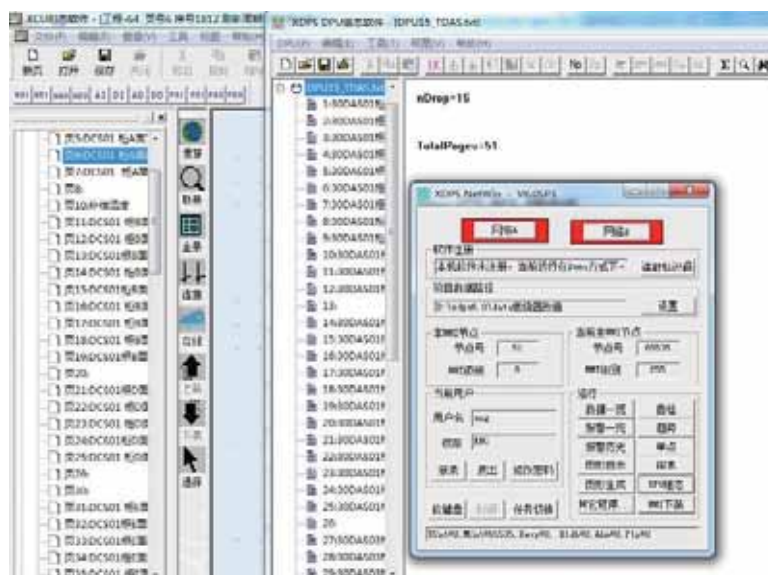


图3 同时运行的DPUCFG和XCUCFG程序

4. 控制策略及组态

4.1 烟风系统控制策略和组态

烟风系统改造主要是在锅炉每个角上从下到上增加了9个调节风门（共4个角），其中处于最下层的贴壁风调节执行机构需要按照贴壁风量进行自动调节，组态采用了单回路PI调节器进行调节。为方便运行操作，其他各层均设计了层操功能。高位燃尽风和低位燃尽风各3层，在投入层操自动状态下，均按照总空气测量流量的函数关系进行自动调节风门开度。总空气测量流量采用了二次风箱与炉膛差压信号进行计算，总空气测量函数关系如图4（y为总空气流量，x为二次风箱与炉膛差压信号）。

得到总空气测量流量后，高低位燃尽风各层按照对应的函数关系控制该层操作器指令。典型组态如图5。

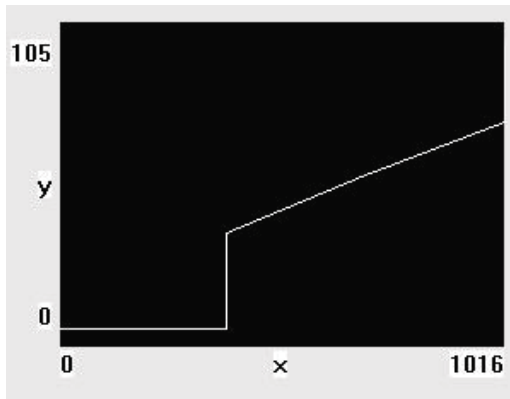


图4 总空气测量函数关系

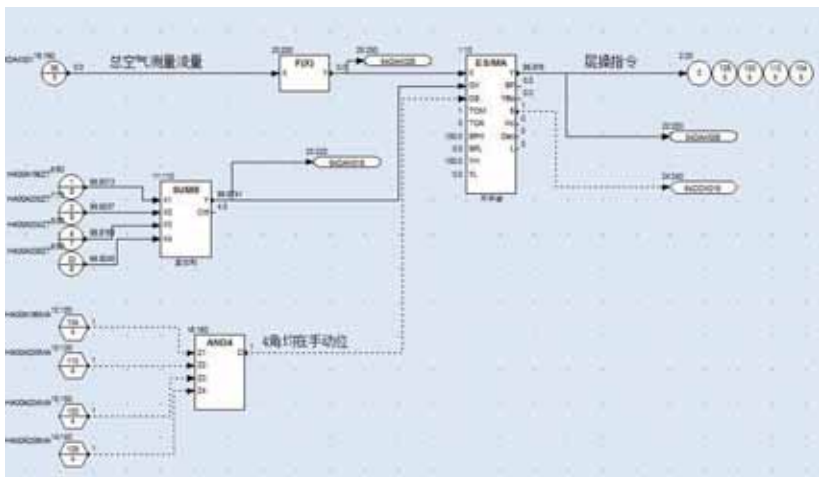


图5 高低位燃尽风典型组态图

4.2 微油微气点火及煤气掺烧部分控制策略及组态

本次改造增加了4组微油微气点火装置，微油点火和微气点火分开进行控制，各自设计了程控启动和停止功能。另外增加了2层煤气掺烧燃烧器，也分别设计程控启动和停止功能。

在煤气掺烧中，还需要完成GFT（煤气系统跳闸条件）、FSSS系统的接口2部分组态工作。

GFT是为保证煤气系统安全运行的重要保护，其地位和锅炉OFT保护一样。另由于本次改造涉及到锅炉点火和燃烧的全过程，新增的部分必须和FSSS系统进行信号交互并且完成保护、联锁等接口组态工作。

在进行这些接口程序组态时需要引用新增74号XCU上网点，在74号XCU内把相应点设置为共享，如图6所示。

这和DPU中设置点共享方式是一样的。点设置了共享属性后，在系统中其他DPU或者XCU中就可以通过下网模块进行引用了。同样的，新增XCU需要引用其他DPU内

的点，就将该点设置为共享属性，在XCU中用下网模块引用即可。

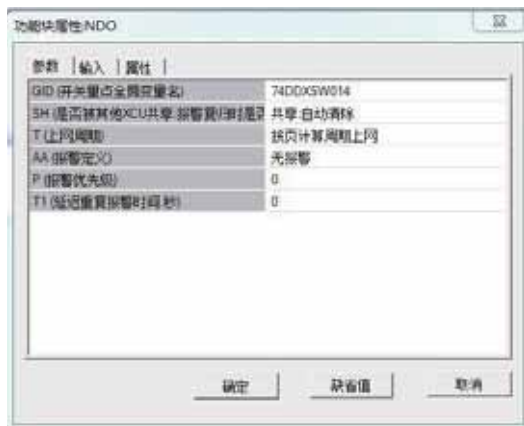


图6 XCU上网点共享设置



图7 图形界面

4.3 图形组态

图形组态仍然使用原XDPS系统图形组态软件Maker.exe，并没有因为使用XDC800系统而有任何区别。以微油微气点火为例，组态好的界面如图7。

5. 调试及投运

2012年11月份，新增的控制机柜安装就位，现场接线基本完成，我公司派人到场进行了系统上电工作。机柜上电正常后，采用笔记本电脑直接连接到新增的64号和74号XCU，在其内新建一空白组态页，下装到控制器内，然后将64号和74号XCU的A/B网线分别插入原主机DCS交换机柜A/B网络交换机备用插口内，检查网络应连接正常，整个DCS系统工作不应因为接入XCU而发生任何异常。在64号、74号XCU内新建空白组态页的目的是防止XCU内无任何组态数据或者有其他不正确的组态数据导致在接入网络后影响DCS系统工作情况（XCU内组态不正确情况下接入网络会导致其他DPU的点发生时好时坏的情况）。

在贵州电力试验研究院、新华集团公司及安装单位的共同努力下，本次改造的系统正常上电、并经过了所有通道测试、卡件诊断、XCCNET卡切换试验、XCU切换试验、电源切换试验等一系列检测调试，无任何通道及卡件故障以及任何影响系统正常运行的故障和隐患存在，所有试验结果均合格。在接下来的调试时间内，完成了设备单体调试、顺序控制调试、自动调节系统参数整定及调试、分项联锁试验及大连锁试验等。

2013年2月份，机组按期启动运行正常。在机组启动中，本次改造的微油微气点火及掺烧系统均投入使用正常，得到了业主、调试和安装单位的一致好评。

当然，在调试中，我们也发现部分问题，主要如下：

1)新增的XCU不再使用原系统的DPUCFG.EXE组态程序，而是使用新华集团新开发的XCUCFG.EXE组态程序，并且在NETWIN中不能直接读取XCU内的组态功能块，该问题

不会带来任何安全问题，但给用户使用带来一定的不便。该问题在业主提出后，新华集团已组织进行了解决，在今后的4号炉应用中，将可以直接使用DPUCFG.EXE组态程序完成XCU的组态工作，和使用DPU的系统没有任何区别。对于已改造完成的3号路系统，我们也将在其机组停运期间进行软件升级，解决这一问题。

2)在温度保护中，采用慢信号保护模块进行组态，防止温度跳变时带来的保护误动作，但在实际试验时，发现慢信号模块的速率设置和实际动作的值有一定的差别，尤其是原系统DPUCFG.EXE组态程序的慢信号模块，差别比较大。该问题也是属于软件问题，升级软件功能块库后，问题也将得到解决。

3)在图形组态时，如果上位机上XDPS系统安装的版本不一致，会导致有成组等情况的图形不能正确显示。这需要在新增或新安装XDPS系统时，必须使用原先进行图形组态时的XDPS软件版本。

4)设计单位提供的DCS逻辑说明存在不符合现场实际需要的情况，导致原先组态好的很多逻辑都在现场进行重新讨论后修改，甚至将原先组态好的大量逻辑全部删除后重新组态，导致了现场调试人员工作特别被动。

6. 结束语

XDC800系统与XDPS400系列系统在贵州盘南电厂脱硫技改中得到首次成功应用后，本次其3号炉低氮燃烧改造再次选用了XDC800系统，而且投运的XDC800系统在XDPS系统下一直正常运行至今，充分说明了XDC800系统和XDPS400系列系统的完全兼容性；同时从硬件结构上看，XDC800系统设计较XDPS400功耗更低、更先进合理，安全性和稳定性更好。贵州盘南电厂在4号炉低氮燃烧技术改造项目中，也仍然选用了XDC800系统。

蒙电华能丰镇发电厂#6机组 (200MW) DCS一体化改造案例

蒙电华能丰镇发电厂 苗伟

上海新华控制技术(集团)有限公司 杨贺强

【摘要】 本文对XDC800在改造丰镇电厂#6机组国电智深EDPF-NT系统中的应用情况进行了介绍,对实施过程中的难点进行了分析,可供改造同类机组参考及借鉴。

【关键词】 丰镇电厂, 200MW, DCS & DEH改造, XDC800, EDPF-NT, 回路控制模块, 固态继电器, 顺阀冲转, 一体化应用。

1. 改造前概况

丰镇发电厂#6机组锅炉为武汉锅炉厂生产的WGZ670/140-V型、单汽包自然循环、固态排渣煤粉炉,呈“Π”形布置;汽轮机为哈尔滨汽轮机厂生产的NK200-12.7/535/535型、超高压中间再热、三缸两排汽、纯凝式、空冷机组。

原DCS和DEH系统于2008年投运,采用北京国电智深控制技术有限公司的EDPF-NT控制系统,版本为NT5.0,采用炉、机、电单元控制方式。

单元机组共包括19对DPU,均在同一数据冗余高速网上运行。其中,电动给水泵勺管、给水旁路调阀、除氧器水位调阀等重要调节阀采用了固态继电器(增减脉冲)控制方式。

汽轮机平台布置2面远程I/O柜(DAS),用于采集汽轮机本体温度、发电机定子线圈温度及部分汽轮发电机辅助设备测点等数据。炉顶平台布置1面远程I/O柜(DAS),用于采集汽包壁温、过热器壁温、再热器壁温等数据。空冷岛电子间布置2面远程I/O柜,用于空冷岛控制。

2. 改造必要性及难点

原EDPF-NT系统不稳定,硬件、软件问题频发,影响机组安全运行;人机界面不友好,在线修改能力差,日常维护不便。过去几年里,电厂对其它几台机组的DCS系统进行过局部升级或改造,但经过一段时间的检验,效果不太理想。为了从源头上解决问题,决心对原DCS系统进行

彻底改造替换。最终,上海新华XDC800产品以较好的性价比和良好的用户口碑,中标了本改造项目。

经系统地分析研究,对原EDPF-NT系统改造主要有以下三个难点:

2.1 时间短,任务重

北方冬季供热形势严峻,牵涉到民生和企业大计。但由于确定中标时间较晚,原DCS系统人机界面较差,硬件设计及生产时间紧迫,软件设计既要保证逻辑与原系统的一致性,又要保证操作画面在满足运行人员习惯的基础上,彰显出新华系统的优越性。

2.2 固态继电器及控制的替换升级

由于机组建造时间早,重要工艺系统中,仍然大量使用固态继电器控制调节机构,在快速性、准确性、稳定性等方面要远远落后于标准的4-20mA模块。本项目不对就地阀门和执行机构进行改造,这就要求新系统重新设计以匹配原控制方式。

2.3 汽轮机冲转方式非常规

由于顺序阀冲转方式在汽轮机冲转过程中的种种缺点,目前国内很少机组采用这种冲转方式。考虑到DEH转速控制回路在快速性、时序性、安全性等方面的高要求,要高标准地实现机组原有的顺序阀冲转方式也很有难度。

3. 改造方案与实施

#6机组改造范围包括DCS、DEH、ETS等系统。改造原则为：拆除原EDPF-NT系统控制柜、电源柜、网络柜、MFT柜、固态继电器柜；更换HMI站、集控室盘台按钮；就地电缆利旧，DCS新盘间电缆重新铺设。

3.1 DCS机柜设计

为避免移动就地电缆造成施工难度增加、改造工期变长，DCS机柜设计采用控制柜、扩展柜、远程I/O柜、固态继电器柜、MFT继电器柜对应替换的原则：

- 1) 电子间设计1面电源柜、1面网络柜、1面MFT继电器柜（包括部分就地设备供电回路）、1面固态继电器柜（包括固态继电器供电回路）、原DCS机柜做相应替换。
- 2) 汽机平台设计2面远程I/O柜，用于采集汽轮机本体温度和发电机本体温度等信号。
- 3) 炉顶平台设计1面远程I/O柜，用于采集汽包壁温、过热器壁温和再热器壁温等信号。
- 4) 锅炉零米平台设计1面远程控制柜，用于捞渣机控制。
- 5) 空冷岛电子间设计1面远程控制柜及1面扩展柜，用于空冷岛控制。

3.2 HMI站及网络结构

主网分为过程网和监控网两部分：过程网采用实时双重冗余（A/B网）、容错的星形网络结构，监控网采用单

网结构（C网）；通过HMI站操作界面的简单设置，既能满足机、炉、电分专业特殊操作、监控需求，又能实现相互备用的功能。

3.3 回路控制卡及固态继电器

通过将回路控制卡和固态继电器相结合，完美匹配了原系统中调节阀的脉冲控制方式。

回路控制卡是XDC800系统中专用于直流电机控制的I/O模块。它可以单独与传感器、被控电机构成一个子控制系统，完成闭环控制，无须上位机的实时运算和实时通讯，故具有配置灵活、响应迅速、实时性强、可靠性高的特点。

标准设计的回路控制卡实现对一个设备的独立控制；本项目进行了适应性开发，可实现对两个设备的独立控制；回路控制卡DO输出扩展至固态继电器柜，见图1。

3.4 顺序阀冲转

结合汽轮机液压系统、油动机特性和汽轮机特点，DEH工程师对系统进行了深入的分析与研究，科学地制定出了实施方案，通过静态仿真、带阀门动态仿真等技术手段，做到了在机组启动前已心中有数。

机组改造后第一次启动，从冲转到带满负荷运行过程中，升速、过临界、暖机、超速试验等环节，转速控制平稳、准确，逻辑切换正常、保护精准到位。DEH稳定、可靠、各项功能准确无误、操作界面友好。

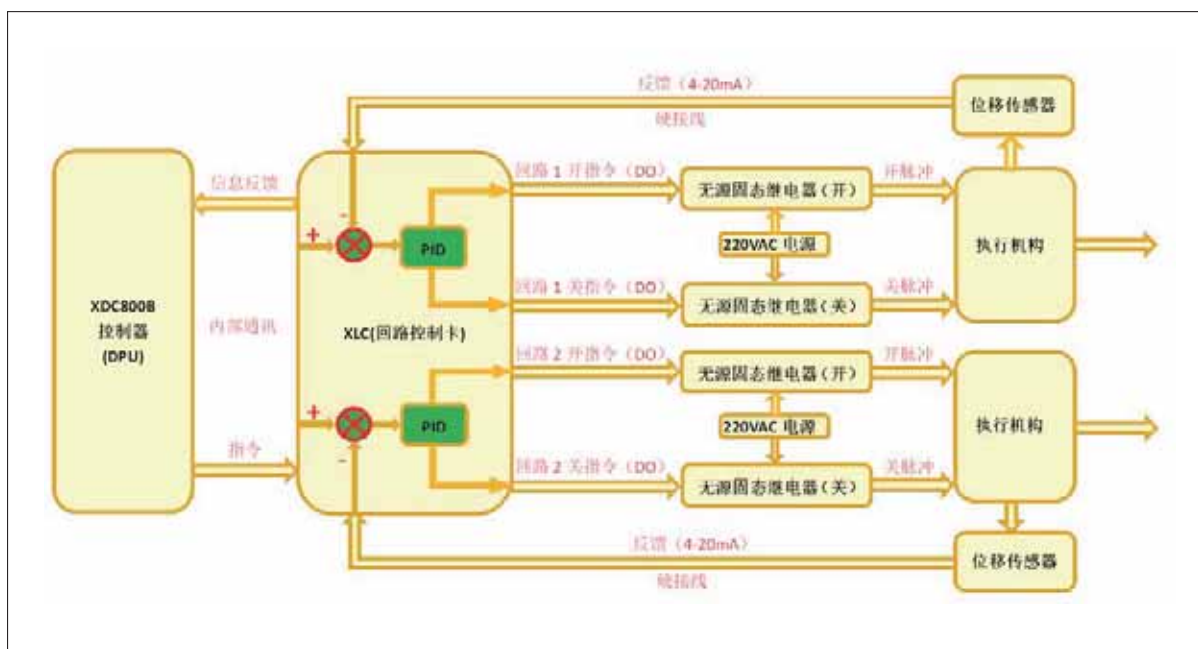


图1 回路控制卡与固态继电器原理图

4. 改造效果

协调控制（CCS）的效果决定着火电厂的商业运营收益，本次改造后，协调控制(CCS)和模拟量控制(MCS)均得到了极大地提升，以下是协调方式下的变负荷曲线。

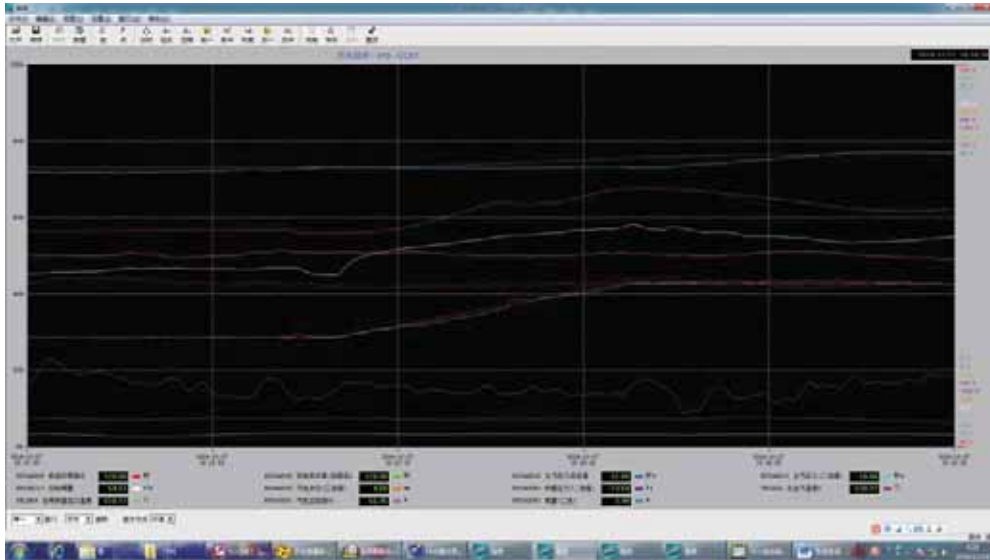


图2 120MW-140MW变负荷曲线

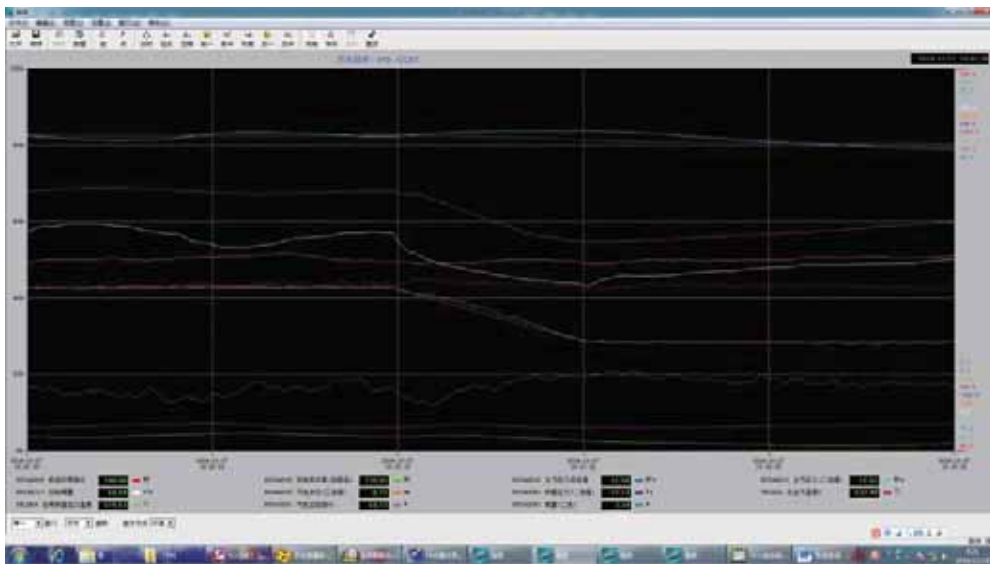


图3 140MW-120MW变负荷曲线

5. 总结

丰镇电厂#6机组在近两个月的改造过程中，新华公司提前筹划、科学组织、精细分工、严格把控，在业主的极力配合下，最终圆满结束了本次DCS改造。新华公司凭借稳定、可靠的XDC800硬件系统和功能强大、结构简单、操作方便、界面友好的XDCNET软件系统，得到了业主各部门的一致认可和好评，给业主的日后运营带来了极大的信心！

600MW汽轮机DEH伺服控制系统冗余改造案例

广东珠海金湾发电有限公司 胡海军
上海新华控制技术(集团)有限公司 蒋杰 张鹤平

【摘要】 根据汽轮机DEH伺服控制系统安全设计相关标准提出了冗余改造方案,大大减小了因伺服控制系统LVDT、伺服卡等装置配置不当造成汽轮机阀门波动的可能性,从而提高汽轮机DEH系统的可靠性。

【关键词】 DEH控制系统, 阀门冗余控制, 阀门反馈, 新华双伺服控制

1. 汽轮机DEH伺服控制系统概况

珠海金湾发电有限公司3、4号机组汽轮机是上海汽轮机厂生产的西屋引进型N600-24.4/566/566超临界中间再热凝汽式汽轮机。汽轮机采用由纯电调和液压伺服系统组成的数字式电液控制系统,DEH系统控制部分和机组DCS系统一体化设计安装,为上海FOXBORO公司生产I/A分散控制系统,伺服控制部分采用上海汽轮机厂FBMSVH伺服模块。

DEH伺服控制部分示意图见下图1,FBMSVH伺服模块

接收DEH系统给出的阀门设定值信号,根据安装在阀门(油动机)上的线性可变差动变送器(简称LVDT)调制解调出行程反馈信号,通过闭环控制对油动机伺服阀(MOOG阀)发出电流信号调整阀门开度,同时输出阀位开度指示至DEH系统。当汽轮机超速时,DEH系统发出的OPC清零指令信号至各高、中压调阀伺服模块,将阀门关闭。当汽轮机跳闸时,DEH系统发出的跳闸清零指令信号至所有阀门伺服模块,将阀门关闭。伺服模块采用±15V直流双路冗余电源。

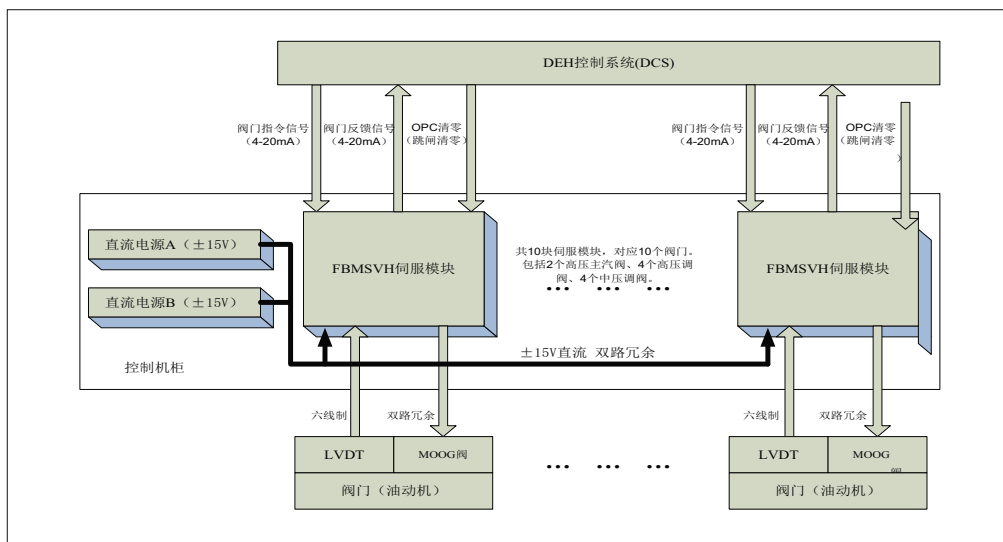


图1 DEH伺服控制部分系统示意图

2. 汽轮机DEH伺服控制系统改造前存在问题

2.1 阀门(油动机)行程的测量使用单支LVDT,系统设计不支持双支LVDT冗余配置。由于LVDT线圈磨损、接线松脱等原因,会造成阀门误关闭或打开,不利机组安全运行;

2.2 FBMSVH伺服模块存在反馈信号漂移问题,使得阀

门控制行程与实际行程存在偏差,当偏差较大时导致调门摆动,影响机组的协调控制品质;

2.3 FBMSVH伺服模块零位满度调整繁琐,需通过电位器及拨码开关手动调整;

2.4 伺服控制系统硬件损坏率高；

2.5 伺服控制系统的自动化程度低，无法可监视系统内各实时参数，如LVDT电压、阀门设定值电压、伺服阀（MOOG阀）指令电流等，并没有基本的故障自诊断功能，无法测试阀门迟缓率；

2.6 汽轮机的伺服控制系统部分阀门FBMSVH伺服模块OPC/TRIP硬接线清零功能不正常，严重影响机组安全运行。

3. 汽轮机DEH伺服控制系统冗余改造

基于对系统存在安全隐患的考虑，通过咨询新华系统专家以及实际调研，我们提出了切实可行的改造方案。

3.1 新华XDC800双伺服控制系统介绍

#3、#4机组汽轮机阀门伺服控制回路冗余改造计划采用新华XDC800双伺服控制系统，该系统为一个油动机配置两套伺服模块及端子板，分别输出一路伺服信号到伺服阀，接收一路位移反馈信号LVDT到伺服模块，构成伺服系统冗余双闭环回路，保证伺服系统的高可靠性。2块伺服控制模块接受同一阀门指令信号（4~20mA），并根据2路LVDT反馈信号智能高选，计算伺服线圈电流的大小，实现对阀门位置的控制。功能示意图见图2。

3.2 伺服系统智能选择说明

整个闭环控制的循环时间为10ms。如图3所示，其中的A/D部分②实现DCS控制指令信号和LVDT的反馈信号的采样。板载CPU①对采得的信号进行判断和计算，计算结果从D/A部分③输出，并经功放环节④驱动后即即为伺服阀线圈控制电流。

在伺服阀线圈控制电流输出的最后环节，串联了一个自杀继电器。在模块发生故障时，可以通过控制这个继电器，实现故障模块的切除。

3.2.1 LVDT智能高选

1)断线判断: $V(\text{all})=V(\text{满位})-V(\text{零位})$

当 $V(\text{输入}) < [V(\text{零位}) - 10\%V(\text{all})]$ 或者 $V(\text{输入}) > [V(\text{满位}) + 10\%V(\text{all})]$ 时，即LVDT电压超出正常量程的10%时，判断对应的LVDT断线，自动选择另一支LVDT信号

2)高选

当两支LVDT电压都正常时，随机选择一路LVDT进行控制（假设选择第一路LVDT电压控制），当 $|V(a)-V(b)| > 0.08V$ 时， $V = \text{MAX}(V(a), V(b))$ ，切换到第二路LVDT控制，当 $|V(a)-V(b)| > 0.08V$ 时， $V = \text{MAX}(V(a), V(b))$ ，再次切换到第一路LVDT控制，如果电压没超过0.08V，则继续在第二路LVDT控制

3)当两支LVDT都断线时， $V=5V$ ，关闭阀门

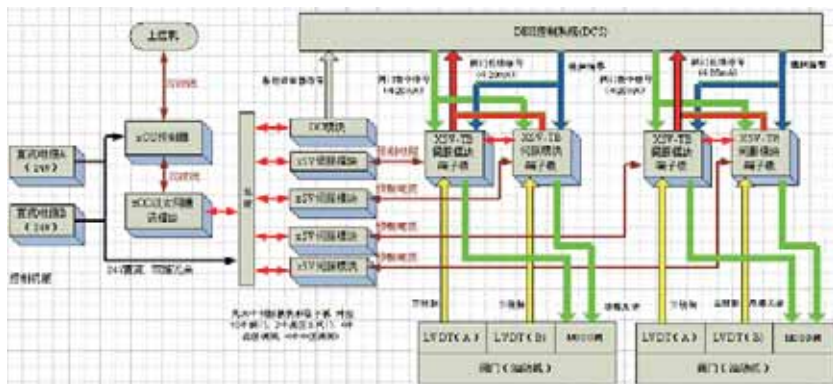


图2 新华XDC800双伺服控制系统功能示意图

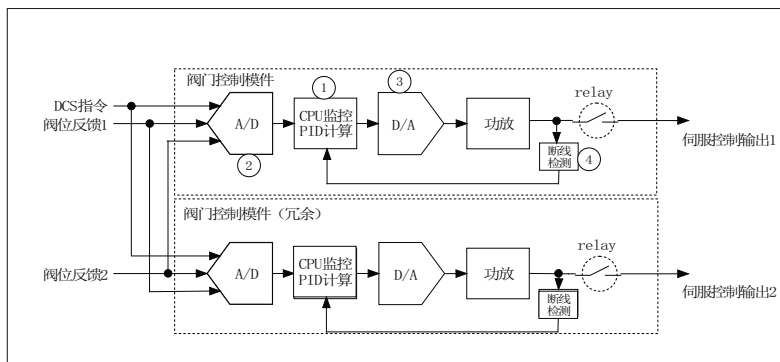


图3 冗余伺服控制模块和端子板功能框图

3.2.2 指令高选

- 1)当伺服指令偏差值 $|C(a)-C(b)| < 10\%$ 时，($0\% < C(a)$, $C(b) < 100\%$)，两块卡件各自输出各自的指令到伺服线圈，结果阀门趋向于两指令的平均值
- 2)当伺服指令偏差值 $|C(a)-C(b)| > 10\%$ 时， $C = \text{MIN}(C(a), C(b))$ ，两块卡件均输出C到伺服阀。
- 3)报警1：伺服指令偏差大于5%，即0.2V时报警。
- 4)报警2：当伺服指令偏差大于10%，即0.4V时报警。
- 5)指令范围为4~20MA，当指令小于2MA时，认为断线，此时跟踪另外一块卡的伺服指令。

4. 汽轮机DEH冗余伺服控制系统的调试

冗余伺服控制系统改造后的调试主要分为输入输出信号确认、伺服卡件参数设置、断线状态检测和阀门迟缓率测试。

4.1 输入输出信号确认

确认伺服模块读取LVDT数值的正确性；确认伺服端子板输出到伺服阀指令的正确性；确认主控DCS给定指令信号的正

确性；确认智能选择后的反馈传送给主控DCS系统的正确性。

4.2 伺服卡件参数设置

使用电脑通过网线的连接方式，打开新华专用调试软件，对冗余伺服卡件进行工作方式设置、阀门零满度设定、控制回路参数的整定。首先在单伺服回路状态时，整定好LVDT的零满位，可以正常动作油动机，并保证阀门的精度和可靠。在单伺服调试没有问题之后，将回路状态切换为冗余回路，再根据油动机的实际动作情况微调下参数即可。

4.3 断线状态检测

分别解除一路现场来的LVDT信号线、去油动机伺服阀驱动的线圈、伺服卡与端子板的数据线和热插拔一路伺服卡件，观察以上操作对油动机的影响，确认阀门能否正常工作，并检查组态中相应操作时的报警是否正常。

4.4 阀门迟缓率测试

一切参数设置完毕后，阀门调试完成后，使用组态中的程序进行一次迟缓率测试。

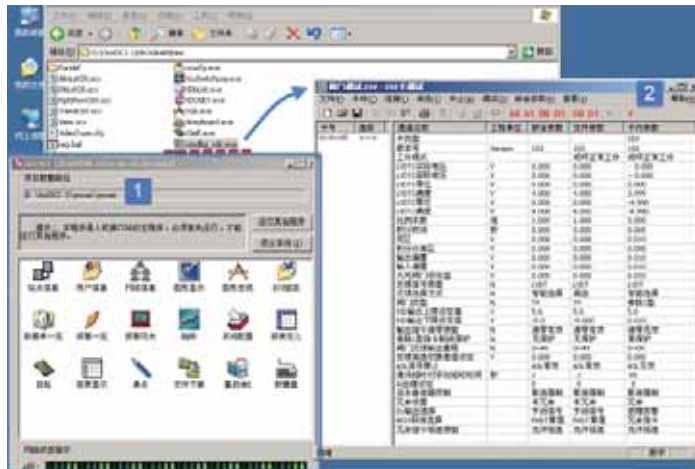


图4 冗余伺服控制调试界面

5. 调试经验

在冗余伺服系统调试过程中，碰到过一些问题，经过仔细排查，多为一些参数设置不当所致。

5.1 在调试前检测下两路LVDT频率值，如果相近，使用定位器的方式使其调节错开，这样能避免产生共振导致油动机的抖动。

5.2 LVDT零满度实际电压设定范围应在0.5-4V之间，否则断线保护时，容易出现阀门抖动。

5.3 使用旁路工作方式时，确保“断线保护”功能已投入；若未投，会导致DCS来指令丢失一路时，去伺服阀冗余指令会减半。

5.4 在冗余回路有问题需要更换或者解线时，一定要先将有问题单回路通过软件切除以后再行更换操作，这样会避免很多不可预见的问题出现。

6. 结论

根据《火力发电厂安全性评价》、《火电厂热控系统可靠性配置与事故预控》、《火力发电厂设计技术规程》、《火电发电厂热工保护系统设计技术规定》等相关标准，我公司3、4号机组DEH伺服控制系统冗余改造后，实现了阀门控制系统的冗余切换功能，即在单侧LVDT故障、接线松动、伺服卡件及端子板等故障的情况下，实现阀门无扰切换；同时，增加了上位机，可实时监测记录双路LVDT、MOOG阀电流、伺服卡等运行状态，有效提高DEH伺服控制系统可靠性。这是广东省600MW机组汽轮机DEH系统采用上海新华控制系统进行阀门冗余控制的第一个项目，具有很高的推广价值。

北方联合电力达拉特发电厂辅网 “八机一控”一体化改造案例

华能北方联合电力达拉特发电厂 江飞 王文忠 赵新宇 王飞 段利君
上海新华控制技术(集团)有限公司 马骏 燕新波

【摘要】 本文对达拉特发电厂辅网集控改造项目的背景、方案、实施和改造效果进行了介绍与总结。通过现场详细勘察和可行性分析,在节约改造投资和缩短改造工期的情况下,选用了高效创新的改造方案,实现了全厂辅网“八机一控”,达到了降本增效的首要目标,同时显著提升了系统的可维护性和可靠性,可为类似的辅网改造项目提供借鉴参考。

【关键词】 辅网一体化,集控改造,PLC,XDC800,通讯,减员增效,效果总结

1. 改造背景

华能北方联合电力达拉特发电厂是内蒙古第三大发电厂,总装机容量3180MW,分四期工程建设,一二三期为6台330MW亚临界湿冷机组,四期为2台600MW亚临界空冷机组,先后于1996年至2007年投产。

8台机组主控部分均已实现一体化DCS集控,但辅网还是分散控制,系统庞杂。全厂45套子系统共计35000 I/O点,分布于11个就地控制室;运行班组25个,值班人员160多名,工作强度大,环境简陋,管理效率低。控制系统品牌繁杂,型号众多,涉及至少5种DCS、6种PLC及多种单片机,维护难度和工作量大;DCS有新华XDPS400+、XDPS400e和XDC800、国电智深EDPF及南京科远NT6000等,PLC有AB、MODICON和西门子三个品牌的多种型号;各系统都是“信息孤岛”,互不联网,独立控制,无法适应当前监控一体化趋势;部分早期投产系统软件操作不便,设备老化,故障率高,备件采购困难,维护成本升高,升级改造势在必行。

为了便于全厂统一管理,实现运行人员的减员增效,从2015年开始对辅网控制系统改造进行前期调研准备工作,总体思路是将全厂8台机组辅网全部系统实现集中控制,实现外围集控室整合、DCS控制系统统一以及辅机一控全能值班员的管理模式。

2. 改造规划

经前期调研规划,辅网改造需要达到如下几个目标:

1)联网:将原来分散的所有系统全部集成在一个或两个网络中,打破信息“孤岛”;

2)集控:保留极少数现场巡检控制点,设立辅网集控室,实现“八机一控”,降本增效;

3)功能:最大限度地保留原控制策略和操作界面,并尽可能统一组态风格;

4)性能:可靠性、快速性及稳定性必须高于原PLC系统;

5)提升:实现类似DCS平台的强大事故分析和报表统计功能;

6)周期:降本增效、刻不容缓,越快实施越好、实施周期越短越好;

7)成本:系统复杂,施工工作量大,最好不要动电缆,甚至不要动机柜;

8)实施:改造过程尽量不影响正常生产,部分系统需要在线实施。

针对上述目标,相应提出了3套改造方案:

a)将所有老系统用全新的DCS产品替代;控制电缆利旧,机柜拆旧立新,光缆重新组网;控制策略与画面参考老系统全部移植至新DCS内;

b)保留老系统,新设一套DCS系统(上位系统)将所有老系统联网;机柜保留不做改动,仅光缆重新组网;画面参考老系统移植到DCS,控制策略则保留在原系统中;

c)有限度保留老系统,新设一套DCS系统将其联网,部分系统更换为新DCS;大部分机柜保留不做改动,部分机柜拆旧立新,光缆重新组网;控制策略与画面参考老系统全部移植至新DCS内,原有利旧系统仅做I/O使用。

对上述3套方案进行了技术经济比较（见表1）后，最终一致倾向选择方案c）。

方案比选	技术先进性	技术难度	改造工期	改造成本	可维护性	综合评价
改造方案a)	先进	较大	较长	较高	好	好
改造方案b)	一般	一般	较短	较低	较差	中
改造方案c)	较先进	很大	稍短	适中	较好	优

表1 改造方案经济技术比较

但是，方案c)技术要求高，难度大，能否顺利实施就非常依赖于所选择的控制系统和控制厂家。首先，控制系统必须是主流DCS产品，成熟稳定，业绩丰富；系统吞吐量足够大，满足全厂35000点I/O规模要求同时保证数据实时响应性能；系统开放性好，支持多种通讯协议并有长期运行案例；系统组态效率高，分布式数据库，便于多人分工分阶段实

施；系统架构简捷，网络扩充方便，便于阶段性调试和最终组网。其次，控制厂家必须要熟悉大型火电机组辅网控制工艺（水硫灰渣尘），有成熟的大型火电机组辅网设计组网经验，有丰富的火电机组辅网改造投运业绩，熟悉当前辅网使用的多种DCS+PLC系统。最终，上海新华控制技术（集团）有限公司携XDC800产品中标了本改造项目。

3. 改造方案

按照既定改造原则，通过对一至四期所有子系统使用情况摸底调查后，确定了具体改造方案：

- 1)设置辅网集控室，将一、二、三、四期的水、硫、灰、渣、尘系统全部纳入集控，同时预留输煤接口；
- 2)仅保留一二期化水、一二期灰硫、三四期化水、三四期脱硫等几个就地巡检点，撤销其余就地值班点；
- 3)考虑到分散性，设置A/B两个网段，一二期纳入A段、三四期纳入B段，A/B网段根据需要设置网关互通数据；

4)对现有各系统硬件进行评估后，决定除一二期化水和二期除灰拆旧立新外，其余系统保留I/O硬件，通讯接入和控制策略均在DCS平台实现；

5)辅网集控室同步设计安装一套大屏幕显示系统，并接入辅控所有摄像头信号以统一监控管理。

全厂辅网的总体网络架构图如图1，两个网段的分系统详细方案见表2和表3，两个网段的控制器划分见图2和图3。

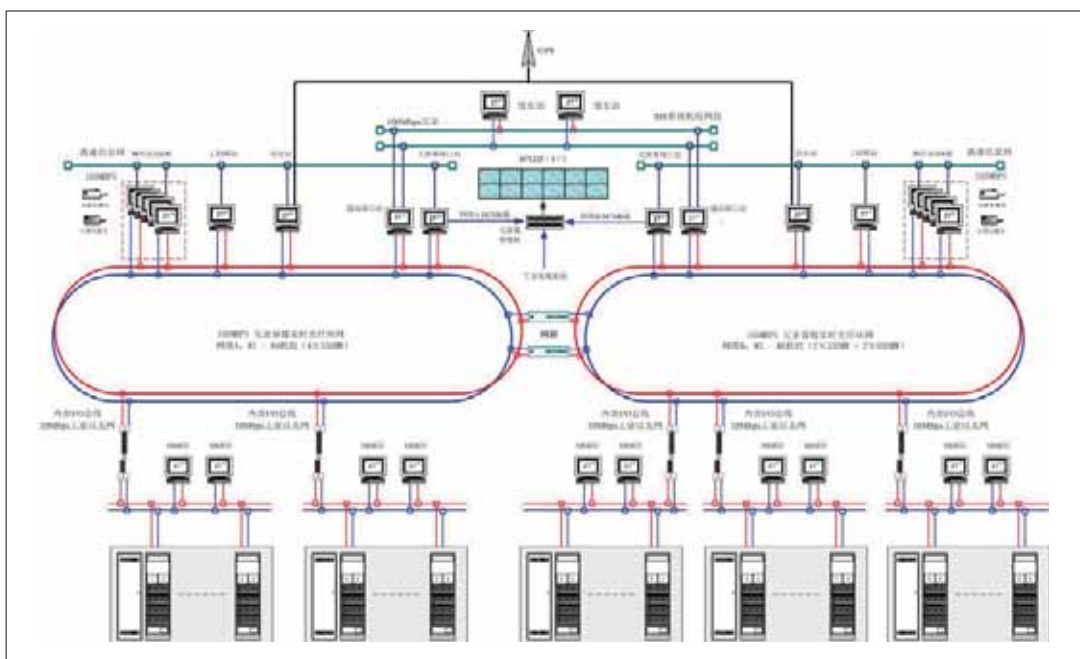


图1 基于新华XDC800的全厂辅网架构设计

系统名称	一、二期化水	一、二期脱硫	一期除灰	二期除灰	一、二期电除尘
原系统品牌	国电智深EDPF	南京科远NT6000	施耐德MODICON	AB SLC500	西门子PLC300单片机
原组态方式	国电智深EDPF	南京科远NT6000	组态软件Concept 画面软件iFix	组态软件RSlogix 500 画面软件 Intouch	组态软件STEP7 画面软件iFix
改造方案	因原系统老化严重，拆除旧柜，换成XDC800机柜，组态重新做	增加科远KM631B通讯到XDC800控制器，旁路原DCS逻辑、移植到XDC800	采用MODBUS_TCP通讯到XDC800控制器，原PLC逻辑删除、移植到XDC800	因原系统老化严重，拆除旧柜，换成XDC800机柜，组态重新做	分别采用TCP和MODBUS_TCP协议通讯到XDC800控制器，原PLC逻辑注释删除、移植到XDC800

表2 一二期A网段分系统方案

系统名称	三、四期化水	三、四期脱	三、四期除灰	三、四期电除尘
原系统品牌	施耐德MODICON	新华XDPS400/400e	施耐德MODICON	西门子PLC200/300单片机
原组态方式	组态软件Unity 画面软件InTouch	新华XDPS400/400e	组态软件concept 画面软件iFix	组态软件STEP7-MicroWIN V4.0 画面软件iFix
改造方案	采用MODBUS_TCP通讯到XDC800控制器，原PLC逻辑删除、移植到XDC800	更改配置，无缝集成到XDC800新网络，组态保留	采用MODBUS_TCP通讯到XDC800控制器，原PLC逻辑删除、移植到XDC800	分别采用MODBUS和MODBUS_TCP协议直接通讯到XDC800控制器，原PLC逻辑删除、移植到XDC800

表3 三四期B网段分系统方案

✓ 一二期化水：

- XCU66：一期水处理
- XCU67：二期水处理
- XCU68：一期精处理
- XCU69：二期精处理
- XCU70：一二期反渗透
- XCU71：一期化验站
- XCU72：二期化验站
- XCU73：一期净水站
- XCU74：二期净水站
- XCU75：雨/污水泵房

✓ 一二期灰硫：

- XCU10/11/12：一期脱硫
- XCU13/14/15/16：二期脱硫
- XCU04：一期除灰
- XCU05/06/07：一期除尘
- XCU63/64：一期湿除
- XCU01/02/03/78：二期除灰
- XCU08/09：二期除尘
- XCU76/77：二期湿除

✓ 三四期化水：

- XCU11/12/13：三期化水、三期化验站、三期综合泵房、四期升压泵房、球浅装置
- XCU14：三期废水、雨污
- XCU15：三期精处理
- XCU16/17：四期化水
- XCU18/19：四期精处理
- XCU20：四期综合水
- XCU74：四期废水

✓ 三期灰硫：

- XCU01~06：三期脱硫
- XCU75/76/77：三期湿除
- XCU07/08：三期除灰
- XCU09/10：三期除尘

✓ 四期灰硫：

- XCU61~67：四期脱硫
- XCU78/79：四期湿除
- XCU68/69：三期除灰
- XCU70/71：三期除尘

图2 一二期A网段控制器划分

图3 三四期B网段控制器划分

4. 改造实施

项目立项后，电厂领导高度重视，成立了由生技牵头、热工和运行紧密协作的项目推进小组，与厂家项目组联合办公，确立了“全面规划、分步实施、逐步接入；分工配合、专人负责、系统推进”的指导思想，经过前期详细勘查，精心设计，周密准备，各项工作得以有序开展。

整个项目分系统调试进程如图4所示。2016年6月，改造项目正式开工，首先从三期水系统开始实施；2017年1月，辅网集控室正式启用，三四期水系统实现集控接入；随后全面加快调试进度，2017年4月，辅网改造阶段性完成；2017年8月，全厂视频监控摄像头逐步接入；2017年12月，项目顺利移交。



图4 分系统调试进程

现场实施主要包括画面转换、组态移植、通讯构建、分步调试及系统集成五部分工作，共牵涉到6种不同的DCS系统或PLC系统。以下是分系统的具体实施方式。

4.1 新华XDPS400/400e/XDC800

三、四期脱硫使用XDPS400/400e和XDC800系统。XDC800与XDPS400/400e在数据库和通讯网络上完全兼容，可共存于同一网络。完全保留原XDPS400控制组态；将老画面直接转换成XDC800格式；部分系统直接采用XDC800；按规划重新配置节点号、整合数据库及接入网络；调试工作极少，调试周期极短，部分可在线实施。一体化接入方式如图5。

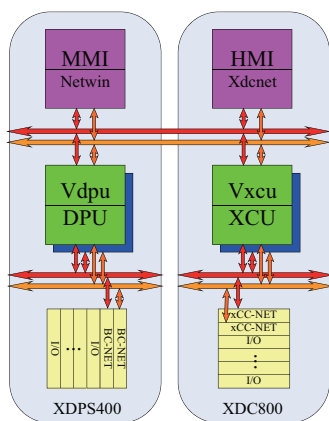


图5 XDC系列接入XDC800网络

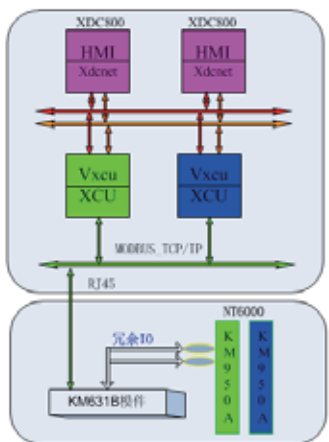


图6 科远NT600接入XDC800

4.2 科远NT6000

二期脱硫使用科远NT6000系统。因系统较新，将DCS机柜保留，控制逻辑旁路，仅作为IO通讯接入XDC800；通讯协议拟采用OPC，后考虑到可靠性，增加了KM631B模块，采用MODBUS_TCP接入；逻辑和画面组态移植到XDC800；按规划整合数据库及接入网络；现场施工极少，软件移植和通讯工作量很大，需重新调试、周期较短、可在线切换。通讯接入方式如图6。

4.3 国电智深EDPF

二期水处理系统使用EDPF系统。系统较老，机柜1:1拆旧立新，电缆基本不动；控制策略和画面组态移植为XDC800格式；按规划的节点号、整合数据库及接入网络；现场施工较复杂，软件移植工作量大，需重新调试、周期稍长。

4.4 施耐德MODICON

一、三、四期除灰、三、四期化学水均采用了施耐德MODICON系列PLC。原PLC机柜保留，控制逻辑删除，仅作为IO通讯接入XDC800；通讯协议采用MODBUS_TCP；逻辑和画面组态移植到XDC800；按规划整合数据库及接入网络；现场施工极少，软件移植和通讯工作量很大（有返工），需重新调试、周期较短。通讯接入方式见图7。

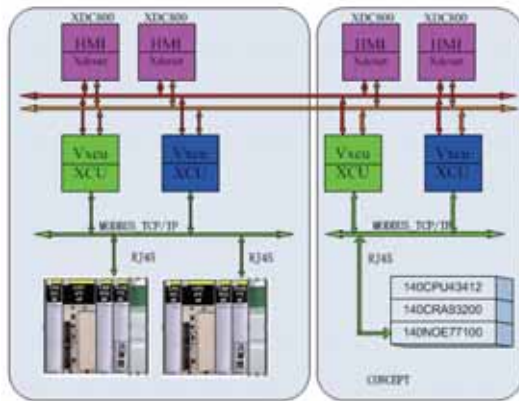


图7 施耐德MODICON接入XDC800

4.5 AB SLC500

二期除灰采用AB SLC500 PLC产品，由美国UCC公司进口，程序经过加密，可维护性极差，硬件老化。机柜1:1拆旧立新，电缆基本不动；原反馈信号感应电压高，加装隔离型

端子板；控制策略和画面组态移植为XDC800格式；按规划的节点号、整合数据库及接入网络；现场施工较复杂，软件移植工作量大、难度极高（有返工），需重新调试、周期较长。

4.6 西门子S7-300/200

一二期电除尘低压振打加热为S7-300，三四期为S7-200/300，高频振打则为各种单片机。原PLC机柜保留，控制逻辑删除，仅作为IO通讯接入XDC800；S7-300采用TCP(FETCH/WRITE)协议，S7-200及单片机采用MODBUS_TCP协议；逻辑和画面组态移植到XDC800；按规划整合数据库及接入网络；现场施工极少，软件移植和通讯建立工作量极大，需重新调试、周期较短。通讯接入方式如图8。

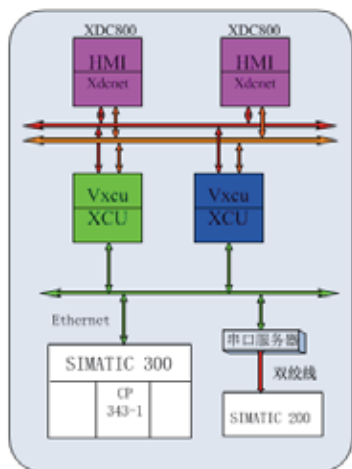


图8 西门子S7-300/200接入XDC800

整个项目实施进程中，由于系统庞杂、资料缺失和通讯繁多，组态移植和通讯构建的工作量和难度都很大；而为了抢工期，某些系统不具备停运条件，最后只能是边运行边实施；最终各方团队密切配合，围绕一个目标，克服了种种困难，顺利按期完成了所有调试任务。

5. 改造效果

项目于2017年上半年阶段性投运，凭借创新高效的改造思路，以较小的成本投入和较短的改造周期，圆满实现了改造前预设的所有目标。

全厂辅网实现了数据贯通。全新的XDC800一体化平台在其可靠性、开放性和易用性方面经受住了重重考验。控制性能和功能上得到了全面提升，并大大提升了可维护性。实现了控制器冗余、通讯链路冗余、供电冗余、上位机冗余；实现了事故追忆和历史记录，便于事故快速分析查找；逻辑统一移植到同一平台，可读性好，全面支持在线修改，方便维护。

全厂辅网实现了集控运行。操作风格统一，减少误操作，有利于培养全能值班员；减员增效，提高了运行生产管理水平，取得了良好的经济效益。集控后运行人员大幅减少，由原有的158人减少至131人，最终减至103人；实行新的生产管理模式，设置辅机长、助理辅机长对全厂辅网运行统一生产调度；年节约人员成本300万元。经对比统计，发电用水单耗降低0.59kg/kwh，除盐水量同比减少15.4万吨，排黄量同比减少293.2万吨；脱硫石灰石粉单耗实现10.61g/kwh，同比降低0.76g/kwh，折合脱硫成本约109万元；除灰脱硫耗电量，化学耗电量均有下降。



图9 改造后的辅网集控室

2017年9月，在项目现场召开了“高效创新型辅网改造成果交流会”。近百名业内同行专家通过实地考察和热烈交流，充分肯定该改造模式的成功应用，高度认可本次改造中体现出来的“高效率、高效益和重创新”理念，相信可以为同类型改造项目提供有益的借鉴和参考。



图10 交流会现场

提高中储式机组协调控制系统AGC响应速率的方法

陕西渭河发电有限公司 武红幸 罗建科
上海新华控制技术(集团)有限公司 艾斌

【摘要】 自动发电控制(AGC)是保证电网安全经济运行的重要手段。AGC正常可靠的运行,一方面提高了电网的运行水平,保障了用户电能质量的可靠性;另一方面对电厂的控制系统提出了更高的要求。本文通过分析渭河#4机组DCS改造过程中AGC功能设计、组态和优化调试,找出中储式机组CCS如何快速响应电网AGC的方法,对建设节约环保型电力企业有一定的借鉴作用。

【关键词】 协调控制, 能量平衡, 一次调频试验, 变负荷试验, AGC

引言

陕西渭河发电有限公司#4机组为300MW燃煤发电机组,主机采用上海三大动力厂设备,分散控制系统(DCS)原来使用霍尼韦尔TPS系统,在2012年大修中进行了DCS改造,更换为上海新华控制技术(集团)公司生产的XDC800系统,改造期间对AGC、一次调频逻辑进行了重新设计和优化。

1. 协调控制系统的功能与任务

协调控制系统的控制对象是锅炉-汽轮发电机组。控制系统承担着电厂热力过程中的水、蒸汽、燃料、风烟等工艺系统主要过程变量的调节与控制任务,以及整个单元机组的负荷控制任务。它的主要控制功能如下:

1.1 接受电网调度的AGC指令,并参与一次调频

1.2 锅炉与汽轮机的能量平衡控制

单元制的锅炉与汽轮机作为一个整体进行控制,由机炉共同承担机组功率与主汽压力稳定的任务。由于汽机与锅炉的动态特性相差悬殊,协调控制系统将锅炉和汽机作为一个整体进行控制,对锅炉的动态过程进行相位补偿,对汽轮机的动作速率进行限制,以使汽机和锅炉的能量能够尽量地达到平衡。

1.3 锅炉内部燃烧、送风、引风、给水等子自动系统控制动作的协调

1.4 消除各种工况扰动,稳定机组运行

1.5 机组出力与主、辅机设备实际能力的协调

2. 影响协调控制系统稳定性的主要因素及解决方法

2.1 控制结构与参数设置不当

1)控制结构对协调控制系统稳定性的影响

锅炉主控前馈指令的运算主要有两种方式:一是利用经验数值,根据机组的负荷给定值、主汽压偏差以及主汽压力微分进行给煤超调量的估算。二是利用机组的对象建立控制模型进行给煤超调量的精确计算。在中储式机组中我们采用第一种方法来作为锅炉主控的前馈。

2)参数设置不当以及参数耦合对协调控制系统稳定性的影响

协调控制系统控制结构复杂,需要整定的参数较多,如果参数设置不当,控制系统很难达到稳态,遇到扰动就容易产生振荡。对于这种耦合系统,要选择合理的控制结构与参数,追求一个综合的调节指标。如果只片面追求一个被调量的品质往往会导致整个协调控制系统的不稳定。

2.2 一次调频的影响

一次调频的投入对协调控制系统是一个较强的扰动。一次调频功能由协调控制系统和DEH共同承担。在协调控制系统中,转差信号转换成的一次调频因子不经过速率限制回路直接叠加在机组负荷给定值上,使给煤、给水、风量和汽机调门快捷而稳定的动作。在DEH中,一次调频因子会导致汽机调门的快速动作。

一次调频对协调控制系统稳定性的影响体现在2个方面:

1)协调控制系统中一次调频参数的设置问题

一次调频动作时,一次调频因子直接叠加在机组负荷给定值上,为了快速响应汽机调门的快速变化,锅炉主控指令需要进行比汽机主控指令更快、幅度更大的响应。由于一次调频的一个动作过程往往包括为几次至几十次的周波变化,如果参数设置不当,汽机和锅炉之间能量的不平衡会在一次调频的动作过程中得到累积并扩大,从而导致控制系统的振荡。

2)协调控制系统和DEH的一次调频设置的匹配问题

为了保证一次调频的效果，需要将DEH和协调控制系统的一次调频功能同时投入进行联合调节。如果只送入一个控制系统，或者两个控制系统的一次调频因子设置有差异，就会产生协调控制系统和DEH的控制指令产生反调的现象，不仅影响一次调频的效果，严重时还会导致系统振荡。

2.3 AGC指令频繁变化的影响

由于受短期负荷预测能力的限制，在调节联络线偏差的过程中，AGC送至发电厂的指令常常在很短的周期内上下波动。AGC投入后，锅炉主控指令随着AGC指令的变化而频繁波动，使锅炉侧的风、煤、给水等控制系统频繁调节，从而影响了系统的稳定性。

2.4 DEH的阀门流量非线性的影响

DEH的调节汽门存在着特有的“凸轮特性”，即调门的开度和蒸汽流量的特性是非线性的。在DEH中，为了保证汽轮机调门和主汽流量的线性关系，设置了“阀门管理特性”程序，将主汽流量指令转换为汽机调门的开度指令。

图1中，(a)是单阀的流量特性曲线，将汽机的高压调门GV1-GV4作为同一个阀门来进行控制；(b)是顺序阀门的流量特性曲线，将汽机的GV1-GV4按照一定的顺序进行开启与关闭，目的是为了减少节流损失。

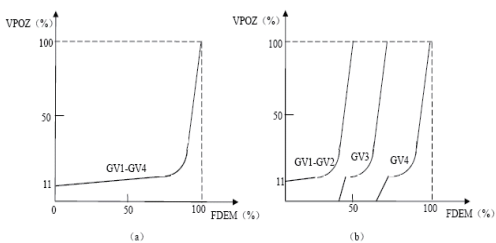


图1 DEH单阀和顺序阀流量特性管理曲线

阀门流量特性管理曲线的参数设置原则是保证主汽流量的线性，否则就会影响协调控制系统的稳定性。例如，如果DEH工作在顺序阀方式下，在阀门切换区（GV3或者GV4刚开启的位置），如果流量特性不好，会导致主汽流量和机组

负荷的调节出现变化迟缓或者跳变的现象，协调控制系统的功率闭环调节作用会使汽机调门在切换区附近频繁往复地波动，使得锅炉主控指令也频繁地进行调节，导致协调控制系统的稳定性。

根据以上各项影响因素我们针对中储式机组进行了前馈、比例、积分、微分等进行了全面的参数优化，从而得出了比较合适的参数配置。

3. 协调控制系统的控制结构

协调控制系统按照汽轮机和锅炉的能量平衡方式，可以分为“直接能量平衡”和“间接能量平衡”以及“间接能量平衡与直接能量平衡兼顾”的协调控制系统三种方式。我们通过三种方法的列举，比较，最终得出“间接能量平衡与直接能量平衡兼顾”为最优控制结构，将此结构应用在陕西渭河发电公司#4机组协调控制上得到了很理想的效果。

为了克服锅炉的大延迟和高惯性，以及快速响应网调的负荷响应，采取“间接能量平衡与直接能量平衡兼顾”的协调控制系统。该系统进行三部分来协调汽机和锅炉的动作：

一是将主汽压力偏差信号叠加到机组负荷指令上作为汽机主控的设定值引入汽机主调节器，采取“压力回拉”的方法，可以由汽机来帮助锅炉控制主蒸汽压力；

二是在汽机调节回路上增加“汽机超调部分”，将经过系数修正后的机组负荷指令作为汽机主控的前馈，来快速且稳定的响应网调负荷指令；

三是在锅炉调节回路上增加“锅炉超调部分”，将机组负荷给定值、 $p_s \times \frac{p_1}{p_2}$ 、压力偏差、主蒸汽压力微分等作为锅炉主控的参考，计算出锅炉主控的前馈信号，通过使锅炉提前动作和快速超调来达到汽机和锅炉之间的能量平衡。

间接能量平衡与直接能量平衡兼顾的协调控制系统响应快速、稳定，且具有一定的超调效果可以满足网调对机组的要求。

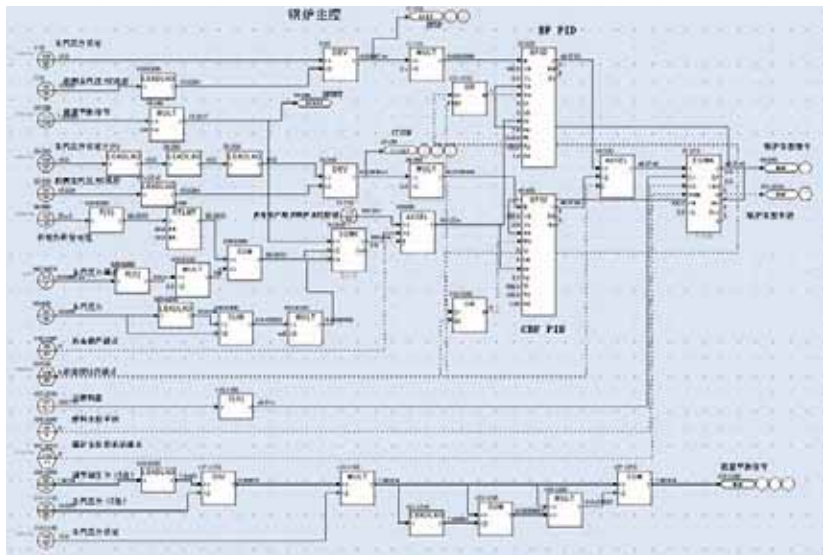


图2 间接能量与直接能量平衡兼顾协调系统的锅炉主控

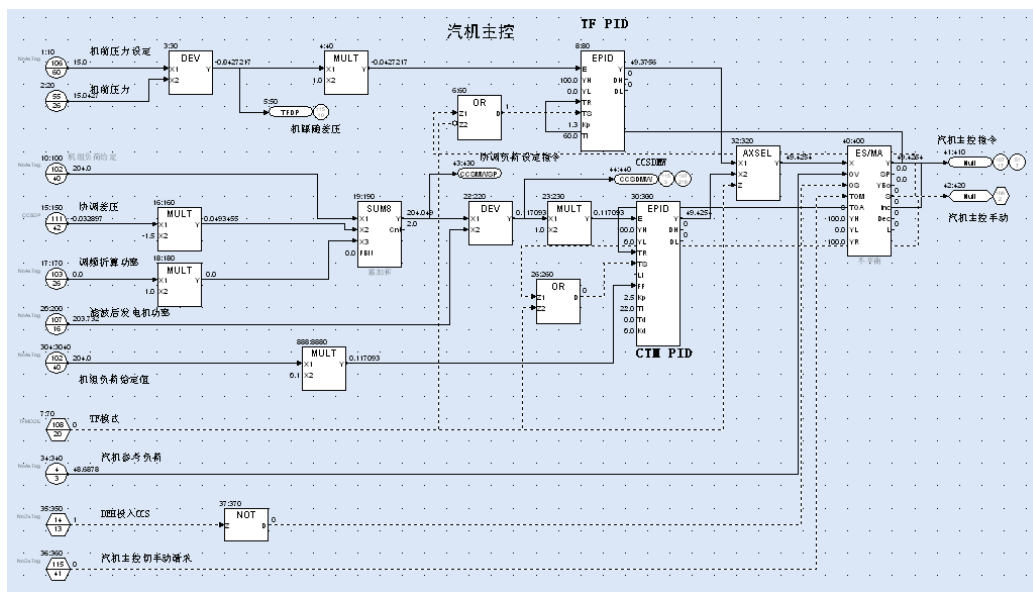


图3 间接能量与直接能量平衡兼顾协调系统的汽机主控

4. 中储式机组AGC响应速率的考核试验

渭南#4机组于3月25日开始DCS改造施工，7月21日开始锅炉点火，7月24日带满负荷320MW，8月8日进行AGC、一次调频考核试验。

我们使用以下两项测试内容来检验中储式机组协调控制系统是否满足AGC响应的变率要求。

4.1 一次调频阶跃扰动测试

本试验是考察协调控制系统对阶跃扰动的适应能力。试

验方法是协调控制系统和DEH的一次调频功能投入，将转差的基准值改变，使机组负荷给定值在60秒内改变3%-6%，观察机组负荷、主汽压力等机组主要参数响应的快速性和稳定性。

在改变转差为7转或是12转后负荷分别改变10MW和20MW，且响应时间在3秒以内，保持时间在60秒以内及改变负荷量在3%-6%，全部满足网调要求。

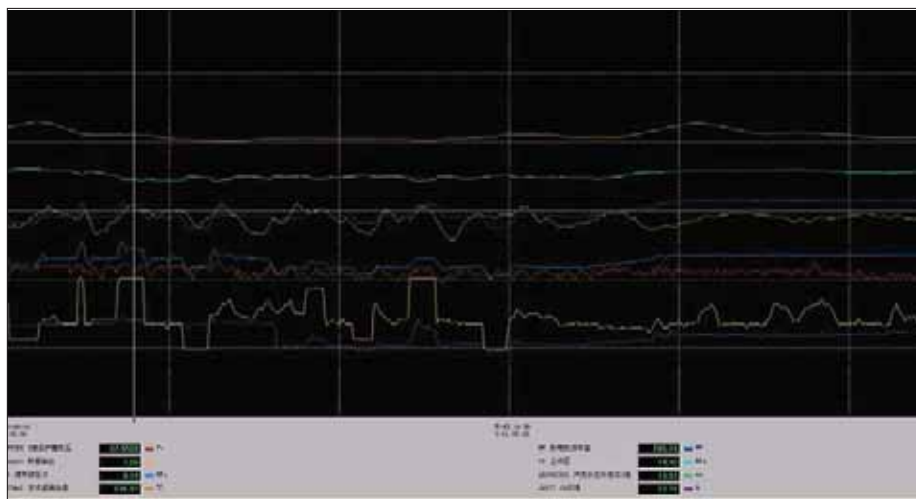


图4 一次调频试验

4.2 机组负荷指令变化测试

本试验是考察协调控制系统在负荷指令以阶跃方式进行周期性变化工况下系统的稳定性，即负荷指令以一定的速率与变化幅度，以阶跃的形式反复变化2个周期，然后考察各主要被调量（机组负荷、主汽压力及主、再热汽温度等）的

稳定性。图5是一台320MW机组负荷扰动的测试曲线。

试验机组负荷以5MW/MIN速率连续变化30MW和40MW;主蒸汽压力最大偏差0.35MPa;主蒸汽温度偏差在5°C以内;再热蒸汽温度在5°C以内，全部满足网调要求。

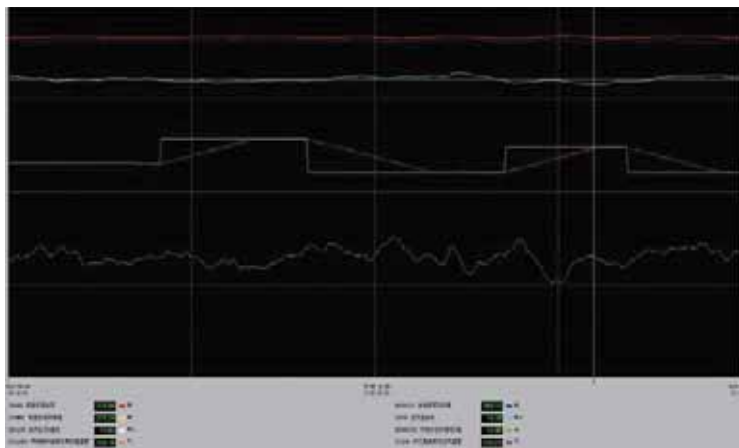


图5 机组负荷指令（AGC）扰动曲线

4.3 AGC变负荷随动试验过程及结果

1) 试验条件检查

首先对DCS与中调之间的信号重新检查确认，以下条件全部满足方可进行试验：

要求机组投入AGC指令：OK

要求机组切除AGC指令：OK

机组允许投入AGC：OK

机组AGC投入/退出：OK

AGC负荷指令：因AGC负荷指令受外因干扰，后进行光电隔离处理使信号正常。

负荷调整上限：OK

负荷调整下限：OK

2) 试验过程

控制模式：协调运行方式投入并处于AGC模式

负荷变动范围：250MW ~ 290MW

负荷变化率：5MW/min

9:37:15 机组AGC模式投入

9:39:54 中调将负荷指令由原来的259.4MW改为289.4MW，此时机组实际负荷为259.4MW，主汽压力16.10MPa，主汽温度537.7°C。

9:45:54 机组负荷目标值289.37MW，机组负荷给定值为289.24 MW，此时机组实际负荷为288.9MW。

④9:49:30 中调将负荷指令由原来的289.45MW改为249.45MW，此时机组实际负荷为288.9MW，主汽压力

16.15MPa，主汽温度537.2°C。

9:57:30 机组负荷目标值249.4MW，机组负荷给定值为249.45 MW，此时机组实际负荷为249.4MW。

10:02:24 中调将负荷指令由原来的249.4MW改为279.4MW，此时机组实际负荷为249.99MW，主汽压力15.96MPa，主汽温度535.7°C。

10:08:24 机组负荷目标值279.4MW，机组负荷给定值为278.9MW，此时机组实际负荷为280.13MW。

10:10:24 中调将负荷指令由原来的279.4MW改为249.4MW，此时机组实际负荷为279.04MW，主汽压力16.0MPa，主汽温度538.2°C。

10:16:24 机组负荷目标值249.4MW，机组负荷给定值为249.55MW，此时机组实际负荷为249.92MW。

10:20:00 机组AGC模式切除

3) 试验结果

在试验期间，机组12.5%MCR（速率1.7%Pe/min）变负荷试验运行过程非常平稳，响应速度能满足调度对负荷的要求，从本次试验过程可以看出机组调节过程非常平稳，机组功率、主汽压力、汽包水位、主汽温度、氧量、炉膛压力，这几个机组主参数的控制品质都在标准《火电机组模拟量控制系统验收测试规程 DL/T 657-2006》规定的要求范围内，指标合格。

被测参数 偏差 试验项目		机组功率 差MW	主蒸汽压力 Pt MPa	汽包水位 偏差hd mm	过热汽温 偏差Ts °C	再热汽温 偏差TR °C	烟气氧量 O2 %	炉膛压力 偏差Pf Pa	负荷响应 延迟s	功率平均 变化速率 $\Delta P/\Delta t$ %/min
	合格 标准	±16	±0.6	±60	±10	±12		±200	40	≥1.5
	优良 标准	±16	±0.5	±40	±8	±10		±150	40	≥1.5
259.4→289.4 5MW/min ↓30MW	实测	+2~-3	+0.35~-0.3	+40~-40	+5~-5	+9~-11	4.4~3.6	+100~-170	10	=1.47%Pe
289.4→249.4 5MW/min ↓40MW	实测	+3~-3	+0.33~-0.35	+10~-28	+5~-4	-10~-9	4.2~3.8	+20~-62	5	1.5%Pe
249.4→279.4 5MW/min ↓130MW	实测	+2~-3	+0.35~-0.35	+20~-54	+5~-5	-11~-8	3.65~3.5	+24~-87	10	1.5%Pe
279.4→249.4 5MW/min ↓30MW	实测	+2~-3	+0.34~0.39	+23~-34	+6~-5	-10~-9	3.5~3.3	+33~-30	5	1.5%Pe

表1 #4机组AGC变负荷试验参数品质统计

5. 结语

对于提高中储式机组响应AGC响应速率的方法很多，我们在这里列举了协调控制系统的功能和任务，影响中储式机组协调控制系统稳定性的因素，然后根据这些因素进行结构优化和参数优化。再进行单、双向负荷变动试验；对于测试过程中出现调节效果不理想的情况我们进行再修改，再完

善。最终使用“间接能量平衡与直接能量平衡兼顾”的控制结构，再进行合理的参数整定，从而使中储式机组一次调频及AGC试验完全合格，各项运行参数优秀，达到了网调对于机组的调度要求。

300MW改造机组协调控制系统策略优化与应用

西安热工研究院有限公司 王小成

陕西渭河发电有限公司 罗建科 武红幸

上海新华控制技术(集团)有限公司 马骏

【摘要】 陕西渭河发电有限公司#6机组(300MW)DCS改造项目采用上海新华控制技术(集团)有限公司的新一代XDC800分散控制系统。为保证机组安全、经济运行,提高自动的投入率,增强控制的抗干扰能力,对协调控制系统策略进行了优化。本文详细介绍了改进后的机组协调控制策略,为同类型机组的改造提供了经验。

【关键词】 XDC800 改造, 协调控制, 给粉机, 控制策略

前言

陕西渭河发电有限公司总装机容量为1200MW(4×300MW)。本次进行改造的#6机组,其锅炉为东方锅炉厂制造的DG-1025/18.2-II6型亚临界、一次中间再热、中间储仓式、自然循环汽包炉;汽轮机为哈尔滨汽轮机厂生产的N300-167/537/537型亚临界、一次中间再热、单轴、两缸、两排汽、反动、凝汽式汽轮机;改造前DCS控制系统由多个品牌组成:MCS、DAS和SCS系统为横河西仪公司CENTUM-XL;FSSS系统为美国贝利INFI-90;DEH和MEH系统为上海新华DEH-III A;ETS系统采用常规继电器和硬接线搭接实现;整套系统老化陈旧,备件难以供应,并且相互之间无法有效通讯,不能满足当前自动化控制的新要求。在本次技术改造时,对控制系统进行了一体化改造,统一采用了上海新华控制技术(集团)有限公司的新一代XDC800分散控制系统,实现了机炉电的协调控制,满足了电网的自动发电控制(AGC)的要求。

1. 协调控制策略分析

为了保证汽机锅炉之间能量供求关系的平衡,在机组协调控制系统中,锅炉与汽机的控制装置均接受功率与压力的偏差信号。

锅炉的负荷是按照汽轮机的需要而随之改变,炉跟机按照给定功率信号变化,利用锅炉蓄热量,使机组实发功率迅速随之变化,在锅炉压力允许变化范围之内,其快速反应,对电网频率调整有利。

为了迅速地满足电网调频的要求,从控制系统方面提高机组的负荷适应性,采用了前馈回路,以充分利用锅炉的蓄热量。同时,对前馈回路的动态和静态补偿精度进行提高,以期更好地完成协调控制系统策略优化。

为了实现协调控制策略,设计了四种控制方式,即:手动方式(MAN)、汽机跟随方式(TF)、锅炉跟随方式(BF)、协调方式(CCS)。

在协调方式下,自动发电控制(AGC)指令经负荷变化速率限制、负荷上下限限制以及负荷指令闭锁增减运算后,得到的机组实际负荷指令(ULD),分别送至汽轮机和锅炉主控等回路。

1.1 锅炉主控指令的形成

1)BF方式前馈信号的形成

前馈信号采用 $K[(P1/PT) \times PSP]$ 代表汽机能量的需求。机组处于稳态时,机P1可以代表进入汽机能量的大小;机组处于动态时,汽机调节汽门的开度的改变会使PT偏离PSP,使得进入汽机能量发生变化,为了满足能量平衡,响应负荷变化, $(P1/PT) \times PSP$ 能量平衡信号恰好利用锅炉的蓄热满足了能量的平衡。在变负荷过程中,主汽压力设定值(PSP)经过三阶惯性环节处理后得到的实际压力定值。通过对实际压力定值的延迟处理,以模拟锅炉燃烧中的迟延,这样,在升降负荷时,主汽压力波动明显平缓。

2)CCS方式前馈信号的组成

主要采用 $K[MWSP]$ (其中的MWSP为不包含一次调频的功率给定值)作为前馈信号。功率给定微分,功率变化时起作用;主汽压力设定值微分,变压力时起作用;CCS方式下主汽压力偏差的微分,压力偏差变化超过0.2MPa时随时起作用。

3)燃料、风量指令的形成

燃料指令来自锅炉主控指令,锅炉主控指令百分数0-100%对应折算后的燃料量0-168t。风量指令来自功率给定,根据投切磨的负荷点有一定的折线设计。

1.2 汽机主控指令的形成

1)在TF方式下，机前压力PT及其设定值PSP的偏差经过PI调节器，输出至DEH，对汽机进行控制，维持机前压力等于给定值。

2)在CCS方式下，机组实发功率和机组负荷指令进行比较，经PI调节器，输出至DEH。功率设定值由运行员手动或者调度功率给定，CCS方式下主汽压力偏差超过0.2MPa时的微分，压力偏差变化时随时起作用，再加上一级调频折算的功率偏差分量，形成最终的CCS负荷给定。

1.3 控制方式的切换

当机组锅炉主控和汽机主控均在手动，机组在手动方式（MAN）；当机组锅炉主控在自动而汽机主控在手动，机组在锅炉跟随方式（BF）；当机组锅炉主控在手动而汽机主控在自动或RB发生，机组在汽机跟随方式（TF）；当机组锅炉主控、汽机主控都在自动，机组在协调方式（CCS）。当机组处于手动或汽机跟随时，系统实现功率调节跟踪；当机组处于锅炉跟随或协调时，系统实现压力调节跟踪。因中储式锅炉给粉机下粉不均，会形成汽机跟随方式（TF）下负荷波动较大，因此当锅炉主控切手动时，同时切除汽机主控自动。

2. 协调控制策略的优化

为提高机组安全、经济运行，提高自动的投入率，增强协调的抗干扰能力，对协调控制系统策略进行了优化。

2.1 总燃料量折算公式数学建模

对中间仓贮式制粉系统来说，由于给粉机的转速对给粉量控制特性的非线性，众多给粉机因上述特性不一致，给粉量的测量一直是个难题；以及因上述特性不一致而经常存在的投入自动的给粉机台数变化，在机组负荷较大幅度变化时，投入自动之给粉机转速大幅度变化，造成相应燃烧器燃烧不稳和自动控制与经常需要的手动助调交互作用，对控制过程造成的扰动和控制特性的不确定性等。常用的折算方法有两种：①所有在运给粉机转速之和函数关系求得一定的总给粉量；②热量信号折算的燃料量，这种方法通常在新华DCS原设计中属于经典设计。在同一负荷点上，第一种折算方法有两个问题：总转速相等时，在运的给粉机台数会不同；给粉机运行台数相同时，总的转速也存在差异。第二种热量信号不能满足目前电厂煤质变化频繁的情况，参数不易整定。

在本次改造项目，为解决以上问题，采用一种新型的折算公式对总的给粉量进行数学建模。在原有所有给粉机转速求和后，再加入了一个给粉机运行台数的函数关系。即在运给粉机转速-在运给粉机台数×C；C值在实际运行过程中需要整定一个最佳值。此公式的应用，对克服燃料内扰引起的压力波动有一定的抑制作用。

2.2 “负荷自动GO功能”的逻辑实现方案

在投入和切除CCS方式时，都让设定值按照设定速率自动GO。在AGC方式投入时，自动GO的功能为常数1。功率到给定值时自动HOLD。这样使得平时只要在协调方式时，只要出现负荷静态偏差，可随时自动调整。

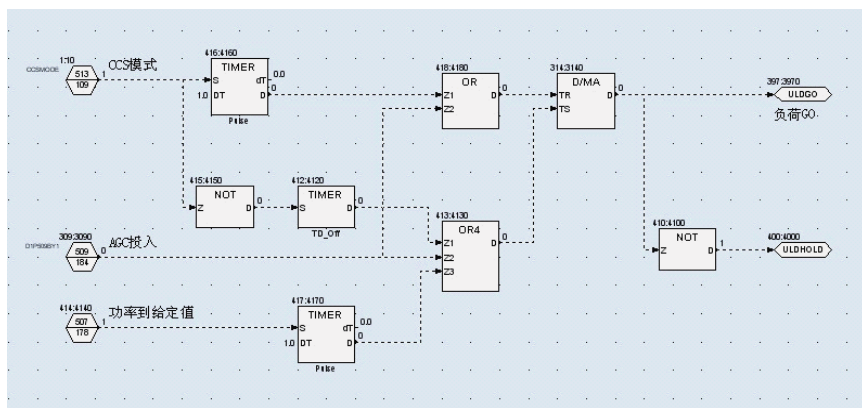


图1 负荷自动GO功能实现

2.3 “负荷到实际负荷上限闭锁功能”实现

机组在协调方式下的功率给定由三部分组成，实际功率给定、一次调频折算量和主汽压力偏差折算的函数关系。在实际运行中，当实际负荷在额定负荷上下波动时，由于一次调频功能长期投入，在经过几次观察发现有部分时间功率会超过300MW从而产生不合格电量，为了解决这个问题，在

协调控制方式的功率调节器中增加了一个高选功能块，新华XDC800的PID功能块本身可实现闭锁功能，当协调方式负荷给定超过机组负荷上限时，此闭锁功能即开始起作用，以上问题得以解决。

2.4 减温水调节回路被调量数学建模

喷水减温控制是个大延迟惯性环节，在很多电厂控制效果都不是很理想，而且主汽温度的偏差对产生单位电量的煤耗有很大的影响。

我们利用已往项目的经验，对减温水被调量赋以新的数学模型，在本次改造中控制效果明显。

2.5 RB后的给粉机转速指令折算回路

RB控制方式是将RB发生时的机组负荷和给粉机转速之和记住，折算成RB目标负荷的总给粉机转速指令，平均分配到保留的给粉机转速指令。RB发生短时间内煤质变化相对稳定，总燃料量计算采用在运给粉机台数和给粉机转速之和的函数关系，可在动态过程中维持较为恰当的给粉机转速指令，使RB后的机组负荷能平稳的降至机组出力允许范围以内。如图2所示。

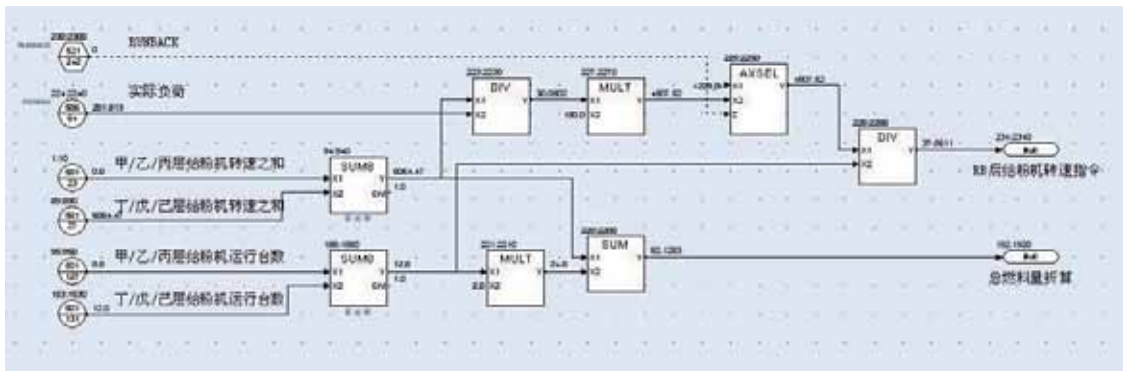


图2 RB后的给粉机转速指令

3. 协调控制优化效果分析

通过试验，可以得出，机组在稳态时，主汽压力偏差维持在0.3MPa以内，机组实际功率与负荷指令偏差最大值为1.1MW；升负荷工况下，主汽压力与压力设定值偏差最大值为0.44MPa，机组实际功率与负荷指令偏差最大值为

1.4MW；优化后提高机组运行参数稳定性、提高机组运行的经济性和安全性等方面效果显著。图3是协调方式下由200MW连续升负荷至300MW时的曲线。

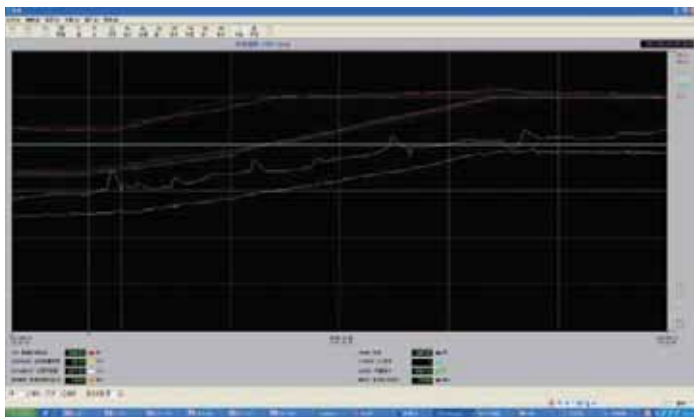


图3 机组升100MW负荷时的参数曲线

4. 结束语

严谨的控制策略是实现机组安全稳定运行的前提，异常情况下的安全自动处理功能是设计的关键，而安全可靠的DCS系统是实现控制策略和事故处理的基础。我们在本次改造项目中，多方面结合现场实际运行工况进行模拟试验，并

将优化策略在XDC800上进行了合理准确的组态实现，从而显著提高了协调控制系统的调节品质和安全性，并且有效避免了异常情况的发生。

采用XDC800改造大唐淮南洛河发电厂 3#机组MCS系统

上海新华控制技术(集团)有限公司 马骏

【摘要】 大唐淮南洛河发电厂3#机组于2009年5月进行了控制系统改造,新系统采用新华新一代分散控制系统XDC800,改造范围覆盖DAS、MCS、FSSS、SCS、ECS、SBC等系统,并一次投运成功。本文对其中的MCS系统改造过程进行简要介绍,并重点说明改造后系统功能及其投运效果。

【关键词】 XDC800,洛河电厂,300MW机组,分散控制系统,改造,MCS,DEB,抗积分饱和

1. 改造概况

大唐淮南洛河发电厂3#机组(300MW)于上世纪90年代末建成发电,锅炉由上海锅炉厂制造,为亚临界压力、中间一次再热、单炉膛 Π 型露天布置、四角同心反向切圆燃烧、平衡通风、固态排渣、全钢架悬吊结构、控制循环燃煤汽包炉;汽机由上海汽轮机厂制造,为亚临界、中间再热、高中压合缸、双缸、双排汽单轴凝汽式汽轮机;控制系统采用美国西屋公司WDPF-II分布式控制系统。

从2009年3月开始,配合机组大修,我们对控制系统进行了改造,采用上海新华控制技术(集团)有限公司研发的新一代分散控制系统XDC800,全面替换老化的WDPF-II系统,改造范围覆盖DAS、MCS、FSSS、SCS、ECS、SBC等系统。机组于5月15日点火一次成功、5月16日并网一次成功,并于5月17日成功投入CCS自动回路。改造后的XDC800控制系统运行稳定,性能良好,各项技术指标满足DCS技术规范要求,机组自动投入率达100%、保护投入率达100%、仪表投入率达99.9%。

MCS系统原有设计共5对DPU、5面控制柜、1面AO隔离器柜、1面中间继电器柜以及数十套LIM硬手操器,控制范围包括机炉协调控制、燃料控制、送引风控制、减温水控制、给水控制、仓储式磨煤机控制以及汽机侧单回路控制等。

采用XDC800改造后共设计5对XCU(新华控制单元)、5面控制柜,取消了AO隔离器柜、中间继电器柜和所有LIM手操器,调节操作全部采用软手操。同时,改造根据原设计及机组的特点,在保留原控制系统设计功能的基础上,提出了一些有利于机组运行、提高自动投入率及调节品质的新的控制策略,并使系统能在10-15%的扰动下保证良好的调节品质,各项指标达到引用规范要求,自动投入率达100%。

2. 改造要点

回顾本次改造,MCS系统主要有一下几点值得总结:

2.1 在对原有电缆整理分析之后,进行信号排卡

由于不更换原有旧电缆,在改造设计过程中,需充分考虑原有电缆的位置、长度及走向,以最大程度的降低现场电缆接线的工作量。

洛河电厂和新华公司在机组改造前,深入电子间现场,对原有WDPF机柜接线和信号分布进行了详细的考察和记录,同时比较WDPF机柜和新华XDC800机柜电缆接线及走向特点,总结出了一套行之有效的设计原则,对每一个测点进行了分别考虑,最终保证了电缆基本上的“零改动”,为现场施工节省了宝贵时间。

投运经验证明,XDC800系统的模块化结构及布置方式、加上行之有效的设计原则,是改造WDPF系统最好的解决方案。

2.2 取消AO隔离器柜,改为中间转接柜

由于WDPF AO卡件不属于隔离型,在原系统中设计了AO隔离器柜,对AO信号的输出进行隔离。

采用XDC800之后,由于AO模块本身属于隔离型,不再需要隔离器。但同时考虑到AO信号电缆比较重要,不易对接。所以,在原来隔离器柜位置设计了中间转接柜,AO信号经每个模块出线接至中间转接柜,转接后经老电缆到达现场设备。转接柜进行了信号的屏蔽接地,从而减少了信号的干扰。

2.3 取消中间继电器柜,由DCS内置继电器代替

原WDPF系统DO输出均配置了中间继电器,MCS系统共配置了1面中间继电器柜。

采用XDC800后，由于所有中间继电器均包含在DCS模块和端子板内，故取消了原有中间继电器柜。

中间继电器柜内电缆绝大多数连接电动门MCC，距离电子间一步之遥，所以这部分电缆全部采用新电缆代替。

2.4 取消硬手操器和大部分回路控制卡

原WDPF设计大量采用回路控制卡QLI，配置LIM硬手操器。

采用XDC800后，取消了所有硬手操器，全部由软手操实现，同时也取消了大部分回路控制卡。

但对于送风机动叶、引风机静叶、电动给水泵勺管等执行机构，由于输出为DO脉冲，且调节相对要求较快，故采用了回路控制模块（LC），实现快速伺服控制。

现场投运实效表明，高度智能化的新华XDC800 LC模块完全满足300MW机组的快速、高品质调节需要。

对于制粉系统中大量的阀门，虽然输出也为DO脉冲，但调节较慢，且手动操作居多，故没有使用回路控制卡，而直接由常规DO模块代替。

现场投运经验证明，使用该设计原则对老机组进行类似改造是切实可行的。

2.5 全面移植并优化控制组态逻辑

控制组态逻辑的移植是本次改造的核心工作。原WDPF组态方式离线可读性差，同时机组运行又不便于现场查阅，组态移植难度较大。

最终，在参考原WDPF设计阶段的AUTOCAD版本SAMA图、对照最新备份的DPU文本源文件的基础上，结合新华公司原有的300MW机组DCS工程经验，对原有控制组态逻辑进行了详细的消化、分析、对比，进而使用XDC800的可视化图形组态进行了有效移植。

值得重点说明的有三点：

首先，WDPF的算法跟踪是比较特殊的，采用XDC800进行移植，需在对原有跟踪逻辑有深入的理解基础上进行，才能保证其正确性。

其次，为了保证调试阶段顺利进行，在进行移植时将原系统的各种参数（如增益、偏置、PID比例系数、PID积分时间、PID微分时间等）进行了一并移植。但西屋公司的PID算法和微分算法实现方法与XDC800有细微差别，体现在参数上就不能照搬，而必须进行相应的换算。

最后，在厂内和出厂后对重要的协调控制回路、送风控制回路、引风控制回路、燃料控制回路、给水控制回路都进行了多次详细的仿真，特别是PID动作方向、手自动无扰切换、回路跟踪、多路平衡、方向闭锁、事故保护等，充分模拟了各种工控下组态的动作过程和响应，修正了若干组态实现细节，最终为后来的投运打下了很好的基础。

总之，MCS组态的移植是一个“慢工出细活”的过程，跟踪、参数、执行时序等细节的全面考虑，最终为后来机组调试节省了宝贵时间，并保证了调节品质。

3. 系统功能

采用XDC800改造后，MCS控制范围主要包括：

- 1)机炉协调控制
- 2)汽机主控制
- 3)锅炉主控制
- 4)磨煤机控制
- 5)送风量控制
- 6)二次风挡板配风控制
- 7)炉膛压力控制
- 8)主蒸汽温度控制
- 9)再热器汽温控制
- 10)汽包水位控制
- 11)给水泵最小流量再循环控制
- 12)燃油压力/流量控制
- 13)除氧器水位和压力控制
- 14)凝汽器热井水位控制
- 15)汽机润滑油温度控制
- 16)高压加热器水位控制
- 17)低压加热器水位控制
- 18)其它单冲量控制

MCS共配置5对控制器XCU。其中，XCU10为机炉协调控制、给粉控制以及燃油控制，XCU11为制粉系统控制，XCU12为送风控制、引风控制、二次风控制，XCU13为给水控制、凝汽器水位控制、除氧器控制以及单回路控制等，XCU14为主蒸汽温度控制、再热汽温控制以及单回路控制。

以下仅就重要的控制回路做简要描述。

3.1 机炉协调控制

控制系统设计原则是将汽机、锅炉作为整体考虑，在能量平衡控制策略基础上，通过前馈/反馈、连续/断续、非线性、方向控制等控制机理的有机结合，来协调控制机组功率与机前压力，协调处理负荷要求与实际能力的平衡；在保证机组具备快速负荷响应能力的同时，维持机组主要运行参数的稳定。

机炉协调控制共设计了手动、锅炉跟踪（BF）、汽机跟踪（TF）和协调控制（DEB）四种模式，并设计有一次调频、闭增/闭减（Block Increase/Block Decrease）、迫升/迫降（Run Up/Run Down）、负荷快减（Runback）等功能。正常运行时，机组以协调控制模式、滑压或定压运行。在Runback发生后，机组以汽机跟踪模式、滑压运行。

协调控制模式和锅炉跟踪模式下，均采用DEB方式进行控制。在“DEB协调控制”方式下，协调控制系统汽机侧稳定工况闭环调节功率，在机前压力偏差超死区时还设计有压力拉回控制作用，锅炉侧则是以反映汽机对锅炉能量需求的能量平衡信号 $PS \times P1 / PT$ 作为锅炉侧的负荷前馈指令，热量信号 $P1 + K \times dPD / dt$ 作为燃料量反馈，将单元机组锅炉、汽轮机这一相互影响的复杂多变量控制系统单向解耦，转化为

单变量系统。系统固有保持机前压力等于其给定值的能力，无需机前压力闭环校正回路。

热量信号的动态环节 dPD / dt ，在机前压力偏离设定点时，PD和P1的变化方向相同，还可以起到加速燃料调节的作用，而当机前压力趋近设定点时， dPD / dt 为负值，提供了过程阻尼，又具有防止机前压力PT过调的稳定作用。

能量平衡信号的动态前馈 $PS \times P1 / PT \times d(PS \times P1 / PT) / dt$ ，用以动态补偿机前压力设定点变化或负荷变化时锅炉蓄能的变化和机、炉动态响应的差异。定压运行时，动态前

馈补偿了负荷变化时要求改变汽包压力所需的锅炉蓄能变化。负荷不变时，则补偿机前压力定值提高所需的锅炉附加蓄能。而在滑压运行时，更要补偿负荷和机前压力二者同时变化时，要求汽包压力变化所需的更多的锅炉附加蓄能。

此外，风/煤交叉采用能量平衡信号与其惯性环节输出相比较，取大值控制风量、取小值控制燃料量，可以避免实际信号波动对控制带来负面影响，方便地实现了加负荷先加风、后加煤，减负荷先减煤、后减风的“富风”策略。

图1为实际的协调控制画面。



图1 协调控制画面

3.2 燃料控制

燃料控制主要涉及到四层给粉量的调节。

四层给粉量可以手动设定，投入自动后即接收锅炉主控的指令。每层给粉控制都设计有偏置回路，用于自动时的微调以及手动时的自动跟踪（保证手自动无扰切换）。

多执行机构存在自动平衡（即增益补偿）问题：运行粉层数量以及每层粉投入的给粉机数量不同，同样的锅炉主控

指令变化，反应在给粉指令上均不相同。这是通过给粉控制回路中的一个闭环快速积分环节来实现的。原WDPF逻辑中，快速积分环节在锅炉主控手操器之前，这样当锅炉主控手动而给粉层控制任一自动后不具有自动平衡功能。本次改造做了修改，将快速积分环节移到锅炉主控手操器之后，从而保证了全工况的自动平衡。如图2所示。

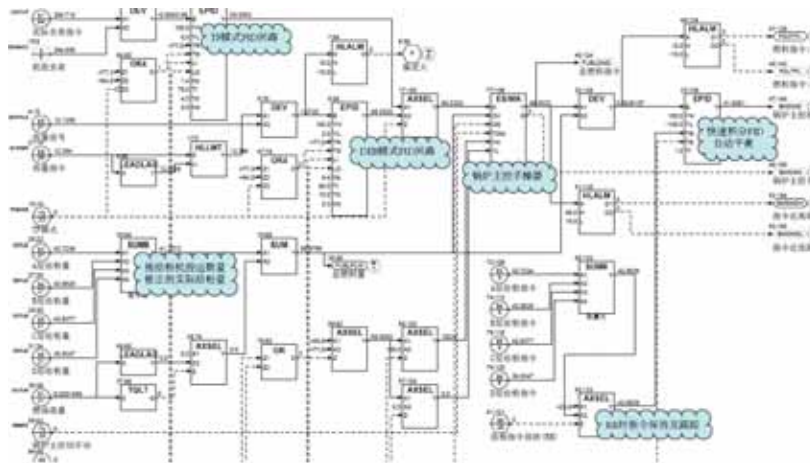


图2 给粉控制的自动平衡及跟踪保持

Runback发生后，燃料控制有一系列的动作过程（粗调和细调）。粗调由MCS和FSSS共同完成。MCS根据不同的故障原因，首先将C层和D层给粉降低或全部切除，在负荷下降过程中根据负荷下降速率微调A层和B层给粉。需要注意，此时必须禁止燃料控制的自动平衡功能，即降低C层和D层指令同时需要保持A层和B层指令不变，而锅炉主控指令必须跟踪实际燃料量。粗调过程结束后，锅炉主控承担细调任务，根据负荷指令（Runback下降曲线，9MW/min）和实际负荷对给粉量进行PID调节。

3.3 送引风控制

送引风控制主要涉及双路平衡、方向闭锁以及事故处理等。

回路中设计了二平衡器BAL2负责平衡A/B侧指令。偏置量在执行机构手动时，自动反算；执行机构全部自动时，偏置量可由运行人员手动设定。偏置量回路保证了偏置微调 and 手自动的无扰切换。

根据炉膛负压偏高或偏低，送引风回路设计了闭增和闭减回路。炉膛负压偏高时，送风动叶闭增，引风静叶闭减；反之，炉膛负压偏低时，送风动叶闭减，引风静叶闭增。根据风量和燃料量对应关系，送风回路设计了闭增和闭减回路。当送风量远大于燃料量时，送风动叶闭增；反之，送风动叶闭减。此外，当风机发生喘振时，对动叶或静叶闭增。

只有单台风机运行时，另外一台风机对应的动叶或静叶指令置位全关。当送引风机全停后，延时，若炉膛负压不

高，全开送风动叶，之后，若炉膛负压不低，进而全开引风静叶，炉膛通风。

MFT发生时，为防止炉膛负压瞬间降低，引风回路设计了超驰回路。在MFT发生后，立即将引风机静叶快速全关至原来的75%，保持20s后逐渐恢复原来指令值。送风机Runback发生后，为防止炉膛负压降的过低，对引风机静叶进行了直接突减，突减量是Runback发生时送风指令的百分数；等事故恢复后，突减量以很慢的速率逐渐回零，引风控制恢复正常。

对于送引风控制和给水控制，还有一种情况值得特别重视，即Runback过程中的“积分饱和”问题。当Runback发生初期，跳闸设备指令降至最低，由于自动平衡作用，对应运行设备指令随即升高。此时，一般对指令进行最大值限制以防止设备过负荷跳闸致使Runback失败。假设PID输出在Runback前为60%，那么不考虑偏置的情况下，两台设备的指令均为60%。Runback发生后，设备A指令切为0%，设备B指令到达高限90%，而由于过程量变化，PID如果继续计算，其输出会在60%基础上继续增加，直至达到高限。那么当过程量反方向回头时，PID输出从高限到45%的回程过程中，设备指令不会有任何变化，从而发生严重超调。为消除这一不利影响，组态中设计了PID跟踪回路，实时对积分饱和和进行消差。送风控制的抗积分饱和和参见图3。当动叶A和动叶B指令平均值与当前PID输出偏差超过±2%时，延时2s对PID进行强制跟踪，从而保证PID和动叶实际输出的实时平衡，也就消除了积分饱和导致的超调，保证了事故工况下的调节品质。

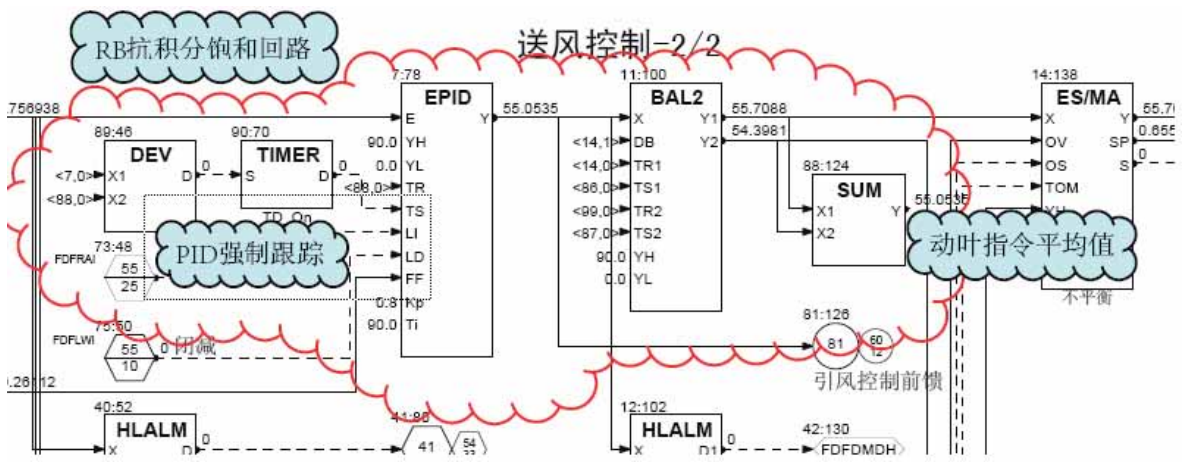


图3 Runback过程中积分饱和的巧妙消除

3.4 给水控制

给水控制主要涉及单冲量/三冲量的切换、3台给水泵指令自动平衡以及事故自动抢水等功能。

当主蒸汽流量超过30%之后，若主蒸汽流量和给水流量品质为好，控制即切为三冲量，否则即为单冲量。考虑到与蒸汽流量的严格平衡，参与汽包水位控制的总给水流量为实测给水流量与过热器减温水流量的总和。但需要注意的是，减温水流量随过热汽温调节动态变化较快，如不进行处理，这一扰动将通过总给水流量串入汽包水位控制回路，引起汽包水位的频繁振荡。通过对减温水流量施加较强的惯性环节（ $>10s$ ），可以有效消除这一影响。

3台给水泵指令的自动平衡和无扰切换与送引风控制基本相同，也是通过平衡模块和偏置运算来实现的。唯一区别的是送引风控制使用了二平衡模块BAL2，只有1个偏置量；而给水控制使用了八平衡模块BAL8，每台给水泵均有相应的偏置量。对于汽动给水泵，由于3000RPM对应指令0%、6000RPM对应指令100%，在进行平衡计算时，需特别注意量纲转换问题。本次改造与原有WDPF不同之处，在于将平衡模块的位置从原来的单/三冲量切换之前移至其后，从而使逻辑更为简洁，避免了原逻辑在特定情况下的跟踪振荡问题。

与送引风控制类似，给水控制同样设计了PID跟踪回路以消除事故状态下的“积分饱和”。

当运行汽动给水泵跳闸时，若水泵在备用状态，则进行自动抢水。水泵指令将从原来备用转速以较快速度提升至跳闸汽动给水泵跳闸前对应的指令值。

4. 投运效果

MCS系统在经过详细的厂内仿真和现场调试后，于2009年5月14日开始自动回路试投。最先投入的是引风机静叶回路和给水电泵勺管单冲量回路，随后于2009年5月17日凌晨开始，陆续投入给水三冲量回路、送风量控制回路，并于5月17日中午全面投入协调控制回路、AGC及一次调频。其他单回路控制也在随后的几天内全部投运完毕。运行至今，除再热器摆角和氧量控制由于运行习惯手动控制外，其余自动回路投运良好，调节品质满足机组变工况和稳定运行要求。下图为2009年5月26日夜间的变负荷曲线。

可以看出，负荷从170MW连续升至220MW过程中，各主要参数变化平稳，响应迅速，动态与静态偏差均在合理范围内，相关指标满足AGC全自动变负荷要求。

从洛河电厂#3机组DCS改造设计、施工、调试及投运的整个过程来看，新华公司新一代电站分散控制系统XDC800在300MW大型发电机组中的应用是非常成功的，其中的改造投运经验是非常值得推广和应用的。

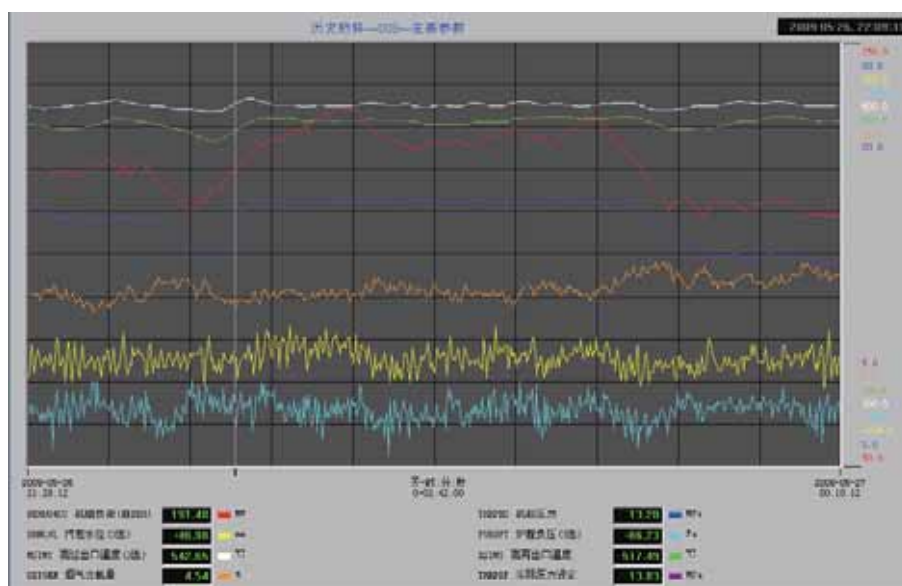


图4 变负荷工况下主要参数趋势

新华DEH系统在小网控制中的应用

上海新华控制技术(集团)有限公司 缪伟彬 刘廷 杜军

【摘要】 本文简要介绍了小网运行特点及控制方式,提出了新华DEH系统在小网控制中的解决方案,并分享了部分应用案例。

【关键词】 小网运行,孤网运行,新华,DEH,一次调频,二次调频

按照国际惯例,在经济大发展时期,像美俄英法等国的电力系统普遍采用大网运行,这是有利于国计民生的;但是,当经济进入可持续发展时期,小网运行就变得异常重要,实际上是对大网运行的支持与补充。

毫无疑问,小网运行在电能上,就地生产就地消化,于企业降低能耗有利;在热能上,余热发电、资源再生,因为热是可以传递的,于企业于地区发展是有功的;在环保上,减少污染,减轻负担,于社会生态环境是个贡献;有些企业受地理环境制约,也必须采用小网运行。其前景非常看好,也非常光明。

1. 小网运行特点

通常最大单机容量小于电网总容量的8%的电网,可以称为大电网;电网中机网容量比(单机容量占电网总容量百分比)大于8%的电网,则统称为小网,也叫孤网。网中只有一台机组供电,成为单机孤网,而机组甩负荷带厂用电,称为孤岛运行,是单机带负荷的一种特例。

小网控制的核心之一,即通过“转速不等率”将负荷控制转换为转速控制,包括转速加速度叠加、OPC递减抑制和转速偏差快速动作三部分。小网控制的核心之二,即进入小网运行的准确判断。小网运行可以分预见性和非预见性,也就是主动小网和被动小网。主动小网通常在电气网络配置就已充分考虑或进行FCB试验时可预知的情况下发生。然而,对控制考核的真正难点在不可预知的情况,系统需要快速准确判断出机组已经进入了小网运行工况。在不可预知的情况,系统需要通过转速的快速变化、转速加速度等进行判断综合确定,以便快速切变到小网运行模式。

小网运行有几种情况:

- 1)单机小网:网中只有1台机组运行供电;
- 2)多机小网:网中多台机组同时运行,共同供电;
- 3)长期小网:不并大网,一直小网运行;
- 4)短期小网:长期并大网,短期小网运行,如厂用电。

如图1所示,小网运行的几种典型形态是:

- 1)BR1故障BR2闭合;

- 2)BR1/BR2故障BR3闭合;

- 3)非故障型(无BR1)。

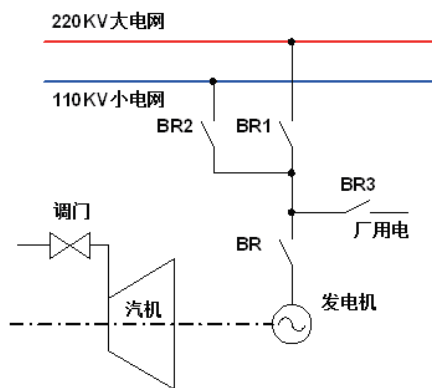


图1 小网运行几种典型形态及其电气结构图

小网运行最突出的特点,是由负荷控制转变为频率控制,要求调速系统具有符合要求的静态特性、良好的稳定性和动态响应特性,以保证在用户负荷变化的情况下自动保持电网频率的稳定。这就是通常所说的一次调频功能。运行人员关注的问题不再是负荷调整,而是调整小网频率,使之维持在额定频率的附近。由于小网容量较小,其中旋转惯量储存的动能和锅炉群所具备的热力势能均较小,要求机组的调速系统具有更高的灵敏度,更小的迟缓率和更快的动态响应。

2. 新华小网控制解决方案

作为最早从事并率先成功实现DEH国产化的专业设备厂家,新华公司一直在全国乃至全球DEH市场占有重要地位。目前就新华DEH产品的范围而言,已覆盖到整个汽机岛的监控和保护,包括DEH/ETS/MEH/METS/BPC/TSI/AUX等子系统;功能上也早已突破了原先引进型30万千瓦机组DEH的局限,可以根据不同的机型要求、不同的用户要求进行量身定制。针对小网控制对响应快速性的要求,新华公司持续对系统进行优化,开发了具备小网一次调频功能的测速卡和带阀门管理程序的伺服卡,保证从频率变化到到阀门动作的快速响应能力。

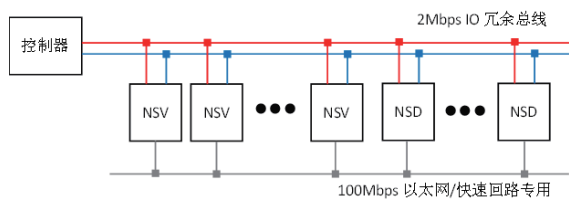


图2 测速卡与伺服卡快速网路架构

为了使电网中的发电机组均担负荷不平衡量，且保证系统的稳定，转速反馈调节（一次调频）要求采用比例调节方式。为保证一次调频的快速性，控制系统测速模块设计转速偏差和微分校正动态补偿快速通道，直接叠加伺服模块的阀门反馈环节，以适应阀门开关的快速响应要求。如图2所示，最新的小网控制策略，除了大幅提升控制器层面的运算性能外（10ms-50ms可调），同时设计了测速卡与伺服卡的专用通讯链路，实现一次调频量与阀门模块的直接关联，直接驱动阀门开关，减少了测速卡-控制器-阀门卡这两个环节的通讯时间。测速卡计算输出的一次调频量经过专用链路送至伺服卡驱动阀门动作，整体响应在20ms以内。测速卡在传统模块的基础上，增加了一次调频的专用逻辑，由转速偏差，经死区及不等率转换成阀门流量指令，同时也引入了迟滞转速的转速微动态补偿作用，在发生转速大幅瞬态变化的瞬间，提前输出一一次调频量。伺服卡相较于传统方式，把阀门管理程序下移至伺服专用卡，保证所有快速回路都在专用模块之间相互链接，最终输出直接作用到伺服阀门上，以保证控制系统对频率的快速响应能力。



图3 小网运行DEH一次、二次控制原理框图

通过一次调频大致解决了频率的稳定性，但比例调节动态补偿的转速是有差的。因此，新华DEH控制系统还引入了带PID控制器的二次调频功能，以最终消除转速偏差。DEH系统设置二次调频，通过积分甚至带前馈作用的微分调节作用，改变调频机组的功率，使供电频率回到额定值。对于幅度较小且变化较快的功率负荷不平衡扰动量，利用电网的一次调频作用，即可维持供电频率稳定在规定的范围内。而对于幅度较大且变化较慢的功率负荷不平衡扰动量，可利用电网的二次调频作用，使供电频率恢复到额定值。图3为一次、二次调频工作原理图。

在发生电网故障及其甩去额定负荷的极端情况下，除

一、二次调频作用维持机组及电网安全与稳定的基本功能外，新华DEH还设置有功率负荷不平衡PLU、快减给定值等辅助功能。同时，为适应小网运行方式，对常规OPC超速限制功能进行必要的改进，目的是尽量避免OPC信号的发出，导致非惯性环节的引入和系统扰动。在FCB或小网运行工况下(发电机出口油开关状态)，适当放宽超速限制值及动作区域，这样既可保证机组在正常超速时的安全可靠（正常限制值），又因为超速限制的放宽，OPC动作次数的减少，最大程度降低小网工况下的周波振荡次数，提高电网能量重新平衡的稳定性。图4为103%、107%动作范围、PLU动作范围、一次二次调频调节范围原理图。

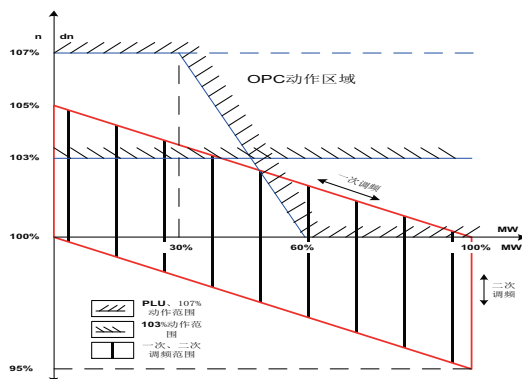


图4 103%、107%动作范围、PLU动作范围、一次二次调频调节范围原理图

3. 小网控制典型案例

3.1 自备电厂小网及带厂用电案例分析(300MW等级)

案例1：新疆其亚铝业自备电厂#5-#6机组

此厂#1-#4机组使用非上海新华DEH系统，都为上网机组，不具备小网功能，铝厂用电取自大电网；#5、#6机组（2*360MW）采用新华XDC800平台DEH系统；两台机组独立于#1-#4机组的模式，采取不上网，自发自用的控制方式；所有机组的汽轮机都是北重引进阿尔斯通技术的汽轮机，采用单元制运行方式。

从控制策略上考虑，如果单台机组运行，则采取单台机组黑启动模式，从空载3000RPM开始到并列，全程采取转速调节，根据负载情况，适应逐步加载负荷及变载工况的控制；如果两台机组同时运行，则一台机组使用调频，一台机组使用常规的阀控制方式，单台机组在两种方式之间可以实现无扰切换。

从启动方式上考虑，由于机组原设计是中压缸启动，而中压缸启动机组需要进行切缸和反切缸，这个过程可能伴随着较大的负荷扰动，显然与小网运行的要求不符，所以DEH同时设计了高中压联合启动方式，实现了中压缸启动与高中联合两种方式的可选性。

从效果上看，两台机组在2016年实现了双投，这是新华DEH首次在大机组上成功实现小网带负荷控制功能。机组满足了铝厂部分自用电的需求（单台可以达到220MW），而且单台机可从调频到阀控或阀控至调频的平稳切换，满足了

单台机组日常检修、维护及启停的需要。图5是运行效果图。

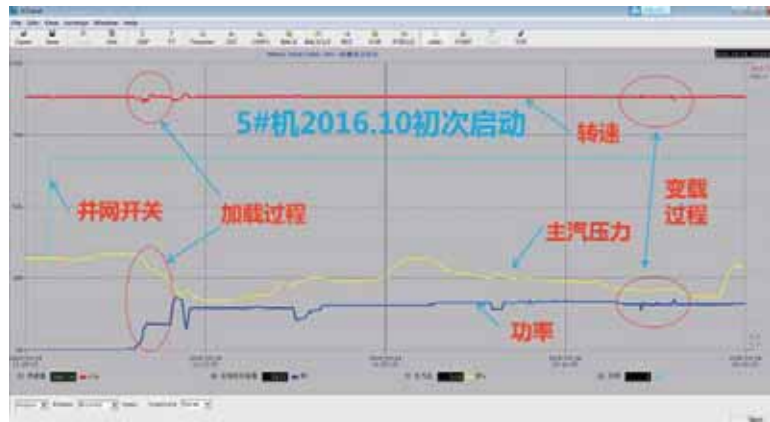


图5 新疆其亚铝业小网运行曲线

案例2：巴基斯坦恰希玛核电C1机组

该机组DEH系统改造前采用WDPF-III，没有完备的厂用电功能；2017年5月成功改造为XDC800 DEH国产系统后，增加了甩负荷带厂用电运行模式。由于巴基斯坦国家及局域电网容量小，频率波动非常大且不稳定，经常突发紧急带厂用电运行

工况。因此，这种短时小网的厂用电运行方式，控制功能是否具备、控制效果好坏，将直接牵涉核电厂的整体安全性问题。同时，也为再次快速并入局域电网大大节约了时间，提高了电网在紧急情况下快速恢复能力。图6为C1机组带厂用电运行曲线。

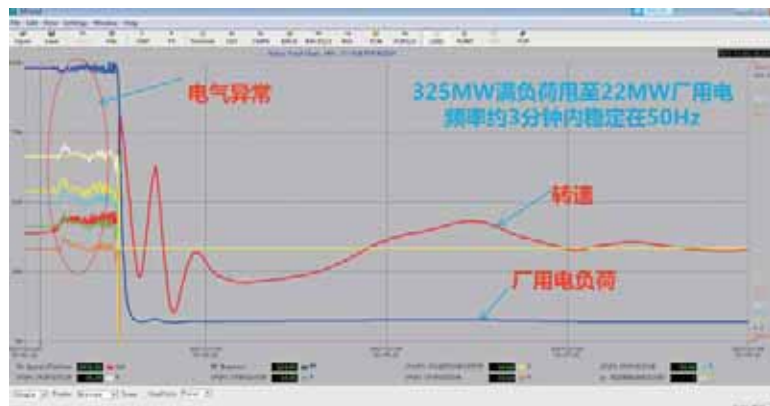


图6 恰希玛C1厂用电运行曲线

案例3：宝钢湛江自备电厂#1机组

该电厂位于湛江东海岛，是台风高发区域，每到台风季，也是电厂最紧张的时候。万一因天气原因导致电气线路出现故障，很容易造成全岛停电，从而造成高炉等重大设备损坏

和经济损失。作为自备电厂，必须为高炉提供可靠的电力保障。因此，要求机组必须具备完善的甩负荷带厂用电和快速自恢复功能。图7为#1机组系统切至厂用电运行后的的趋势图。

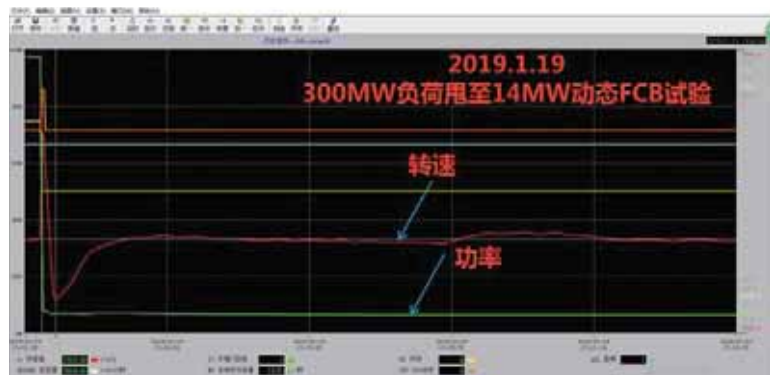


图7 宝钢湛江自备电厂#1机组FCB试验运行曲线

3.2 自备电厂小网及带厂用电案例分析(100MW以下)

案例1：恒通化工4x60MW自备电厂

山东恒通化工由化工、化肥和热电三个子公司组成，热电厂为公司自备电厂，原来只有三台15MW的汽轮机组，并在电力网上运行。从2002年开始随着公司业务的发展，公司对热电厂进行了扩建，逐步新增了4台武汽60MW的抽汽机组，并选用了以新华XDPS400系统为平台的DEH-V，作为新建机组的控制系统。

由于种种原因，恒通化工选择了小网运行方式，机组负荷只取决于公司用户，DEH的任务由负荷控制变化为以稳定转速为主，调门的变化如果不能平衡用户负荷，将直接反映到网频上，而网频的稳定与否将直接影响公司的安全生产；同时60MW机组抽汽经小锅炉补气后供三台15MW机组用，其抽汽控制不好也会影响三台15MW机组的稳定运行。

经过精心设计，现场反复调试，热、电负荷的解耦达到了无扰控制，一次调频、二次调频的参数设置也满足系统稳定的要求。并且随着上马机组的数量增多，合理分配各台机组的调频、调功功能，有利于防止系统频率波动，满足了机组长时间稳定运行的要求。

恒通化工小网运行项目，是新华DEH首次实现小网运行常态化，经受了时间考验。同时对于用户来说，进一步发挥了热电联产的综合优势，延长了机组的运转周期，一次就能减少开停车费用500万元，给用户带来了良好的经济效益。

案例2：顺德中服纺织自备电厂1*3MW抽凝机组

该项目属于佛山市顺德区中服纺织印染有限公司热电厂扩建项目，#1机组汽轮机由杭汽提供，电调系统采用WOODWARD的505；#2机组汽轮机是由青汽提供的中温中压3MW抽凝式机组，伺服机构用VOITH阀，DCS采用新华XDC800系统，DEH电调系统选用新华XTC-M800，工程项目由广东顺德力成节能环保设备工程有限公司总包。

项目建成后，由于电、热负荷的关系，两台机组将不会同时运行，而是主要以#2机运行，#1机备用的方式，这就意味着每台机组需要实现单机小网运行方式。

调试后最初的试运行，效果并不理想。配套的EH系统响应效果比较差；电厂单机小网运行且负荷瞬间波动范围大，可高达30%，小网频率稳定效果差，网频波动大，且不容易收敛。

面对这些情况，我们仔细查看了历史数据，并进行了认真的分析判断，决定从以下几个方面进行改进：

- 1)优化一次调频曲线，优化二次调频PID参数；
- 2)清洗油动机，主要是错油门等部件，避免油质差带来的卡涩；
- 3)增加大负荷变动响应逻辑，在用电负荷突变时快开快关调门；
- 4)加快控制器的运算周期，提高响应速度；
- 5)阀门流量特性曲线引入组态，实现精准控制。

通过一系列改进措施，实现了机组的小网稳定运行，投运至今已超过三年，保证了生产需要。图8为运行效果图。



图8 顺德中服运行效果图

4. 结束语

新华公司三十多年的DEH国产化之路以及超十五年的小网控制工程经验，能够满足越来越多的用户对小网运行需求，而且从工程业绩来看，从XDPS400到现在的XDC800，我们已经拥有数十套已经竣工或等待调试的有小网需求的项目，包括部分海外项目。

同时我们也要看到，小网运行机组情况非常复杂，可以

说每台机组、每套系统都有差异，要投运好小网机组，需要锅炉、汽机、旁路、电气、DCS等整个系统的密切配合，DEH作为其中关键的一环，控制效果的好坏直接影响小网控制的品质。我们将不断总结经验，精心设计、优化调试、完成好每一个小网控制项目。

基于模型的智能前馈控制技术研究与应用

上海吴泾第二发电有限责任公司 陈元良

上海新华控制技术(集团)有限公司 赵伟杰 王步俊 杨贺强 马骏

浙江大学控制科学与工程学院 赵均

【摘要】 面向智能电厂和机组智慧运行的需求, 论文提出了一种基于模型的智能前馈控制策略。该策略采用多元统计分析对机组特性进行建模, 在此基础上, 设计了基于模型的智能前馈的控制策略, 包括锅炉燃烧、协调AGC、汽温、SCR出口NO_x等控制系统。结合机组数据分析了建模过程和结果, 该控制策略已在燃煤机组上应用, 改善了机组AGC指令的响应适应性, 提高了机组汽温、汽压、SCR出口NO_x的控制品质。

【关键词】 智能前馈, 多元统计分析, 模型, 控制

引言

机组协调主要是协调控制锅炉与汽轮机, 提高机组对电网负荷调度的响应性和机组运行的稳定性。由于汽轮机—锅炉之间动态响应速度的差异, 为实现机组平稳、安全运行, 必须动态保持汽轮机耗汽、锅炉供汽之间的功率平衡。针对智能电厂和智慧运行的需求, 对机组深度调峰的需求逐渐升高, 使得机组控制面临着新的挑战。迫切需要掌握机组的运行特性, 建立适用于控制器设计的数学模型, 研发各种基于模型的高级控制策略来提高控制水平。

热工过程建模方法主要有机理模型法和数据驱动的试验辨识法两种类型, 随着信息化水平的提高, 基于运行数据的热工过程建模逐渐成为研究热点之一。潘锐等将锅炉燃烧过程的稳态和动态建模切分, 提出了一种基于数据驱动的前向神经网络和一阶自回归模型相结合的混合模型, 将该模型运用到了火电厂的氮氧化物排放量建模中并对其建模能力进行了评价。周慎学等提出了一种改进的在线自适应最小二乘支持向量机动态建模算法; 所建模型能够反映锅炉效率和NO_x随负荷变化的动态特性。杨雁梅等通过对某电厂300MW机组高压加热器进口温度进行训练和校核, 提出了一种基于Levenberg-Marquardt算法的BP神经网络预测模型。王占能等针对稳态数据中的不平衡性, 提出了一种基于负荷划分数据的方法, 以提高模型的泛化性能; 利用单因素图形分析方法, 将网格搜索与交叉验证相结合选择最优的模型参数, 建立了一个300MW燃煤火电厂机组锅炉燃烧过程的支持向量机模型, 包括锅炉效率、NO₂排放量、排烟温度和飞灰含碳量4个过程输出。李秋影等研究了主成分分析法和极限学习机算法及其在热工过程建模方面的应用; 以超临界机组过热汽温系统为实例, 利用现场运行数据建立了基于极限学习机的神经网络模型。选取适当的建模变量也是提高建模效率的环节之一, 高萌等将基于粗糙集属性约简方法应用于关键

变量选取, 根据属性重要性删除掉冗余变量, 仅通过数据研究变量间的相关性。

基于模型的高级控制策略方面, 黄晓英等分析了模型驱动二自由度PID(Model-Driven Two-Degree-Of-Freedom PID, MD-TDOF-PID)与内模PID的性能差异, 将MD-TDOF-PID控制策略应用于具有大惯性、大时滞特性的火电厂烟气脱硝系统。沈霞将基于模型驱动PID控制用于300MW循环流化床机组负荷协调控制系统; 陈瑞君等针对某电厂600MW机组的脱硝系统, 在3个典型负荷工况下进行了喷氨量扰动试验, 对每个典型工况设计了MD-TDOF-PID控制器, 并通过多模型自适应控制策略, 实现大范围负荷工况下氮氧化物含量的控制。张丽香等将二自由度模型驱动PID控制系统应用到具有大时延及大惯性特点的循环流化床锅炉主蒸汽压力自动控制系统中。但是, 通常机组自动控制系统采用的控制策略是: 前馈为主、反馈为辅、静态平衡、动态修正。前馈控制设计在目前研究中尚未得到足够的重视。

由于火电机组对象复杂, 影响因素多, 随负荷变化的非线性特征, 建模精度和效率是基于数据建模中必须解决的问题。本文利用主元分析法降维的优点, 通过PCA对历史数据计算获得机组实际对象的静态特性, 进而设计前馈控制结构, 构建智能前馈-反馈控制策略, 提升控制系统在复杂工况下性能。

1. 智能前馈控制

1.1 前馈控制

前馈控制思想: 在扰动还未影响输出前, 直接改变操作变量, 以使输出不受或少受外部扰动的影响。因此, 前馈控制是一种预测控制, 通过对系统当前工作状态的了解, 预测出下一阶段系统的运行状况。如果与参考值有偏差, 那么就提前给

出控制信号，使干扰获得补偿，稳定输出，消除误差。

前馈控制是开环控制，且在使用时需要系统有精确的了解，只有了解了系统模型才能有针对性的给出预测补偿。但在实际工程中，并不是所有的干扰都是可测的，并不是所有的对象都是可得到精确模型的，而且大多数控制对象在运行的同时自身的结构也在发生变化。所以仅用前馈并不能达到良好的控制品质。

前馈控制的不变性原理，指控制系统的被控变量不受扰动变量的影响。分为动态和稳态不变性。其中，动态不变性：在扰动 $d(t)$ 的作用下，被控量 $y(t)$ 的动态偏差在整个过程中始终保持不变，称为系统对于扰动具有动态不变性，即 $\frac{y(t)}{d(t)}=0$ 。稳态不变性：在扰动 $d(t)$ 的作用下，被控量 $y(t)$ 的动态偏差不等于零，而其稳态偏差为零。

反馈的特点是根据偏差来决定控制输入，不管对象的模型如何，也不管外界的干扰如何，只要有偏差，就根据偏差进行纠正，可以有效的消除稳态误差，解决前馈不能控制的不可测干扰。前馈—反馈控制结合二者的优点，可以提高系统响应速度。

1.2 智能前馈控制

传统的前馈控制是开环控制，智能前馈系统引入主汽压力及与设定值偏差、功率偏差信号用以修正前馈量，以提高动态过程中控制的准确性和控制精度。这里所指的智能前馈控制是通过统计学习、系统辨识等方法从大量的现场数据中分析和获取一个智能化多模态对象模型，这个模型能够反映各种不同工况下的对象特性。在此基础上，设计和优化前馈控制策略，比以往的系统区别在于能够匹配设备特性，跟随不同工况下设备特性的变化，具有智能、自修正的特点。为提高前馈量的准确性，在动态过程中，把被控量的偏差信号引入到前馈回路，并在线修正前馈量，使系统在多模态的运行状态下均能获得比传统的前馈—反馈控制系统更好的控制性能。

1.3 对象模型辨识

在实际的工程运行中，运行工况如负荷变化等，会造成控制对象的动态特性较大幅度的变化，使得过程在“稳态-过渡态-稳态”中不断交替运行。随时间积累，数据统计特性变动剧烈，数据不稳定甚至异常，因此如何从复杂庞大的历史数据中获得对象特性，已经成了所有数据驱动研究方法的最基础和必要的前提。

1)对象的静态特性辨识——主元分析法

主元分析法(PCA)是多元统计过程控制的数据处理技术的核心，是在有一定关系的 N 个参数的 M 个样本值所构成的数据阵列基础上，通过建立较小数目的综合变量，使其更集中地反映原来 N 个参数中所包含的变化信息。

主元分析基本思路是：寻找一组新变量来代替原变量，新变量是原变量的线性组合。从优化的角度看，新变量的个数要比原变量少，并且最大限度地携带原变量的有用信息，且新变量之间互不相关。其内容包括主元的定义和获取，以

及通过主元的数据重构。

主元分析的基本方法是：根据数据变化的方差大小来确定变化方向的主次地位，按主次顺序得到各主元素，这些主元素彼此之间是无关系的。

假设初始变量 X_1, X_2, \dots, X_m 组成 M 维空间的一个坐标系，可通过沿着最大变化方向旋转原坐标系得到主元代表的一个新坐标系。

协方差是衡量两个变量同时变化的变化程度。令 Σ 表示对称的协方差矩阵，则

$$\Sigma = \begin{bmatrix} \sigma_{11}^2 & \sigma_{12}^2 & \cdots & \sigma_{1m}^2 \\ \sigma_{21}^2 & \sigma_{22}^2 & \cdots & \sigma_{2m}^2 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \sigma_{n1}^2 & \sigma_{n2}^2 & \cdots & \sigma_{nm}^2 \end{bmatrix} \quad (1)$$

其中， $\sigma_{ij}^2, i \neq j$ 表示 X_i 与 X_j 之间的协方差：

$$= \sigma_{ij}^2 \frac{\sum_{k=1}^n (x_{ki} - \mu_i) \cdot (x_{kj} - \mu_j)}{n} \quad (2)$$

如果 X_i 与 X_j 是统计独立的，二者之间的协方差为0，即 $\sigma_{ij}^2=0$ ，但 $\sigma_{ij}^2=0$ 不能说明 X_i 与 X_j 是独立的。

相关系数 r_{ij} 通过相应的标准差来衡量协方差，克服了上述的弊端，其表达式为：

$$r_{ij} = \frac{\sigma_{ij}^2}{\sigma_{ii} \sigma_{jj}} \quad (3)$$

从而系数相关矩阵可以用 ρ 来表示：

$$\rho = \begin{bmatrix} \frac{\sigma_{11}^2}{\sigma_{11} \sigma_{11}} & \frac{\sigma_{12}^2}{\sigma_{11} \sigma_{21}} & \cdots & \frac{\sigma_{1m}^2}{\sigma_{11} \sigma_{mm}} \\ \frac{\sigma_{12}^2}{\sigma_{11} \sigma_{22}} & \frac{\sigma_{22}^2}{\sigma_{22} \sigma_{22}} & \cdots & \frac{\sigma_{2m}^2}{\sigma_{22} \sigma_{mm}} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\sigma_{1m}^2}{\sigma_{11} \sigma_{mm}} & \frac{\sigma_{2m}^2}{\sigma_{22} \sigma_{mm}} & \cdots & \frac{\sigma_{mm}^2}{\sigma_{mm} \sigma_{mm}} \end{bmatrix} \quad (4)$$

令 B 为 m 阶的方阵， I 为 m 阶的单位矩阵，如果标量 $\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_m$ 满足 $|B-\lambda I|=0$ ，则他们叫做矩阵的 B 的特征向量。

主元分析的动机之一就是减少不同解释性元的数量。主元分析法的应用特征值标准的原理是：每一个主元应当解释至少一个变量的变异性。因此，特征值标准表明只有特征值大于1的主元应予保留。

2)主元分析法的应用

某350MW超临界机组供热机组，供汽的压力为1MPa，供汽温度为300℃，供汽最大流量为300t/h。机组运行的特点是供汽量变化大，在图1所示3天时间的发电量供汽流量的记录曲线中，供汽流量可以在0-300t/h内大范围变化。如此

大且频繁的供汽量变化，给CCS的控制提出了新的课题。因此，必须在CCS的回路的设计中考虑供汽量对锅炉的负荷、主汽压力设定值偏置以及发电量设定值之间的函数关系。

通过主元分析法对历史数据进行处理、拟合，得到如图2所示的发电量、供汽量与调门开度，发电量、供汽量与燃料量，发电量、供汽量与压力设定值偏置的三维曲面关系图。根据这个关系可以设置在CCS控制回路中。

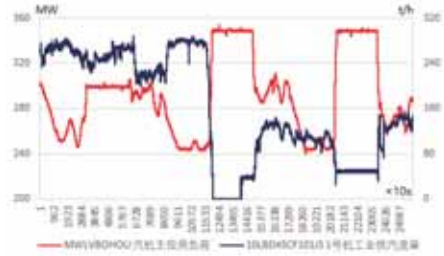


图1 发电量、供汽流量记录曲线

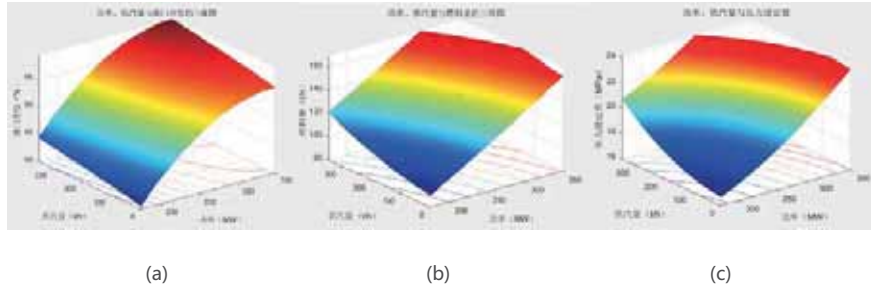


图2 发电量、供汽流量与调门开度、燃料量、压力设定值偏置的关系

图2中，(a) 发电量、供汽流量与调门开度的函数关系，(b) 发电量、供汽流量与燃料量的函数关系，(c) 发电量、供汽流量与压力设定值偏置的函数关系。

某660MW超临界机组采用双进双出的直吹式球磨机，由给煤机的煤量控制磨煤机的差压（代表磨煤机内的料位），磨煤机的容量风控制进入炉膛的燃料量，而进入炉膛的煤量无法直接计量。在锅炉的燃烧控制中，一般采用磨煤机的容量风或容量风挡板开度代表进入炉膛的煤量，在磨煤机启停过程中，会给控制系统带来极大的扰动，控制品质低下。

在优化控制中，采用主元分析法通过对历史数据进行处理、拟合，得出如图3所示的一次风母管压力、A1容量风、A1磨煤机料位与A1软测量入炉煤量的四维关系函数：

$$B = a_0 + a_{11} \cdot p_{pf} + a_{12} \cdot f_{ca} + a_{13} \cdot \Delta p_m + a_{21} \cdot p_{pf}^2 + a_{22} \cdot f_{ca}^2 + a_{23} \cdot \Delta p_m^2 \quad (5)$$

式中： B 入炉煤量[t/h]； a_0 、 a_i 系数； f_{ca} 容量风量[t/h]； p_{pf} 一次风母管压力[kPa]； Δp_m 磨煤机料位（差压）[kPa]；

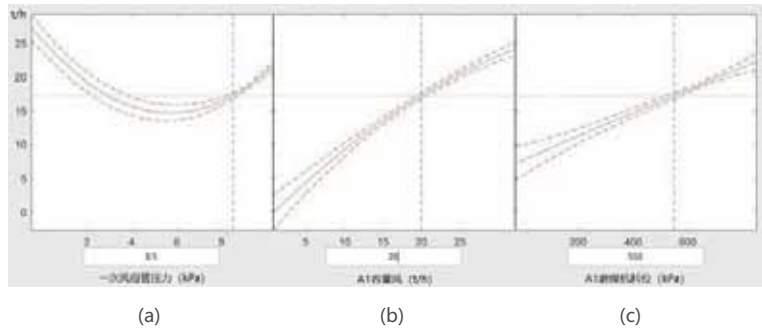


图3 一次风母管压力、A1容量风、A1磨煤机料位与A1软测量入炉煤量的关系

图3中，(a) 一次风母管压力与软测量入炉煤量的函数关系，(b) A1容量风与软测量入炉煤量的函数关系，(c)

A1磨煤机料位与软测量入炉煤量的函数关系。

根据式(5)建立的软测量入炉煤量与给煤机煤量的5天比较如图4所示。图中蓝色曲线表示的是给煤机煤量，红色曲线表示的是入炉煤软测量煤量。从磨煤机的运行状态至磨煤机的停运状态，软测量入炉煤量较准确的反映了煤量的变化。

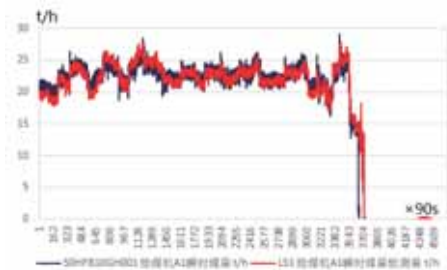


图4 给煤机煤量与软测量入炉煤量比较

1.4 智能前馈控制系统

1) 系统构成

智能前馈控制系统软件已加载在新华集团XDC800/Net-PAC的控制系统中。其实现优化控制的系统的构成如图5所示。



图5 新华DCS系统实现优化控制的结构

采用高性能控制器，与原DCS无缝连接，符合优化控制发展的大方向；具有极高的可靠性，通信速率高，刷新周期与相同；优化控制采用图形化组态，具有所见即所得的特点。

对于非新华系列的DCS系统实现优化控制，系统的构成如图6所示。



图6 非新华DCS系统实现优化控制的结构

采用新华A800小型的DCS系统作为优化控制的外挂机，系统为冗余的控制器、电源和通讯配置，与原DCS系统通过ModBus/OPC通信，通讯速率为1次/秒，优化控制采用图形化组态，具有所见即所得的特点。

2) 双层协同的优化控制

智能优化控制的内部构架是如图7所示的双层协同的优化控制。由数据驱动的智能多模态对象模型产生的多变量智能前馈量作为反馈控制系统的前馈信号。

反馈控制部分可以选用PID的优化控制或多变量的模型预测控制，也可以采用两者协同工作，互为冗余的后备的方式。采用MPC+智能前馈组成“半替换”的优化控制模式，是为了适应火电厂深度调峰的需求，有效地解决由于控制对象的非线性引起控制品质下降的问题。

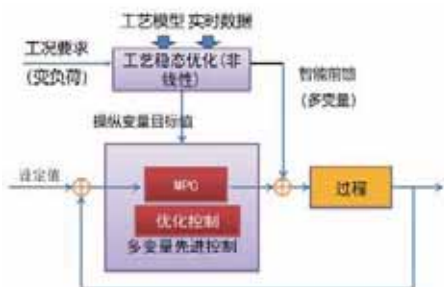


图7 双层协同的优化控制

3) 优化控制模块库

基于智能前馈的优化控制模块包括：

①先进的CCS控制模块：基于模型的多变量先进控制；智能动态加速技术；多模态控制；支持AGC-R模式；连续反向AGC指令下的锅炉主控输出抑制技术；变参数(VAPID)的PID控制；机侧主压力上限和压力偏差约束；汽机调门、过热减温水流量与机前压力的解耦控制。

②先进的汽温控制模块：基于模型的先进控制；变参数(VAPID)的PID控制；基于汽温上升速率的优化控制；基于扰动预测的多步超前汽温控制技术；基于阀门特性的优化控制。

③先进的SCR控制模块：多变量控制；效率和浓度约束；支持出口NO_x浓度与脱销效率两种控制方式。

④先进的CFB机组控制模块：多变量控制；基于炉内即燃燃料的燃烧控制策略；先进的CFB燃烧控制优化算法；解耦控制。



图8 DCS系统内的优化控制模块库

植于DCS系统内的优化控制模块库如图8所示。共有汽机主控前置处理模块(STEAMLN)、人工智能型动态加速模块(DYAACC)、锅炉主控前置处理模块(BOILERLN)、主汽温前置处理模块(STMTC)、减温器出口设定处理模块(DHASET)、再热汽温前置处理模块(REHTSTTC)、燃烧器摆角前置处理模块(BURRHTSTT)、再热烟道挡板控制前置处理模块(REHTFLBAL)、NO_x信号处理模块(NOXC)、SCR出口NO_x控制前置处理模块(NOXPRES)和喷氨格栅氨气量平衡控制前置处理模块(ABALANCE)等十六个优化控制模块。

4) 优化控制模块应用举例

图9显示了采用优化控制模块组成的锅炉主控逻辑框图。在锅炉主控前置处理模块中，采用多变量的控制方式计算调节器入口的偏差 Δe ，汽机主控输出和减温水流量对机侧压力的解耦作用在前馈输出FF1，基于变参数(VAPID)的P(比例)、I(积分)计算值赋予锅炉主控调节器。

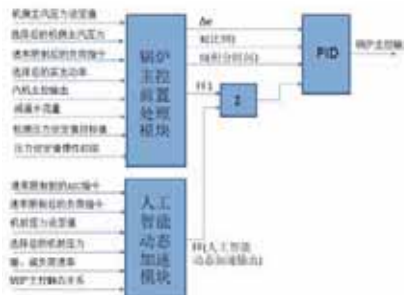


图9 优化控制模块应用举例—锅炉主控

在机侧压力最高允许值、压力偏差最大允许值、电负荷偏差、压力偏差与加（减）负荷工况的约束条件下，根据速率限制前后的负荷指令、机前压力的设定值与机前压力的偏差、增减负荷指令的速率和锅炉主控的静态关系，得到人工智能动态加速输出FF。

引入机侧压力目标值和压力设定值惯性时间的目的，是

为了预测压力设定值的变化趋势，提高滑压段机侧压力的控制品质。

5)优异的控制品质

行业标准《DL/T 657-2015 火力发电厂模拟量控制系统验收测试规程》及智能前馈控制达到的控制品质指标如表1所示。

序号	参数	行业标准		智能前馈控制系统	
		动态指标	稳态指标	动态指标	稳态指标
1	负荷指令变化速率(%Pe/min)	≥1.5	2	2.0~2.5	
2	实际负荷变化速率(%Pe/min)	≥1.2	≥1.5	≥2	
3	负荷响应纯迟延时间(s)	60	60	≤30	
4	负荷偏差(%Pe)	±2	±1.0	±1.5	±0.5
5	主蒸汽压力偏差(%P0)	±3	±2	±3	±2
6	主蒸汽温度偏差(°C)	±8	±3	±5	±2
7	再热蒸汽温度偏差(°C)	±10	±4	±8	±3

表1 智能前馈控制系统与行业标准的品质指标对比

2. 应用实例

华电湖北某电厂#210机组（330MW），锅炉采用武汉锅炉股份有限公司制造的WGZ1100/17.45-5型亚临界汽包炉，汽轮机采用东方汽轮机有限公司制造的C330/320-16.7/538/538型双缸双排汽、单轴、凝汽式、中间再热汽轮机，发电机采用东方电机股份有限公司制造的QFSN-330-2-20型。制粉系统采用4台双进双出的直吹式球

磨机，燃料控制直接控制容量风挡板开度。

优化控制的内容包括：AGC、汽温、汽压及SCR出口NOx等控制系统优化。优化控制投运前后的CCS系统对比曲线如图10所示。优化控制投运前锅炉主控输出±18%，采用连续反向AGC指令下的锅炉主控输出抑制技术后锅炉主控输出±3%。



图10 优化控制投运前后的CCS系统对比曲线

锅炉主控输出的变化幅度减小，使得燃料、风量变化幅度也相应减小，无论对汽温控制还是SCR出口NO_x的控制而言，减小了外部扰动，有利于控制品质的提高。

图11、图12分别显示了汽温控制和SCR出口NO_x控制在投运优化控制前、后的对比曲线。

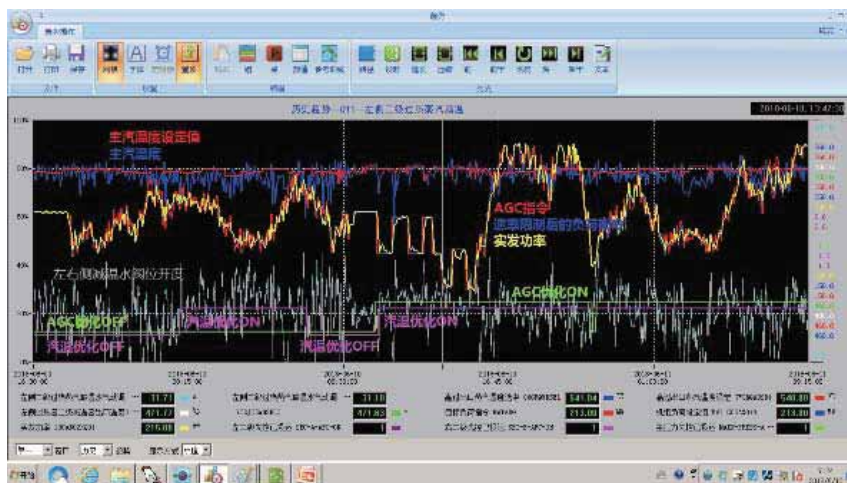


图11 优化控制投运前后的汽温控制对比曲线

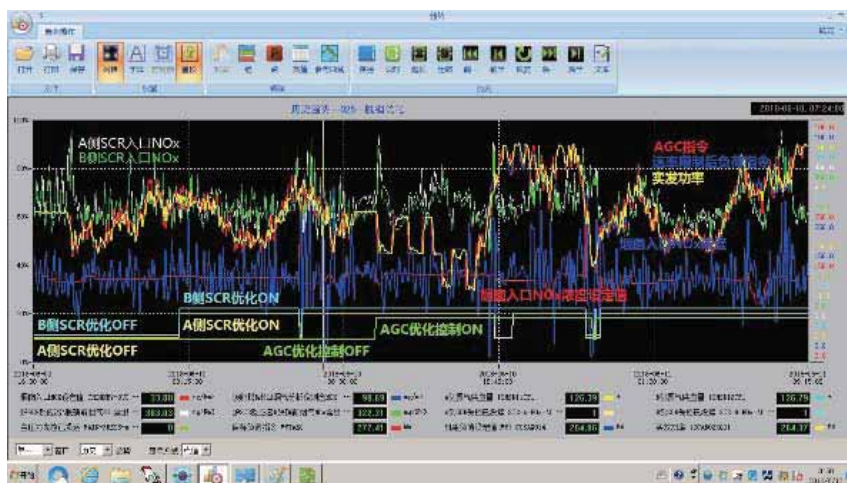


图12 优化控制投运前后的NO_x对比曲线

3. 结论

基于模型的智能前馈控制，采用主元分析和多变量非线性模型辨识技术的机组特性建模与诊断方法，从历史运行数据中挖掘出机组静态关系，获取满足机组变负荷工况要求的高精度动态降维模型。

人工智能的动态加速、基于模型的多变量先进控制、连续反向AGC指令下的锅炉主控输出抑制、变参数(VAPID)的PID控制等技术的综合应用，满足多模态控制的需求、支持AGC-R模式、改善了机组AGC指令的响应适应性，提高了机

组AGC、汽温、SCR出口的NO_x的控制品质。

注：

本文原发表于《2018年电站自动化信息化学术和技术交流会论文集》，限于篇幅，略有删改。

大唐绥化热电#1、#2机组(2*350MW) 现场总线主辅一体化应用

大唐绥化热电有限公司 赵延良

上海新华控制技术(集团)有限公司 王步俊 张少岩

【摘要】 大唐绥化热电新建2*350MW机组工程大量使用了PROFIBUS现场总线设备,控制系统选用的是上海新华的XDC800系统。本文对该工程中的现场总线设备的应用情况进行了说明,并简要介绍了XDC800系统现场总线的配置。

【关键词】 XDC800, 大唐绥化热电, 350MW机组, 现场总线, PROFIBUS

1. 工程概况

大唐绥化热电新建2*350MW机组工程的建设地址位于黑龙江省绥化市东富工业园区内。本期工程共建设2台350MW超临界供热发电机组,以及配套的输煤、化水、脱硫、除灰、除尘等辅助车间。分散控制系统选用的是上海新华的XDC800系统,整套分散控制系统共划分为1号机组、2号机组、公用系统、辅助车间4个子系统。

单元机组共设置27对控制器,功能涵盖:DEH、MEH、BPS、MCS、FSSS、SCS、DAS、SBC、SCR、ECS。公用系统共设置4对控制器,主要控制对象包括:公用电气、热网、电动给水泵、空压机、尿素制备。辅助车间共设置19对控制器,主要控制对象包括:化水、精处理、输煤、脱硫、布袋除尘、除灰、中央空调。

工程自2015年8月20日开工,#1、#2机组分别于2017年12月2日和12月27日完成168试运行。

2. 现场总线应用情况

本工程中,现场总线设备统计情况如下:

所属系统 设备类型	化水系统	精处理	布袋除尘	除灰	湿法脱硫	尿素制备	脱硝	本体疏水	蒸汽吹灰	合计
电动机	92									92
开关阀					118		2	12		146
调节阀				4			2			4
阀岛	19	13	4	10						46
分析仪	37	21			4					62
变送器(PA)	65	43	16	2	46		18			208
调节阀(PA)	5					10				15
马达控制器	33								70	113
Modbus/PA						1	1			3
HART/PA				1						1
总线率	60.3%	66%	33.6%	60.8%	43.3%	5.6%	49.1%	100%	100%	690

表1 现场总线设备统计

由表1可以看出,本工程中应用到的现场总线设备的种类还是比较多的,基本涵盖了实际工程中可能会用到的所有设备类型。现场总线设备大部分是应用在辅助车间。主网系统也有应用,主要是应用于脱硝、疏水与蒸汽吹灰系统。

3. XDC800现场总线系统

上海新华的XDC800系统可提供两种PROFIBUS现场总线设备的接入方式,PROFIBUS设备既可以直接接入到XCU-DP控制器,也可以通过专用CCDP模块接入到XCU-NET控制器的I/O网络中。本工程中使用的是第二种接入方式。

XDC800系统标准控制柜通常包含以下设备:24VDC电源、控制器XCU、I/O交换机、CCNET通讯模块,以及各类I/O模块。某个控制柜中需要接PROFIBUS设备时,只需增加相应的CCDP模块。CCDP模块冗余配置,作为PROFIBUS主站与各PROFIBUS从站设备进行通讯,将接收到的数据送给控制器XCU,同时将控制器XCU的指令信号通讯下发给相应的PROFIBUS从设备。系统连接示意图如图1:

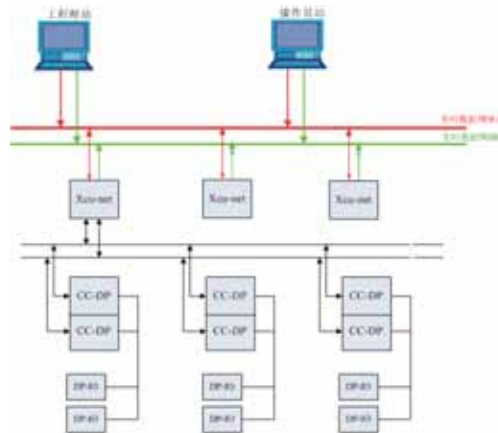


图1 现场总线模块连接图

3.1 CC-DP模块原理

CC-DP模块的原理图如下：

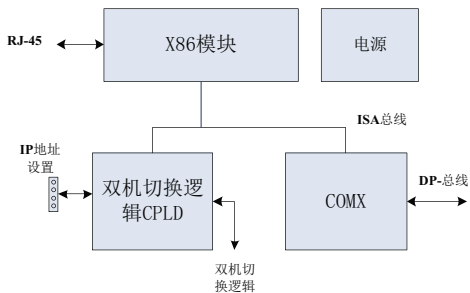


图2 CC-DP原理图

上图中的IP地址设置拨码开关位于CC-DP模块的专用底座上面，共有6个拨码，拨到“ON”位置时代表该位的值为“0”，反之则为“1”。拨码6的权重最高，拨码1的权重最低。所以拨码开关设置的数值范围为1-63（0不用），该数值将用作为CC-DP卡IP的地址的最后一个字段。

通常情况下，2个CC-DP模块总是插在同一个专用底座上，这2个CC-DP模块互为冗余。每个CC-DP模块的IP地址是由该模块所处专用底座的位置（上或下）、控制器XCU的节点号、拨码开关的数值，共3个因素共同确定的。打个比方，1号控制器中有一对CC-DP模块，专用底座的拨码开关数值设置为3，则位于专用底座上部的CC-DP模块的IP地址为222.200.1.3，位于专用底座下部的CC-DP模块的IP地址为222.201.1.3。

2个CC-DP模块IP地址的子网掩码均为255.255.0.0。

3.2 CC-DP模块配置

3.2.1运行SYCON.net软件

软件界面如下：



图3 SYCON.net软件界面

3.2.2 添加DP主站

在SYCON.net软件“netDevice”窗口的右侧列表中，选择“Profibus DPV0->Master”，将其中的模块“COMX 100XX-DP/DPM”拖到组态页的灰色横线上。如下图所示，主站设备添加成功。



图4 添加DP主站

3.2.3 添加PROFIBUS从站设备

点击SYCON.net软件的“Network”菜单，使用“Import Device Descriptions...”命令，将PROFIBUS设备供应商提供的GSD文件导入到“netDevice”窗口的右侧列表中。再从列表中，将从站设备拖到组态页的粉红色线上。如下图所示：



图5 添加PROFIBUS从站设备

3.2.4 主站配置

1)在SYCON.net软件“netDevice”窗口中，右键单击主站图标，在弹出的菜单中选择“configuration...”，将弹出主站的配置窗口。

2)为主站指定驱动“netX Driver”：

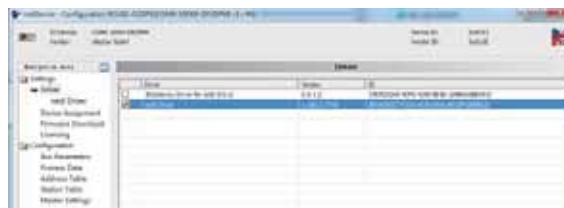


图6 主站驱动配置

3)设置主站的TCP连接

该步骤用于设置将要连接的CCDP模块的IP地址（用于扫描单个CCDP模块），或IP地址区间（用于扫描多个CCDP模块）。通常，IP_RANGE0用于设置A网IP地址，例如222.200.1.1；IP_RANGE1用于设置B网IP地址，例如222.201.1.1。



图7 主站TCP连接配置

4)设置DP总线参数

该步骤用于设置总线的通讯速率、主站模块地址等参数。



图8 设置DP总线参数

5)设置从站设备地址

该步骤用于设置从站设备的地址，该地址应与现场设备上的实际地址一致。



图9 设置从站设备地址

3.2.5 从站配置

1)在SYCON.net软件“netDevice”窗口中，右键单击从站图标，在弹出的菜单中选择“configuration...”，将弹出从站的配置窗口。

2)设置从站“输入/输出”接口

在从站设备配置窗口的“Modules”选项表中，选择需要的“输入/输出”接口，点击“Insert”按钮，将其添加到配置接口模块中。

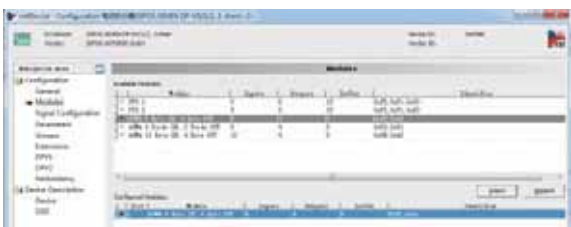


图10 设置从站“输入/输出”接口

3.2.6 下装配置

在SYCON.net软件“netDevice”窗口中，右键单击主站图标，在弹出的菜单中选择“Download”，将弹出提示窗口，再次单击确认按钮后，设置的配置将下装到指定的CC-DP模块中。

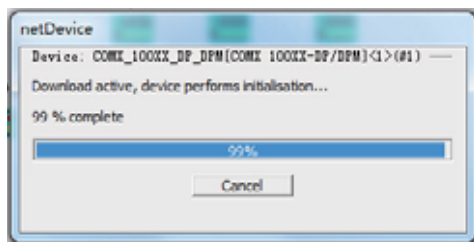


图11 下装配置

3.3 控制器XCU配置

3.3.1 添加libCCDPDrv.so驱动

3.3.2 添加CCDpn.ini配置文件

CCDpn.ini定义了一条DP总线上所有PROFIBUS从站设备的数据，是如何映射到控制器XCU的组态通道的。

一个控制器XCU下可以连接多对CC-DP模块。实际有几对CC-DP模块，就需要在控制器XCU中装入几个对应的配置文件。配置文件名依次为CCDp1.ini、CCDp2.ini、CCDp3.ini...（序号从1开始，依次递增，该序号与CCDP模块底座上的拨码设置无关）。

CCDpn.ini配置文件说明如下：

```
[Config]
StationNum=1 ; DP 总线连接的从站设备的数量
StationNo=1 ; CCDP 模块底座上拨码开关的设定数值
PortNo=3 ; CCDP 模块映射的组态站号
PlateNo=1 ; CCDP 模块映射的组态卡号
[Station1] ; 第一个 DP 从站的配置
StationNo=11 ; 第一个 DP 从站的地址
PlateNum=1 ; 第一个 DP 从站被映射成的组态虚拟卡
件的数量
[Station1_Plate1] ; 第一个 DP 从站的第一块组态虚拟卡
件的配置
DiNum=0 ; DI 数据的数量
DoNum=0 ; DO 数据的数量
AiNum=2 ; AI 数据的数量
AoNum=2 ; AO 数据的数量
PortNo=3 ; 第一个 DP 从站映射的组态站号
PlateNo=2 ; 第一个 DP 从站映射的组态卡号
```

3.3.3 修改vxcu.ini配置文件

在[IODRIVER]字段下添加针对CCDP模块的驱动，示例如下：

```
DRIVERn=libCCDPDrv.so,5,8,16
```

3.4 现场总线组态

现场总线组态区别于常规I/O组态，大致可分为仪表类、阀岛类、变频器类和马达控制类等几种，具体如下。

3.4.1 仪表类



图12 仪表类现场总线组态

3.4.2 阀岛类



图13 阀岛类现场总线组态

3.4.3 变频器类



图14 变频器类现场总线组态

3.4.4 马达控制类

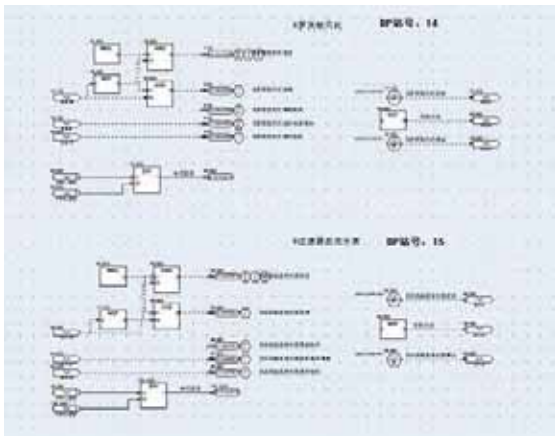


图15 马达控制类现场总线组态

4. 现场总线应用注意事项

4.1 电缆与布线

4.1.1 选择标准PROFIBUS通讯电缆。标准PROFIBUS通讯电缆的特性阻抗为150欧姆，这与总线终端电阻的阻值刚好匹配。如果选择普通的电缆，其特性阻抗与终端电阻很可能不

匹配，导致通讯性能受影响。标准PROFIBUS通讯电缆往往是双层屏蔽的，屏蔽效果比较好。

4.1.2 屏蔽层多点接地。PROFIBUS电缆在Sub-D插头内接线时，须将屏蔽层剥开，压在插头内的金属部分，该金属部分与插头外部的金属部分相连，当将插头插在相关设备的DP口上时，则通过设备连接到了安装底板，而安装底板一般是连接在柜壳上并接地的，从而实现了屏蔽层的接地。由于接地有利于保护设备及DP通讯口，因此对于所有的PROFIBUS站点都要求进行接地处理，即“多点接地”。

4.1.3 不同电压等级的电缆分线槽布线。高电压，大电流的动力电缆，与低电压和小电流的电缆应该分线槽布线，同时线槽应盖上盖板，尽量全封闭。如果现场无法分线槽布线，则将两类电缆尽量远离，中间加金属隔板进行隔离，同时金属线槽要做接地处理。

4.1.4 通讯电缆过长时，不要形成环状。通讯电缆形成环状时，容易产生干扰信号。因此，建议将过长的电缆剪短，放入柜内的电缆槽内。

4.2 设计与调试

4.2.1 按照设计总线仪表的总数量，合理分配每个链路的总线设备的数量。一般单链路设备不超过20个，链路连接要按照由近及远的顺序连接，要按照现场实际情况合理的分配链路。

4.2.2 与现场总线设备通讯前，检查syscon.net与CC-DP通讯卡配置是否正确，能正确下载程序到CC-DP通讯卡，与设备通讯的准备工作即完成。

4.2.3 与设备通讯时，要按照由近及远的原则，将与CC-DP通讯卡连接的第一个设备的DP接头拨码为ON，如能通讯正常，可继续通下面所有的设备，如通讯不正常，则查接线是否正确，DP设备配置是否正确。

4.2.4 与PA仪表通讯时，若耦合器选择菲尼克斯品牌，其耦合器应为透明转换模式，与DP仪表通讯配置一致；针对不标准PA仪表，可调整拨码开关，改变通讯模式。

4.2.5 链路的末端在加有源终端电阻，可提高链路的整体抗干扰能力，使波形更稳定，通讯更安全。

5. 项目总结

现场总线控制系统在大唐绥化热电项目中的应用是比较成功的。在调试及试运过程中，从未出现过因控制系统的原因导致通讯中断或现场设备不受控的情况；两台机组自2017年底顺利投产后，稳定运行至今。实践证明，上海新华基于XDC800架构的现场总线系统可在今后同类型机组上推广应用。

基于主机加固的信息安全解决方案介绍

上海新华控制技术(集团)有限公司 王维建 沈源

【摘要】 iGuard是新华自行研发的一款基于白名单机制的主机加固系统,其部署在控制系统的非实时通讯网中,对网络中的主机及服务器进行统一监控、管理与加固;配合其他安全产品及设备,可保障用户的控制系统达到“三级等保”标准。

【关键词】 发电机组,信息安全,安全防护,iGuard,主机加固,纵深防御

1. 背景

发电机组在电网中的安全稳定性直接关系到供电的可靠性,电厂控制系统的信息安全也越发重要。处理好电厂控制系统信息安全,不仅需要引起电厂的重视,还关系到电厂所在地区和国家的安全。如何保证电厂控制系统的信息安全,已经成为电厂控制系统的一个研究热点。近些年来,随着火电机组容量不断上升,控制系统的整体规模正在逐步扩大,与之有关的安全等级也获得了全面提升。为了保障电力安全,国家能源局制定了《电力监控系统安全防护规定》(2014年第14号令)和《电力监控系统安全防护总体方案》(国能安全[2015]36号),将电力监控系统按照生产控制和管理信息两个大区分类进行信息安全防护。2017年11月17日,国家发改委、国家能源局联合发文《关于推进电力安全生产领域改革发展的实施意见》,意见要求按照“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证、综合防护”做好电力监控系统的安全防护,开展关键网络安全技术创新研究与应用,保障电力系统安全稳定运行,防范和遏制重特大事故的发生。2019年5月,随着《信息安全技术 网络安全等级保护基本要求(GB/T 22239-2019)》和《信息安全技术 网络安全等级保护测评要求(GB/T 28448-2019)》等标准的正式发布,标志着等保2.0全面启动。

2. 电厂控制系统安全防护原则

《电力监控系统安全防护总体方案》作为电力领域工控系统安全防护的指导性文件,明确指出电厂控制系统的安全防护遵循“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证、综合防护”的设计原则。

1)安全分区

按照《电力监控系统安全防护规定》,原则上将电厂基于计算机及网络技术的业务系统划分为生产控制大区和管理信息大区,并根据业务系统的重要性和对一次系统的影响程

度将生产控制大区划分为控制区(安全区I)及非控制区(安全区II),重点保护生产控制以及直接影响电力生产的系统。

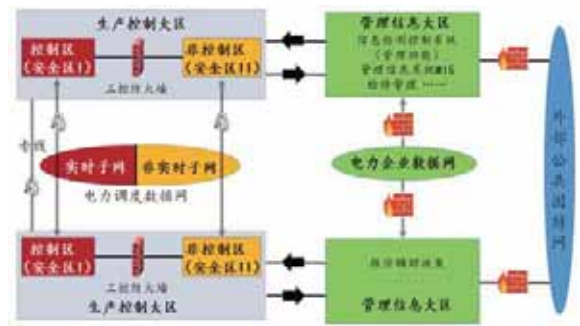


图1 电厂控制系统安全防护体系

2)网络专用

电力调度数据网是与生产控制大区相连接的专用网络,承载电力实时控制、在线生产交易等业务。电厂端的电力调度数据网应当在专用通道上使用独立的网络设备组网,在物理层面上实现与电力企业其它数据网及外部公共信息网的安全隔离。电厂端的电力调度数据网应当划分为逻辑隔离的实时子网和非实时子网,分别连接控制区和非控制区。

3)横向隔离

横向隔离是电力监控系统安全防护体系的横向防线。应当采用不同强度的安全设备隔离各安全区,在生产控制大区与管理信息大区之间必须部署经国家指定部门检测认证的电力专用横向单向安全隔离装置,隔离强度应当接近或达到物理隔离。生产控制大区内部的安全区之间应当采用具有访问控制功能的网络设备、安全可靠的硬件防火墙或者相当功能的设施,实现逻辑隔离。防火墙的功能、性能、电磁兼容性必须经过国家相关部门的认证和测试。

4)纵向认证

纵向加密认证是电力监控系统安全防护体系的纵向防

线。电厂生产控制大区与调度数据网的纵向连接处应当设置经过国家指定部门检测认证的电力专用纵向加密认证装置，实现双向身份认证、数据加密和访问控制。

5) 综合防护

综合防护是结合国家信息安全等级保护工作的相关要求对电力监控系统从主机、网络设备、恶意代码防范、应用安全控制、审计、备份及容灾等多个层面进行信息安全防护的过程。

等级保护是国家信息安全建设的重要政策，其核心是对信息系统分等级、按标准进行建设、管理和监督。对于电厂控制系统信息安全建设，应当以适度风险为核心，以重点保

护为原则，从业务的角度出发，重点保护重要的业务系统，在方案设计中应当遵循以下的原则：

- 1) 适度安全原则；
- 2) 技术管理并重原则；
- 3) 分区分域建设原则；
- 4) 标准性原则；
- 5) 动态调整原则；
- 6) 成熟性原则。

在《信息安全技术 网络安全等级保护基本要求》中，对第三级（以下简称“三级等保”）更是做出了详细的要求。

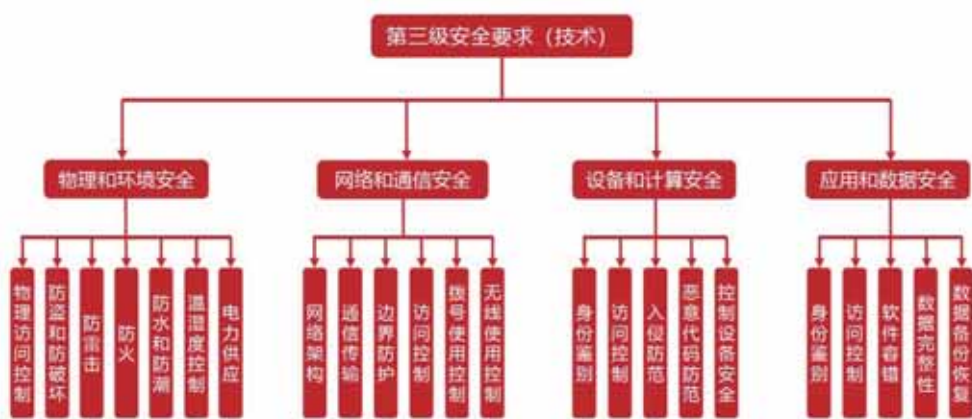


图2 信息安全三级等保具体要求

3. 电厂控制系统防护方案设计

3.1 构筑纵深防御框架

以管理制度与执行为支撑，构筑纵深防御体系。首先，应具有一套完备的信息安全管理制度，包括对设备、系统、人员以及工作流程做出明确规定，此管理制度贯穿所有层面。

最外层，对物理设备进行改进或添置，使物理设备以高效率运行，同时避免安全防护硬件故障造成工业网络异常。另外，使用工业级的硬件防火墙，实现逻辑隔离、报文过滤、访

问控制等功能，保证边界安全。并使用入侵检测系统对网络中的攻击进行检测。

第二层，对各个主机进行加固，管理系统的USB口与系统的升级，进行身份认证管理、权限管理、网络访问管理等。

第三层，加装堡垒机或统一管理与安全审计系统，对系统中的人为操作部分进行操作者的身份认证，并对其操作过程进行记录和留底，以备日后审计。

最内层，建立检测审计与灾后恢复机制，即假设系统被攻破或破坏之后的应急措施，保证在最短的时间内恢复系统。



图3 纵深防御框架

3.2 安全加固方案拓扑图

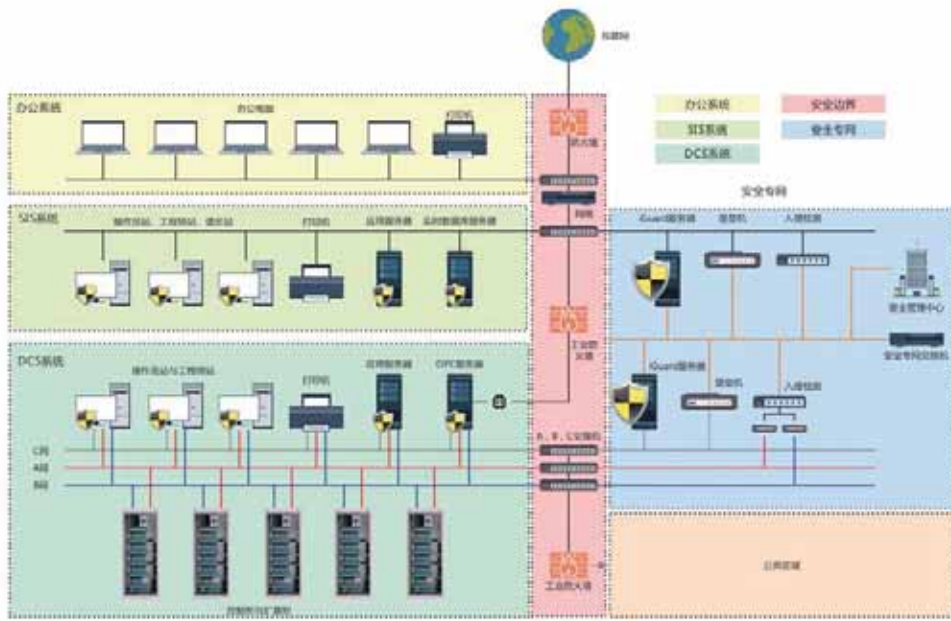


图4 安全加固方案拓扑图

4 电厂控制系统安全加固配置

4.1 主机加固系统iGuard

iGuard是新华自行研发的一款基于白名单机制的主机加固系统，其部署在控制系统的非实时通讯网中，对网络中的主机及服务器进行统一监控、管理与加固。

4.1.1 系统结构

为了解决国内电厂普遍存在的安全问题，经过长时间调研准备，并根据上文中列示的文件与规范，开发了一套更适合于电厂控制系统的主机加固系统（iGuard）。

iGuard系统采用了比普通安全软件所使用的黑名单机制更为有效的白名单机制，采用B/S+C/S混合模式，对网络中的主机进行安全加固。

其中，服务端采用B/S架构，数据库采用MySQL，Web服务器采用Tomcat。与客户端通信采用独立服务实现，与Web服务器通过数据库耦合。

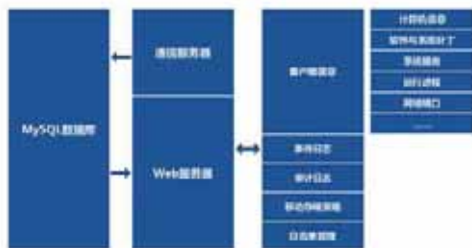


图5 iGuard服务端架构

而客户端则是基于底层驱动技术，采用基于SOA理念而设计的面向服务的终端安全管理体系。

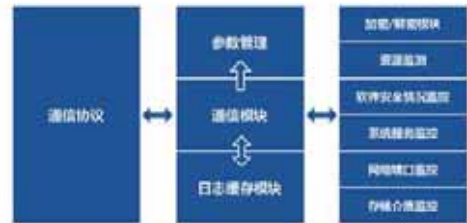


图6 iGuard客户端架构

4.1.2 系统特点

iGuard具有如下特点：

- 1)进程自我保护：iGuard客户端能够保护自己的进程不被关闭，从而防止人为操作导致系统风险。
- 2)统一监控与管理：iGuard服务端对网络中的客户端主机的软硬件资源、服务、端口、补丁、USB口能够进行全方位的控制与监控。
- 3)快速采集白名单：iGuard对白名单的采集十分便捷，几乎可以做到一键采集。
- 4)占用极少资源：iGuard客户端对主机占用的资源极少，几乎控制都在100k以下。

4.1.3 系统功能

iGuard主要包含以下功能：

- 1)可查看到所有管理与监控的计算机的基本状况。包括IP地址、计算机名、操作系统、上线以及最后活跃时间、状态。



图7 iGuard主界面

2)可查阅主机的基本信息、硬件资源、软件资源、资源使用、系统服务、网络端口、进程及对USB口进行监控和控制。



图8 iGuard硬件资源和系统服务

3)可以查阅来自于客户端主机的日志记录与服务端的操作记录。



图9 iGuard日志查询

4)为网络中的主机统一设置白名单，加固网络中的主机，并支持正常模式与测试模式一键切换。



图10 iGuard白名单管理

4.1.4 系统认证

iGuard系统经过国家网络与信息系统安全产品质量监督检验中心、公安部计算机信息系统安全产品质量监督检验中心和公安部信息安全产品检测中心共同检测合格，并作为安全专用产品，已取得市场销售许可。



图11 iGuard检测报告及销售许可证

4.2 其他安全设备与系统

4.2.1 边界防护

主要采用网闸、工业防火墙与入侵检测设备。其中，网闸部署在生产区与管理信息区之间，保障数据的单向传输。工业防火墙部署在各个安全区之间，过滤数据包。入侵检测系统设在核心交换机旁路，用以检测网络中各类攻击行为。三者各司其职，保障生产大区中各个安全区的边界安全。

4.2.2 安全审计

在非实时通讯网上使用堡垒机以及安全审计系统，规范系统的操作流程，记录系统的操作信息以供审计。

4.2.3 安全管理中心

在各个安全设备间搭建系统安全专网，将所有的安全设备的日志记录统一汇集到工业集中管理平台中。

5. 结语

基于白名单机制的主机加固系统iGuard，专门为新华系列控制系统定制开发，相比其他第三方产品，具有更好的兼容性和稳定性，目前已在巴基斯坦恰希玛核电站C1项目等投运使用。

同时，无缝集成了iGuard产品的新华系列控制系统，也将更加符合国家和行业各标准规范要求，从而全方位保障发电机组的信息安全。

NetPAC

智能型分散控制系统



功能特点

- 简洁的机柜布置，创新的外观和结构设计
- 基于恶劣工业环境设计，通过CE/FCC/G3认证，极强的抗干扰和抗腐蚀能力
- 控制器深度自检，先进的嵌入式实时操作系统，最小扫描周期10ms
- 开放式系统确保从不同层面与第三方产品互联，融合Modbus、HART、Profibus-DP/PA、FF等现场总线技术
- I/O模块冗余供电、冗余高速通讯，支持全冗余配置，地址自适应，通道级隔离及自诊断，失效安全设计
- 采用自主化的安全型工业交换机，支持白名单协议，加强网络监测和管控，提升系统的固有安全特性
- 采用全动态点目录，系统自动维护，可在线编辑，确认后即时生效，无需下装重启人机接口站
- 强大的自定义功能块，可离线修改、在线下装、即时生效，易于客户二次开发
- 支持多媒体应用，集成视频监控功能，可实现操作与视频联动
- 内置优化控制软件包，支持基于历史数据挖掘和基于模型辨识的自适应控制
- 内置智能预警软件包，可实现基于大数据分析的设备状态监测和智能预警
- 无缝集成iGuard主机安全加固软件，确保人机接口站安全
- 无缝集成xAMS设备管理软件，智能设备全面管控

应用场景

应用于电力、石化、冶金、造纸、水泥、制糖等流程工业



新华

A CHNT COMPANY

上海新华控制技术集团科技有限公司

地址：上海市闵行区紫竹科学园区紫月路968号

邮编：200241

电话：021-34292618

传真：021-64847787

全国统一客户服务热线

400-817-7777

欢迎访问：Http://www.xinhuagroup.com

欢迎咨询：E-mail: xhg@xinhuagroup.com



“CHNT”、“正泰”系中国驰名商标,属正泰电器(CHINT ELECTRIC)所有

编审：马骏 排版：苏茜

2019.08



本广告资料由上海新华印制，仅用于说明本系列产品的相关信息。上海新华随时可能因技术升级或采用更新的生产工艺而改进本手册有关内容，或对本手册的印刷错误及不准确的信息进行必要的改进和更改，恕不另行通知。商家订货时请随时联系本公司，以证实有关信息。