

火电机组灵活性改造技术及调峰能力提升研究

卓 智 乔 彬

内蒙古丰电能源发电有限责任公司 内蒙古 乌兰察布 012000

摘 要: 随着新能源大规模并网,火电机组由主体电源向调节性电源转型,灵活性改造已成为提升电网消纳能力的关键举措。本文系统分析了火电机组灵活性运行面临的主要技术瓶颈,包括低负荷稳燃、水动力循环安全、环保设备适应性及设备疲劳损伤等问题。从锅炉侧、汽机侧、环保侧及控制侧四个维度,阐述了燃烧器改造、宽负荷脱硝、汽机旁路供热、储热调峰及协调控制优化等关键技术。灵活性改造后机组最低稳燃负荷可降至30%以下,调峰能力提升20%以上,为火电转型提供技术支持。

关键词: 火电机组;灵活性改造;调峰能力;低负荷运行;宽负荷脱硝

引言: 我国风电、光伏装机容量快速增长,电力系统对调峰资源的需求日益迫切。火电机组作为传统基荷电源,其调峰能力远未充分发挥,最小技术出力普遍在50%-60%额定负荷,难以满足新能源波动性消纳需求。实施灵活性改造、提升调峰能力,是火电企业应对电力市场改革的必然选择。本文立足于火电机组运行实际,系统梳理灵活性改造关键技术,探讨调峰能力提升路径,为火电企业转型发展提供参考。

1 火电机组灵活性运行的现状与技术瓶颈

1.1 火电机组调峰能力现状

我国火电机组以煤电为主,长期以来承担基荷运行模式,设计工况多集中在额定负荷附近。随着新能源占比不断提升,电网对火电调峰深度的要求日益严格。目前,常规火电机组最小技术出力一般为额定负荷的50%-60%,通过简单优化可降至40%左右,但进一步下探则面临诸多技术障碍。我国火电灵活性改造自2016年启动以来,累计改造规模已超过2亿千瓦,但改造深度和效果参差不齐,部分机组改造后最低稳燃负荷仍维持在35%-40%,与先进水平存在差距。随着电力现货市场推进,调峰辅助服务补偿机制逐步完善,火电企业参与深度调峰的经济性逐渐显现,改造需求持续释放。

1.2 低负荷运行的主要技术瓶颈

火电机组深度调峰面临的技术瓶颈可归纳为“燃烧稳不住、水循环保不住、催化剂活不成、设备扛不住”四大问题。锅炉侧,低负荷时炉膛温度降低,煤粉着火困难,火焰稳定性下降,易发生灭火或爆燃事故;同时,低负荷工况下一次风流速降低,可能导致煤粉沉积堵塞燃烧器。水动力侧,自然循环锅炉在低负荷时循环

倍率下降,水冷壁流动不稳定,可能发生停滞、倒流甚至膜态沸腾,危及水冷壁安全。环保侧,选择性催化还原(SCR)脱硝装置在低负荷时烟气温度低于催化剂活性窗口(通常要求300-420℃),导致脱硝效率骤降,氨逃逸增加,甚至生成硫酸氢铵堵塞空预器。设备寿命侧,频繁的负荷升降和长期低负荷运行使汽轮机转子、锅炉受热面承受交变热应力,加速低周疲劳损伤,缩短设备使用寿命^[1]。

1.3 灵活性改造的技术需求

针对上述技术瓶颈,火电机组灵活性改造需从锅炉、汽机、环保、控制四个系统协同推进。锅炉侧的核心需求是拓宽燃烧稳定区间,实现30%甚至更低负荷下的安全稳燃;同时解决低负荷下受热面超温、水动力安全等问题。汽机侧的需求是提高供热机组的电热解耦能力,通过低压缸零出力、高背压供热等技术,在保证供热量的前提下降低发电出力。环保侧的需求是突破催化剂低温限制,实现全负荷范围内氮氧化物达标排放,避免频繁启停脱硝系统。控制系统则需要优化协调控制策略,提升变负荷速率和负荷响应精度,满足电网快速调节要求。此外,还需建立设备寿命评估体系,对关键部件进行状态监测和寿命管理,指导改造方案制定和运行方式优化。

2 锅炉侧灵活性改造关键技术

2.1 燃烧系统优化与稳燃技术

燃烧系统改造是锅炉深度调峰的核心环节。低负荷稳燃的关键在于提高煤粉气流着火速度和火焰传播稳定性。主流技术包括:等离子体点火及稳燃技术,在燃烧器出口产生高温等离子体弧,降低煤粉着火所需热量,

可实现 30% 负荷下的无油稳燃。微油点火技术采用微量燃油强化点燃,油煤比可达 1:100 以上,节油率超过 90%。浓淡分离燃烧器通过惯性分离使煤粉气流分为浓淡两相,浓相利于着火、淡相利于燃尽,在低负荷时仍能维持稳定燃烧。此外,燃尽风系统改造和燃烧器摆角优化也是重要手段。某 600MW 机组采用等离子体改造后,最低稳燃负荷由 40% 降至 30%,全年节约助燃油约 300 吨。燃烧优化还需配合煤质管理,混烧高挥发分煤种可改善着火性能,拓展低负荷运行边界。

2.2 制粉系统与空气预热器适应性改造

深度调峰对制粉系统提出更高要求。低负荷时磨煤机出力下降可能超出设计范围,导致煤粉细度变粗、单耗升高。改造措施包括:磨煤机动态分离器改造,可在低出力时保持煤粉细度稳定;磨煤机液压加载系统升级,提高变负荷响应速度;增加磨煤机备用容量,通过优化磨煤机组合运行方式适应低负荷。空预器问题源于硫酸氢铵堵塞,其生成温度与烟气中的氨逃逸和三氧化硫浓度相关。防堵改造措施包括:空预器冷端蓄热元件采用大波纹通道或搪瓷镀层,降低堵塞风险;增设在线蒸汽吹灰系统,定期清除沉积物;加装热风再循环系统提高冷端温度,使硫酸氢铵保持液态排出。部分机组试点采用回转式空预器柔性密封技术,减少漏风损失,提升低负荷运行效率^[2]。

2.3 水动力安全与受热面防超温措施

自然循环锅炉低负荷运行时,水冷壁循环倍率降低,流动稳定性下降。保证水动力的措施包括:提高汽包水位运行上限,增加循环压头;加装水冷壁节流孔板,改善流量分配均匀性;必要时增设循环泵强制循环。控制循环锅炉则需校验循环泵在低负荷下的运行特性。炉膛出口烟温偏差是导致再热器超温的主要原因,低负荷时偏差更大。应对措施包括:优化燃烧器投运方式,减少火焰偏斜;在高温受热面管屏入口加装节流孔圈,控制各屏流量分配;部分机组增设烟气挡板或进行受热面分组改造。对于超临界直流锅炉,低负荷时需重点防范水冷壁水动力不稳定和干烧风险,改进措施包括:提高水煤比控制精度,采用湿态运行转干态的平稳过渡策略;加装炉水循环泵,在超低负荷时实现炉水再循环,保障水冷壁最低流量。

3 汽机侧灵活性改造与供热解耦技术

3.1 低压缸零出力改造技术

低压缸零出力(又称低压缸切缸)技术是供热机组灵活性改造的核心突破。其原理是在供热期间,切除低

压缸进汽,仅保留少量冷却蒸汽,中压缸排汽全部用于供热,从而大幅增加供热能力的同时将发电出力降至最低。该技术可实现发电机出力降至额定值的 10%-20%,同时供热量不降反升。关键技术包括:低压缸冷却蒸汽流量控制,需精确计算和验证,防止低压转子鼓风超温;末级叶片监测系统,实时监测叶片温度和振动;抽汽管道及阀门改造,满足大流量供热需求。该技术适用于抽凝式供热机组,兼具改造投资低、见效快、运行灵活等优势。

3.2 高背压供热与储热调峰技术

高背压供热技术通过提高汽轮机排汽压力,利用排汽余热直接加热热网水,实现热电解耦。与传统抽汽供热相比,高背压供热利用冷端损失,供热效率大幅提升,煤耗可降低 30-50g/kWh。改造需对低压缸末级叶片进行强度复核,增设高背压运行旁路系统。冬季供热期切换至高背压模式,发电出力可降低 30%-40%。储热调峰技术通过在热网侧配置大型储热水罐,实现“热-电”分时解耦。当电网要求深度调峰时,汽轮机降低负荷但仍保持供热,不足的热量由储热罐补充;当负荷回升时,汽轮机多余热量对储热罐充热^[3]。储热罐容量一般在 10000-30000m³,可提供 4-8 小时的调峰窗口。该模式可使机组在最小负荷时维持额定供热量,同时发电出力进一步下探 5-10 个百分点,兼顾调峰深度和供热可靠性。

4 环保侧宽负荷脱硝与污染物控制

4.1 SCR 脱硝系统低负荷适应性改造

选择性催化还原(SCR)脱硝装置的催化剂活性温度窗口一般为 300-420℃,低负荷时烟气温度往往低于下限,导致脱硝效率骤降。改造技术主要有三类。烟气旁路方案,在省煤器入口引出高温烟气旁路,与低负荷时的低温烟气混合后送入 SCR,可使脱硝入口温度提升 20-40℃,简单可靠。省煤器分级方案,将原省煤器一分为二,SCR 布置在两级之间,通过调节第一级省煤器给水流量控制 SCR 入口烟温,温度调节范围宽、能耗低。烟气加热方案,在 SCR 入口设置燃烧器或电加热器,直接提升烟气温度,适用于短期低负荷运行场景。工程实践表明,省煤器分级改造的综合效果最佳,可实现 30% 负荷下脱硝系统正常投运,氮氧化物排放稳定达标,同时降低氨逃逸和空预器堵塞风险。

4.2 除尘及脱硫系统适应性优化

低负荷工况对除尘和脱硫系统的影响相对可控,但仍需针对性优化。电除尘器在低负荷时烟气量减少、烟

温降低,比电阻可能升高不利于除尘,可通过优化振打方式和增加烟气调质来改善。袋式除尘器适应性较好,但需防范低温结露。脱硫系统主要问题是低负荷时浆液循环泵运行台数匹配不当造成能耗浪费,应配置变频驱动或合理选择泵型组合。部分机组采用“一机双塔”串联布置,可根据负荷灵活切换运行方式。湿法脱硫还需关注低负荷时烟气夹带浆液量变化,防止石膏雨。环保侧改造应与锅炉、汽机改造协同设计,避免出现“水桶效应”,即某一环节的瓶颈影响整体调峰深度。

5 控制优化与调峰能力提升效果

5.1 协调控制策略优化

深度调峰对机组自动控制提出更高要求。传统协调控制体系在 50% 负荷以下线性度变差,主蒸汽压力波动大,变负荷速率受限。优化策略包括:采用多模型预测控制技术,针对不同负荷区间建立多个子模型,解决低负荷段的非线性问题;引入锅炉蓄热补偿回路,利用汽包蓄能提高负荷响应速度;优化磨煤机启停和一次风压控制逻辑,防止低负荷时磨煤机跳闸引发锅炉灭火。某超临界 600MW 机组实施控制系统优化后,变负荷速率由 5MW/min 提升至 10MW/min,负荷调节精度由 $\pm 5\text{MW}$ 改善至 $\pm 2\text{MW}$,主蒸汽压力波动幅度降低 45%。另外,增加自动发电控制(AGC)指令预判功能,结合前置负荷信号提前调整燃料量,可进一步缩短响应时间。

5.2 设备状态监测与寿命管理

频繁的负荷变化和长期低负荷运行加速关键部件寿命损耗。需建立覆盖锅炉、汽轮机、发电机主要部件的状态监测体系。锅炉受热面重点监测壁温和超温统计,汽轮机转子需积累起停机次数和变负荷幅度的疲劳当量。采用有限元分析结合实测数据,评估低周疲劳寿命消耗,指导运行策略优化。在线监测内容应包括:锅炉汽包及厚壁部件温差和应力、汽轮机转子等效运行小时数、高导管及再热管蠕变寿命等。部分电厂引入数字孪生技术,实时映射设备健康状态,提前预警寿命临界部件。基于状态评估结果,制定差异化检修策略,将有限

的检修资源集中到高风险部件上,实现安全性与经济性的平衡^[4]。

5.3 调峰能力提升效果分析

综合实施上述改造措施后,火电机组调峰能力得到显著提升。锅炉侧最低稳燃负荷可由原 40%-50% 降至 25%-30%,部分机组试验成功下探至 20% 以下;水冷壁水动力安全边界同步拓宽。供热机组通过低压缸零出力、高背压或储热技术,电热解耦能力大幅增强,可实现在额定供热量下发电出力降至 20% 以内。环保侧实现全负荷脱硝,正常投运下限拓展至 30% 负荷附近。从电网层面看,1 台 600MW 机组深度调峰能力提升 30 个百分点(由 50% 降至 20%),相当于释放 120MW 调节空间,可替代一座小型燃机电厂的调峰贡献。综合经济效益方面,参与深度调峰辅助服务可获得补偿收益,同时减少弃风弃光电量,改善系统整体运行效率。

结束语

火电机组灵活性改造是新能源消纳的重要支撑,也是煤电企业转型升级的必然选择。本文系统分析了锅炉、汽机、环保三大系统的技术瓶颈,阐述了燃烧优化、低压缸零出力、宽负荷脱硝及控制优化等关键技术。通过综合改造,机组低负荷稳燃能力和供热机组调峰深度显著提升,同时实现全负荷环保达标。未来应进一步探索热电解耦新路径、电锅炉及熔盐储热等大容量储能技术,并完善辅助服务市场机制,构建火电与新能源协调发展的新型电力系统。

参考文献

- [1] 孔庆有,唐云峰.火电机组灵活性改造技术研究[J].能源与节能,2025(6):35-37.
- [2] 刘子勋,张勇杰,高亭亭,等.”双碳”目标下火电机组灵活性改造技术分析[J].电站辅机,2023,44(3):40-45.
- [3] 屈杰,彭波,熊欣.火电机组灵活性改造技术进展与低碳调度策略[J].中国航班,2025(34):46-48.
- [4] 蔺雪竹.火电机组灵活性改造与储能协同调峰技术研究[J].电力设备管理,2025(9):56-58.