

Analysis on Centralized Control Operation Technology of Generating Units in Thermal Power Plants

Song Wang

Liaoning Datang International Huludao Thermal Power Co., Ltd., Huludao, Liaoning, 125000, China

Abstract

Under the background of the power system shifting from primarily electricity supply to a balance of supply assurance, peak shaving, frequency regulation, and adaptation to renewable energy fluctuations, the operating modes of thermal power plant generating units have evolved from solely pursuing high output under rated conditions to emphasizing comprehensive control with wide load range, rapid response, stable parameters, and low coal consumption. Centralized control operation no longer merely involves integrating boilers, steam turbines, and electrical equipment into a single monitoring platform, but requires synchronous inclusion of load commands, combustion status, steam-water parameters, cold-end conditions, and environmental constraints into the regulation loop under unified logic. Given the current operational reality where China's coal-fired power continues to bear a significant proportion of power generation capacity, peak load capability, and system regulation capacity, the quality of centralized control operation technology directly impacts the safety margin of units, dispatch adaptability, and actual energy efficiency levels.

Keywords

thermal power plant; generating unit; centralized control operation; technology; analysis

火力发电厂发电机组集控运行技术探析

王松

辽宁大唐国际葫芦岛热电有限责任公司, 中国·辽宁 葫芦岛 125000

摘要

电力系统由以电量供应为主转向保供、调峰、调频和适应新能源波动并重的背景下, 火力发电厂发电机组的运行方式已经由单纯追求额定工况下的高出力, 转为强调宽负荷、快响应、稳参数和低煤耗的综合控制。集控运行不再只是把锅炉、汽轮机和电气设备接入同一监控平台, 而是要在统一逻辑下把负荷指令、燃烧状态、汽水参数、冷端工况和环保约束同步纳入调节闭环。基于当前中国煤电仍承担大比例发电量、顶峰能力和系统调节能力的运行现实, 集控运行技术的优劣, 直接影响机组的安全边界、调度适应性和实际能效水平。

关键词

火力发电厂; 发电机组; 集控运行; 技术; 探析

1 引言

近些年, 随着社会各界电能需求量的持续上涨, 火力发电厂面临着严峻的挑战。发电机组集控运行技术可以对火力发电厂的各系统进行统一调配、监督和管理, 可降低火力发电厂生产能耗, 提高生产效率, 保证电力的持续供应。本文从工程可操作角度梳理火力发电厂发电机组集控运行技术应用要点。

2 火力发电厂发电机组概述

火力发电厂发电机组是以锅炉、汽轮机和发电机为主体, 通过燃料燃烧释放热量, 将给水加热成高参数蒸汽, 再

推动汽轮机做功并带动发电机输出电能的成套热力装备。就实际看, 机组长期经历了亚临界、超临界、超超临界到二次再热高参数机组的发展过程, 600MW 超临界机组常见蒸汽参数为 24.2MPa、566°C /566°C, 1000MW 超超临界机组已形成 25MPa、600°C /600°C 的成熟应用, 630°C 等级二次再热示范机组主蒸汽压力已提高到 35.5MPa。对运行岗位而言, 发电机组不是孤立设备, 而是主机、本体辅机、热控保护、环保装置和公用系统共同构成的运行对象, 集控室需要同时掌握锅炉燃烧、给水、汽温、真空、风烟、脱硫脱硝、电气并网和保护联锁等状态^[1]。随着截至 2025 年底中国发电装机达到 38.9 亿千瓦、煤电继续承担电力系统重要支撑作用, 火电机组运行评价已由单纯看负荷和电量, 转向看灵活性、可靠性和全过程受控能力。

【作者简介】王松 (1995-), 男, 中国辽宁鞍山人, 本科, 助理工程师, 从事火电厂集控运行研究。

3 火力发电厂发电机组集控运行技术探析

3.1 协调控制系统参数整定技术

机组进入集控运行后,协调控制系统首先决定负荷指令能否平稳转化为锅炉燃烧量、汽轮机调门开度和主汽压力的同步变化,因此运行整定不能停留在“自动能投上”这一层面。第一,运行人员应按机组类型和负荷区间划分控制边界,而不能用一套参数覆盖全工况。国家能源局2025年专项行动已明确,现役机组负荷变化速率应达到0.8%—2.5%额定功率/分钟,新建燃用烟煤的煤粉炉机组在50%及以上、30%—50%负荷区间力争分别达到2.2%、1%额定负荷/分钟,因此集控整定时必须把高负荷段和深调峰段分开设置主控器增益、积分时间和前馈系数。第二,锅炉跟随与汽机跟随方式需要随工况切换。负荷快速上升时,应先检查给煤前馈、送风前馈和一次风压响应是否匹配,再逐步放开汽机侧调门响应;负荷快速下降时,则要限制调门收缩速度,防止主汽压力短时上冲。第三,深调峰工况下必须单独修正滑压曲线和指令限幅^[2]。现役机组纯凝工况下最小技术出力已要求达到25%或更低,试点示范机组要求达到20%额定负荷以下,如果仍按额定负荷附近的压力基准和阀位特性运行,常会出现锅炉响应慢、汽机响应快、主汽压力来回摆动的情况。第四,整定完成后不能只凭一次升降负荷试验就长期固化参数,运行人员还应通过升负荷、降负荷、稳负荷和扰动恢复四类试验,核查主汽压力偏差、负荷响应时间、阀门迟滞和给煤反馈偏差,发现测点漂移或执行机构卡涩时先处理硬件,再修改控制器参数。与此同时,专项行动还把保供期申报出力达标率不低于98%、非计划停运次数不高于0.3次/台年纳入评价,说明协调控制的目标不仅是跟得快,更是全过程稳定、可控和能长期维持。因此班组在日常运行中要建立参数台账,把不同煤质、不同磨组合和不同季节冷端条件下的最优整定值分区保存,避免频繁凭经验改值。

3.2 燃烧配风与氧量修正技术

锅炉燃烧控制是集控运行最直接的受控对象,负荷能否跟上、煤耗能否压住、环保参数能否稳定,最终都要落到风煤组织和氧量修正是否准确。第一,运行人员不能把氧量简单理解为越低越经济,而应先根据煤种、水分、挥发分和磨煤机组合确定风煤比。按照GB13223—2011,燃煤锅炉污染物排放浓度折算采用6%的基准氧含量,燃煤锅炉氮氧化物排放限值为100mg/m³,重点地区特别排放限值同样为100mg/m³,这意味着集控画面上的氧量变化不仅影响燃烧效率,也直接影响排放折算和环保裕量,因此氧量设定不能脱离煤质和负荷单独调整。第二,磨煤机切换时必须同步修正一次风、二次风和燃尽风开度。低负荷运行中若只减煤不调风,常会造成火焰中心偏斜、炉膛出口烟温偏差扩大和局部受热面热偏差增加,所以切磨、启磨和给煤量突变后,应先稳磨出口温度和一次风压,再细调分层配风。第三,环保约束已经成为燃烧控制的一部分。生态环境部工程技术规范

提出,全负荷脱硝设计应通过提升SCR入口烟温或采用宽温度窗口催化剂等方式保证低负荷安全高效运行,宽温度窗口催化剂应能在机组50%以上负荷范围内运行,这就要求集控运行在深调峰时同步关注入口烟温、氧量和NO_x变化,不能锅炉侧一味压风,导致脱硝入口温度掉得过快。第四,班中精细调整要把煤量、风量、氧量、排烟温度和飞灰含碳作为成组参数处理。煤种变化时先修风煤比,磨组变化时先修氧量偏置,低负荷时先保火焰中心位置和炉膛稳定,再去追求更低的排烟氧量,避免反复大幅修正同一风门,使燃烧自动长期处于来回追踪状态。与此同时,运行人员还要把火检强度、炉膛出口烟温偏差和各层给粉均匀性放在同一判断链条内,先找出燃烧组织失衡点,再决定是修风、修煤还是修氧量,这样处理后,燃烧调整才不会停留在单点经验操作^[3]。

3.3 主汽与再热汽温精细调节技术

主汽温和再热汽温控制最能体现集控运行的细致程度,因为高参数机组一旦汽温波动过大,热效率、金属寿命和后续负荷响应都会同时受影响。第一,运行人员在调温时不能长期依赖减温水“压着跑”,而应先判断受热面吸热分配是否已经偏移。有关节能减排技术文件的典型参数显示,常规超临界机组汽轮机参数多为24.2MPa/566℃/566℃,常规超超临界机组典型参数为25—26.25MPa/600℃/600℃,比如浙江长兴660MW机组已提高到28MPa/600℃/620℃,泰州1000MW二次再热机组提高到31MPa/600℃/610℃/610℃,参数越高,汽温波动留下的安全余量越小,因此汽温控制必须从源头稳燃烧、稳烟温,而不是只在末端加减减温水。第二,主汽温和再热汽温的控制机理并不相同。主汽温更容易受煤量、给水温度和主减温水影响,再热汽温则更容易受烟气挡板、燃烧中心和受热面烟温偏差影响,所以集控运行中两套自动回路不能共用一套响应节奏。第三,机组升降负荷特别是连续接受AGC指令时,汽温最容易在数分钟后出现滞后偏差,运行中应将负荷前馈、煤量前馈和减温水修正同时投入,对采用摆动燃烧器或烟气挡板调温的机组,还要检查执行机构动作一致性,避免一侧动作过快、一侧动作滞后。第四,低负荷工况下汽温控制更要讲究节制。国家能源局2025年专项行动提出,现役机组纯凝工况下30%负荷相比额定负荷的供电煤耗增幅原则上不高于25%,说明低负荷运行时如果长期用大减温水维持平直汽温曲线,虽然表面参数好看,实质上会放大宽负荷煤耗,所以运行人员应优先通过磨组合、配风方式和烟气侧微调保持吸热平衡,再把减温水作为精修手段^[4]。班中若发现减温水长期高位运行,应先追根溯源,再调回路。

3.4 给水泵组与汽包水位联动控制技术

给水系统和汽包水位控制看似属于常规项目,但在集控运行中最容易因扰动放大而引发锅炉参数失稳,因此这一环节必须把测量、控制和泵组切换放在同一逻辑内处理。第一,汽包水位监视不能只盯一个远传值。国家能源局《防

止电力生产事故的二十五项重点要求》明确，汽包锅炉至少应配置 2 只彼此独立的就地汽包水位计和 3 只远传汽包水位计，并采用 2 种以上工作原理共存的配置方式，这意味着运行人员在水位异常时必须先判断是工况变化、测量失真还是取样系统问题，不能见高就关阀、见低就猛开。第二，水位测量基础条件必须可靠。上述要求同时规定，水位计、水位平衡容器或变送器与汽包连接的取样管至少应有 1 : 100 斜度，取样孔位置还应避开汽包内水汽工况不稳定区，因此机组检修后和长期低负荷运行阶段，集控人员应结合就地水位、给水流量和蒸汽流量做交叉核对。第三，自动调节方式必须随启动过程切换。DL/T1393—2014 适用于额定蒸汽压力 9.8MPa 及以上的汽包锅炉，启动初期蒸汽流量信号不稳定时，应先采用单冲量或简化控制；待蒸汽流量、给水流量测点稳定后，再切至三冲量控制，避免自动刚投入时给水阀来回大幅摆动。第四，保护逻辑和控制逻辑不能混用。对于过热器出口压力 13.5MPa 及以上的锅炉，要求以差压式带压力修正回路的水位计为基准，汽包水位信号采用三选中值方式优选，因此给水泵并列、切泵和再循环阀动作时，运行人员要把稳流量、稳水位和保泵最小流量同时考虑，防止主画面水位看似正常而泵组已经进入不安全小流量区。与此同时，还要把小汽机转速、给水泵出口压力和调门开度余量一起纳入判断链条，不能把水位曲线平稳误认为给水系统整体稳定。只有测量可信、切换有序，水位自动才能真正成为运行助力，而不是新的扰动源。

3.5 凝汽器真空与循环水优化控制技术

凝汽器真空和循环水运行组织虽然位于冷端，但它直接影响汽轮机排汽背压、机组热耗和厂用电，因此集控运行不能只在锅炉和主汽参数上用力，而忽视冷端优化。第一，运行人员管理真空时，不能把表计数值越高视为越好，而应结合机组负荷、循环水温度和循环水泵耗电综合判断。以 660MW 机组为例，其主机设计背压为 11kPa，夏季背压为 25kPa，说明真空目标本身就具有明显的季节边界，运行中必须按环境温度和负荷条件分段控制，不能冬季沿用夏季背压判断，也不能高负荷沿用低负荷泵组方式。第二，循环水系统启停顺序要服务于“最佳背压”，而不是盲目多开设备。部分间接空冷工程资料显示，蒸发冷却器启喷温度可设在 31℃，这类阈值的本质就是用环境边界来决定冷端设备

何时加强出力，因此班组应建立按季节、时段和负荷切换的泵组与风机运行曲线。第三，凝汽器清洁状态要纳入集控日常分析。实践表明，冷却塔出口循环水温度若再降低 0.5—2.0℃，汽轮机真空可提高约 1kPa，供电煤耗率可下降 0.5—2g/kWh，这说明真空优化不能只盯抽气器和表计，还要持续关注冷却塔换热效果、凝汽器结垢和循环水分配均匀性。第四，启停机和负荷突变阶段的真空控制更要强调顺序。真空破坏门、轴封供汽、疏水投入和循环水泵切换必须统一节奏，防止冷端扰动反向传递到汽轮机本体，引起排汽温度异常和负荷波动；若发现真空下降与循环水参数变化不同步，应优先排查漏空气、端差扩大和水侧堵塞，而不能只靠增加循环水量掩盖问题^[9]。与此同时，集控人员还要把热井水位、凝结水泵入口条件和轴封压力一起纳入监视，避免真空问题演变成凝结水系统和汽轮机本体的连锁扰动。只有把冷端运行做细，机组热耗曲线才会真正压下来，并长期保持稳定。

4 结语

火力发电厂发电机组集控运行技术的落脚点，不在于把画面做得更复杂，也不在于把自动投入率简单做高，而在于围绕机组当前承担的保供、调峰、快调节和宽负荷运行任务，把协调控制、燃烧控制、汽温控制、给水控制和冷端控制做成彼此衔接的完整运行链条。运行人员只有把参数边界、逻辑切换和工况差异对应起来，才能使集控运行真正体现出中国火电机组当前所要求的安全性、灵活性和实际能效水平。

参考文献

- [1] 滕飞.火力发电厂发电机组集控运行技术探析[J].模型世界, 2025(11):121-123.
- [2] 陈执.火力发电厂发电机组集控运行技术探析[J].电脑采购, 2023(35).
- [3] 刘世为.探析电厂集控运行控制模式及应用技术[J].奥秘, 2025(36):10-12.
- [4] 官晨青.火力发电厂集控运行节能降耗技术措施探析[J].工程管理与技术探讨, 2025(8).
- [5] 李海峰.火力发电厂发电机组集控运行技术应用研究[J].Water Conservancy & Electric Power Technology & Application, 2024, 6(3).