

火电厂集控运行技术与机组协调控制研究

张宏成

包头东华热电有限公司 内蒙古 包头 014000

摘要:在我国社会经济快速发展加上科技进步的大背景下,电力消费需求呈现出持续不断增长的态势,作为电力供应体系当中非常关键的重要环节,火力发电厂在保障国民经济运行以及满足民生用电需求方面,发挥着不可替代的重要作用,当前普遍使用的自集控运行技术借助优化能耗管理、提升运行效能的方式,显著增强了电网运行的可靠性与安全性,该技术模式已经在发电领域得到大规模的推广应用,通过与机组协同控制系统进行密切配合,实现了生产过程的集约化高效管理,有效提升了电力产出的整体效率,不过在实际运行的过程当中,集控系统依然面临着诸多技术性的挑战。本篇文章对火电厂的集控运行模式以及机组的协调控制做出简要分析,旨在复制火电厂发电工作。

关键词:火电厂;集控运行;机组;协调控制

1 前言

作为电力系统的核心构成单元,发电机组运行工况直接关系到电网整体稳定性。在科技发展和社会用电需求持续增长的背景下,为适应电力供应需求,发电机组容量呈现显著扩大化趋势。这种规模化发展对机组负荷调控能力提出了更高要求,亟需对现有协调控制系统实施技术升级与创新改造,以确保新型控制系统能够有效匹配大型发电机组的运行需求。

2 发电厂集控运行系统

在传统火力发电厂的运行模式当中,各个控制系统呈现出分散独立状态,电力输出调控、机组运行管理以及锅炉控制等环节缺少有效协同,这就导致整体生产效率受到了限制。分布式控制系统也就是DCS作为火电行业重要技术创新,依靠高度自动化实现了对生产流程的集成化管控。该系统是以微处理器作为核心架构,由变送装置、开关元件、CS系统、电缆网络以及盘台设备等构成完整硬件体系。凭借其显著的实时响应能力、海量数据存储能力、可靠的安全防护能力以及稳定的运行性能,配合专业控制软件的优化调度,明显提升了发电生产的效能,如今已经成为现代化大中型火电厂的标配控制系统。该系统具备完善的控制监测界面功能,可以根据不同控制需求动态展示总貌视图、分组界面、回路控制、工艺流程图以及报警信息等多样化画面,通过字符标识、柱状图示以及趋势曲线等多种形式直观呈现各类运行参数与系统状态,这属于DCS组态设计的基本规范。系统还支持变量目录查询、操作指引、故障分析、工程维护以及系统配置等扩展界面的定制化显示。

与传统火电生产方式相比,集控运行技术更显著地展现了现代工业生产的数字化特征、系统集成优势及高

度自动化水平。该技术体系主要由两大部分构成:其一是基于计算机系统的生产线智能控制技术,通过构建集中监控平台实现生产过程的自动化调控与异常工况的人为干预;其二是依托数据驱动的生产线优化管理技术,通过运行信息分析处理来提升系统能效、指导经济调度并建立事故预防机制。

3 火电厂集控运行出现的问题

该600MW超超临界机组由三大核心设备构成:锅炉系统采用HG-2060/26.15-YM2型超超临界变压运行直流炉,采用Π形结构设计,配置单炉膛燃烧系统、循环泵启动装置及全悬吊式炉体结构,具备固态排渣功能;汽轮机组选用N660-25/600/600型双背压三缸四排汽式汽轮机,额定输出功率达660MW;配套QFSN-660-2-22型三相同步发电机。机组投运后持续采用间接能量平衡协调控制系统,该系统采用分级控制架构,锅炉主控单元负责主蒸汽压力调节,汽轮机主控单元承担负荷调控任务,通过PID算法实现锅炉与汽轮机之间的动态能量平衡。此外,系统还配置了锅炉跟随控制、手动控制等多种运行模式以适应不同工况需求。

3.1 外部环境

火力发电厂集控运行系统之安全稳定运行,高度依赖于诸如计算机控制系统不间断电源、接地系统、仪表供气系统等关键外部保障要素,以及控制室、电子设备间等环境条件。然而,在现实运行管理中,上述外部环境问题常未能得到应有的重视,潜在影响集控系统的整体安全性^[1]。

3.2 过热汽温控制系统问题

在火电厂集控运行系统中,过热汽温调节装置的优化配置具有关键性作用。研究表明,超临界直流炉与汽

包炉在温度调控机制上存在显著差异：前者主要通过调整水煤配比实现粗调，并配合一、二级减温水及烟气挡板完成微调；后者则采用一级减温水进行粗调，二级减温水实施细调。影响汽温控制效果的主要变量包括燃料与给水配比、过量空气系数、受热面积灰状况、燃烧器位置以及进水温度等。提升汽温控制品质的有效途径除外部条件调节外，系统参数的精确整定尤为关键。尽管现有汽温控制理论体系相对成熟，但在设备制造和实际运行过程中仍面临诸多挑战，如环境干扰和参数波动等问题，这些因素显著降低了系统的调节性能。因此，深化理论研究、优化控制策略、确保系统运行参数满足工艺要求，应成为工程技术人员重点关注的方向。

3.3 主汽压力控制系统问题

历经长期发展，火力发电已然成为我国电力生产的主流模式。实践证明，直接能量平衡理论公式在主汽压力控制系统中日趋成熟，并凭借显著优势占据主导地位。尽管间接能量平衡理论公式偶见于部分协调控制系统，但其在系统退役处理方面存在局限性。因此，协调系统在退役过程中，仍需依赖直接能量平衡理论公式进行处理。通常，通过调节进入炉膛的煤粉量来实现对主汽压力的精准调控。

3.4 再热汽温系统的控制问题

在火电厂集控运行系统中，再热汽温调节相较于于过热汽温调节呈现出显著的技术复杂性，其控制流程更为繁琐。从工程实践角度分析，采用减温水进行温度调节虽然表面上看能够降低运行成本，但实际上这种调节方式与预期目标相背离，反而会导致整体运行成本的增加。

4 火电厂集控运行技术与机组协调控制优化策略

4.1 集控运行技术与机组协调控制策略

这个火电厂在协调控制系统设计方面采用了基于间接能量平衡原理的集控策略，其控制架构在稳态工况的时候展现出不错的协调性能，控制算法设计兼顾了闭环稳定性和运行灵活性。不过，随着电网运行环境不断动态变化，煤质参数波动以及负荷频繁调节等因素让控制系统调节品质有所下降，暴露出了一些技术缺陷，其一，炉膛负压控制系统动态响应特性不太好，在变负荷工况下有明显的波动情况，特别是在连续降负荷过程中，送风量和氧量调节会出现阶跃式下降，需要人工干预来维持风煤配比，使得燃烧稳定性变差，其二，在AGC模式下主蒸汽压力调节性能不够，实测数据表明在10MW负荷工况下燃料流量波动达到40t/h，当负荷持续上升时主蒸汽压力有可能突破30MPa安全限值，其三，能量平衡控制存在技术上的瓶颈，现有的系统很难精确识

别负荷变化率等动态参数，无法实现汽机-锅炉间的能量匹配，存在锅炉超压的风险，其四，汽温自动调节系统性能不太理想，再热蒸汽温度控制偏差比较大，其五，制粉系统热风挡板控制逻辑存在缺陷，在风量不足的时候会出现挡板全开的现象，导致磨煤机出口温度异常升高，存在爆燃的安全隐患^[2]。

4.2 AGC及一次调频优化

自动发电控制也就是Automatic Generation Control简称AGC，它是电力系统运行的核心调节手段，其主要功能是实现区域发电机组出力的优化调度，以此确保系统频率稳定在允许波动区间内。本研究把某火电厂当作研究对象，发现在其运行过程中存在主蒸汽压力异常波动的现象，经过分析可能和AGC协调控制策略及一次调频算法存在优化空间有关。通过对机组主蒸汽压力（MPa）与电网一次调频负荷下限（MW）做关联性分析，得到了如下数据对应关系，0MPa对应-40MW、24.5MPa对应-40MW、25.0MPa对应-30MW、25.5MPa对应-10MW、26.0MPa对应0MW。数据分析显示主蒸汽压力与一次调频负荷下限呈现显著的正相关性。基于此情况，本研究对控制策略进行了如下优化改进，首先在协调控制系统里引入压力修正算法，通过实时监测主蒸汽压力并和额定值进行比对，当实测压力偏高时自动降低一次调频的负荷调节幅度，进而避免高负荷工况下因大幅调频动作导致的超压风险，其次增设了反向调节闭锁机制，在机组运行过程中实时监测AGC与一次调频的协同状态，当二者调节方向相悖时立即闭锁AGC指令，若一次调频负荷超过20MW同样触发闭锁，待调频信号消失或负荷降至20MW以下时恢复AGC功能，整个闭锁过程严格控制在60秒以内，以此在确保系统协调控制性能的同时有效提升机组运行的安全稳定性。

4.3 汽轮机主控控制策略

本研究结合汽轮机高转速和大功率特性以及蒸汽热能转换效率情况提出优化策略，当前机组在锅炉与汽轮机能量平衡调节方面存在不足主要是汽轮机主控策略设计有缺陷，本次优化工作引入主蒸汽压力偏差实时监控与拉回控制算法，设定允许偏差阈值为0.8MPa来实现偏差超限时自动告警和负荷设定值调整，以此减少调节阀对系统影响避免压力偏差控制失误，同时对主蒸汽压力临界值进行优化确保压力参数达到25.5MPa时系统自动调节汽轮机调节阀降低主蒸汽压力预防锅炉超压，进而提升负荷响应效率增强主控调节灵活性与可靠性，此外明确汽轮机主控指令自动下限设定防止调节阀因调节值过小自动关闭，通过实际运行试验将下限设定为30%并与压

力偏差拉回回路结合确保调频精度稳定性, 鉴于汽轮机主控复杂性优化中采用变参数调节技术针对汽轮机调节阀、顺序阀等对主控比例积分 (PI) 参数进行整定提升系统自适应能力。

4.4 锅炉主控控制策略优化

经过对锅炉主控系统运行状态做深入分析后发现, 当前控制策略里的前馈机制存在明显不足之处, 仅仅能够获取负荷指令的静态前馈与微分前馈信号, 这就使得系统实时性比较差且监控范围受到限制, 在负荷出现剧烈波动的工况之下难以确保运行安全性和控制有效性^[3]。鉴于此, 本研究着重对给煤量-风量控制函数进行了优化改进, 创新性地引入多维压力偏差前馈控制回路, 此回路由三个功能模块所构成, 一是压力偏差微分前馈模块采用变参数调节策略, 在变负荷初期减弱微分作用而中期增强微分作用, 既避免调节阀动作过快导致煤量超调风险, 又提升系统动态响应速度, 二是压力偏差大调煤模块通过实时监测压力偏差 (阈值设定为 $\pm 0.75\text{MPa}$) 和绝对压力 (25.6MPa 上限), 来动态优化锅炉能量输入, 三是静态压力偏差微调模块 (阈值 $\pm 0.3\text{MPa}$) 针对静态工况下的主蒸汽压力进行精细调节, 有效改善系统调节滞后问题。系统采用扭转叶轮和可调叶轮等执行机构, 基于优化后的控制函数实现风量实时精准调节。

4.5 自适应变负荷前馈回路优化

在当下我国经济持续不断增长的大背景之下, 全社会的用电需求出现了显著攀升的情况, 电网服务对象呈现出多元化的发展趋势, 这就导致系统负荷波动加剧以及燃煤质量不稳定等一系列问题, 而这些因素都会对火电机组的集中控制效果造成不利影响, 因为机组采用化石燃料来进行能量转换, 其燃烧过程所产生的热能没办法直接利用, 必须要经过复杂的能量转换过程才能够实现电能输出, 这个过程当中存在着明显的时滞效应, 为此, 需要引入前馈动态补偿控制策略, 对锅炉蓄热特性开展实时调节与补偿工作, 进而提升电网调度的动态响应性能, 在优化设计的过程中, 需要综合考虑升负荷速率、降负荷速率、主蒸汽压力实际值及其偏差值等关键参数, 本研究基于机组在变负荷工况下的动态特性, 采取分阶段的调节策略, 在负荷变化初期采用快速前馈补偿以克服锅炉热惯性, 后期根据系统偏差动态调整补偿

终止时机, 以此确保锅炉输入输出参数的动态平衡^[4]。

4.6 燃料控制策略优化

燃料控制策略是影响机组运行效能的关键因素, 其优化调整过程需要重点去考量, 研究显示热值校正精度和燃料控制系统的逻辑运算有显著关联性, 所以本研究对热值校正回路开展了技术改进, 原系统在AGC投入运行时采用校正回路闭锁机制来提升启动效率, 不过经分析发现该设计可能引发参数失配问题, 因此取消了这一闭锁功能, 改进后的系统在AGC负荷连续调节过程中, 通过实时监测煤量偏差并且动态修正输出参数, 实现了能量供需的精准匹配, 进而完善了煤质热值的自适应校正机制, 针对制粉系统运行中出现的磨煤机热风挡板全开现象, 本次优化增设了指令前馈控制模块, 在负荷变化时同步调节给煤机参数, 显著提升了制粉系统的动态响应特性, 让热一次风调节更具时效性, 在燃料供给控制方面, 重点优化了主控调节器的比例积分参数, 建立了基于机组负荷状态的煤量实时调节机制, 有效保障了燃料热值与能量需求的动态平衡。

5 结语

当前火电厂集控运行技术与机组协调控制策略在实践应用中仍存在若干亟待完善的技术环节。在运行过程中, 需要重点把控主蒸汽压力与一次调频负荷参数间的动态平衡关系, 通过优化负荷修正算法来有效规避高负荷工况下的系统超压隐患; 同时应系统性地改进锅炉主控、汽轮机主控及燃料控制等核心控制策略, 增设主蒸汽压力偏差补偿回路, 调整汽轮机主控指令下限阈值, 采取多维度优化措施以确保发电机组的安全稳定与经济运行。

参考文献

- [1]葛举生,刘潇,等.660MW超超临界机组协调控制系统优化[J].发电设备,2022,36(06):421-426.
- [2]程晓东.火电厂集控运行及机组协调控制策略研究[J].应用能源技术,2022(05):1-3.
- [3]刘建东.火电厂集控运行技术分析 with 优化研究[J].中国设备工程,2022(02):219-220.
- [4]赵震,薛锐,等.火电机组协调控制系统预测控制的仿真研究[J].南京工程学院学报(自然科学版),2021,19(02):58-63.