

大型燃煤发电机组灵活运行关键技术研究

张维维

上海上电漕泾发电有限公司, 上海 201507

DOI:10.61369/EPTSM.2026030032

摘 要 : 随着可再生能源发电占比持续提升, 燃煤发电机组运行模式从基荷运行向频繁启停、深度调峰、快速爬坡的全新运行模式转变, 这种转变对机组的安全性、经济性和环保性提出了新的挑战。本文聚焦大型燃煤发电机组在灵活运行工况下的技术难点, 同时从锅炉侧稳定燃烧及低排放、汽轮机侧快速启停及安全保护、主机与辅机协调配合等方面进行讨论, 并结合运行数据研究及改进案例, 给出提升灵活性的具体技术路径, 为火电机组适应新型电力系统提供参考。

关 键 词 : 大型燃煤发电机组; 灵活运行; 关键技术

Research on Key Technology of Flexible Operation of Large-scale Coal-fired Generating Units

Zhang Weiwei

Shanghai Shangdian-Caojing Power Generation Co., Ltd. Shanghai 201507

Abstract : As renewable energy's share in power generation continues to rise, coal-fired power units are transitioning from base-load operation to a new operational model characterized by frequent start-stop cycles, deep peak shaving, and rapid ramping. This shift poses new challenges to the units' safety, economic efficiency, and environmental performance. This paper focuses on the technical challenges of large coal-fired power units under flexible operating conditions. It discusses key aspects including stable combustion and low emissions on the boiler side, rapid start-stop and safety protection on the turbine side, and coordinated operation between main and auxiliary equipment. By integrating operational data analysis and improvement cases, the paper proposes specific technical pathways to enhance flexibility, providing a reference for thermal power units to adapt to the new power system.

Keywords : large coal-fired generating units; flexible operation; key technologies

随着可再生能源大规模并网, 燃煤发电机组运行模式正经历深刻变革, 亟须向频繁启停、深度调峰等灵活运行方式转型^[1]。这一转变对机组的安全性、经济性 & 环保性提出了严峻考验。本文以超临界大型煤电机组为对象探讨了其灵活性改造的关键问题, 主要对锅炉稳燃减排、汽轮机快速启停与寿命管控、机炉协调控制与辅机优化等方面开展系统研究, 并结合工程应用案例与运行数据, 提炼出提升机组灵活性的具体技术路径, 旨在为火电机组适应新型电力系统、实现高质量转型提供实践参考。

一、锅炉系统在深度调峰下的稳燃与环保控制技术

(一) 低负荷稳燃与燃烧优化技术

当机组负荷低于额定功率的30%时, 煤粉着火困难是首要难题。为解决此问题, 很多电厂对燃烧器进行了等离子体或无油助燃技术改造。某电厂600MW亚临界锅炉机组, 将其中间燃烧器改为等离子体燃烧器, 并优化二次风方向布置, 在深度调频中可提高一次风粉比达20%, 同时降低周边风量增加风粉混燃时间; 经改造后, 该机组可在不投油助燃的情况下实现由40%BMCR调至25%BMCR的目标。运行人员可采取集中给煤方式、减小一次风量、适当提高煤粉细度等方法进行调整处理; 当机组负荷降至

180MW时, 自动停用上层3台磨煤机, 仅投入下层3台磨煤机运行, 并加大底层燃烧器的摆角, 以维持炉膛火焰中心温度在1200度以上, 确保煤粉燃尽。

除了燃烧器改造, 燃煤煤质的适应性问题也很关键^[2]。低负荷时, 燃用设计煤种是理想状态, 但实际来煤多变。这就要求建立正确的实时煤炭品质监视系统。以某电厂600MW机组为例, 其入炉煤质波动较大, 挥发份在25% ~ 38%区间变化。他们利用近红外光谱分析技术实时检测煤质, 并动态调整制粉系统出力。在发现挥发分低于28%时, 进行程序干预, 增加该磨煤机给煤量并降低分离器转速以维持煤粉细度R90在8% ~ 10%, 从而达到稳定制粉系统的目的。这样处理后可以降低负荷下灰中含碳量降至

原来的1/8以下，锅炉效率得到大幅度提升。

（二）宽负荷脱硝与环保设施协同

选择性催化还原脱硝装置对烟气温度有严格要求，通常为320℃~400℃，机组在30%额定负荷运行时，省煤器出口烟温有可能降到300℃及以下，将导致脱硝装置退出运行，增大了逃逸氨的风险^[9]。为了拓宽脱硝装置投运区间，最常见的做法是通过在省煤器烟道进行改造从而实现对烟气的旁路。如在某台1000MW机组上省煤器进口烟道设置烟气旁路挡板，并通过其控制烟气量，实现占总烟气量15%的效果。当低负荷下烟气温度低于320℃时，打开旁路挡板将部分热烟气直通到脱硝入口进行掺混，提升烟温达到330℃。改造后，机组负荷低至300MW时，脱硝系统仍能正常投运，NO_x排放稳定控制在45mg/Nm³以内。

另一个重要措施是提高低负荷下的氨逃逸监测与喷氨均匀性。低负荷工况下，烟气流场不均易造成局部喷氨过量的问题，某电厂采用分区法，在脱硝出口和入口布置24个网格点在线监测NO_x浓度变化情况。根据上述数据，会自动调节各喷氨管路阀门开度来保证出口NO_x浓度在±10mg/Nm³范围内，并且配备了一台氨逃逸在线监测仪，在氨逃逸率超过3ppm的时候会及时调节喷氨量防止硫酸氢氨黏结堵塞空气预热器。该厂在采取此技术后，空气预热器压差由原来的2000Pa降至现在的1500Pa，运行周期延长了半年之久。

二、汽轮机及热力系统快速变负荷适应性技术

（一）汽轮机转子热应力监测与寿命管理

频繁的负荷变化会导致汽轮机转子表面与中心孔产生温差，形成热应力^[4]。为了量化这种影响，需要建立基于在线监测的转子寿命损耗评估系统。以某亚临界300MW机组为例，其在高中压转子关键部位安装了热电偶，实时监测金属温度变化。数据通过有限元模型计算，得出转子关键部位的应力值。按规程规定，当某测点热应力超过材料抗疲劳强度70%时，则该系统将发出报警信号并自动降低负荷变化率。例如在300MW快速降至150MW工况下，调阀后蒸汽温度变化率为2℃/min，模型计算出的转子表面热弯曲应力达到100MPa，接近报警值。此时控制系统立即将负荷变化速率由1%Pe/min降至0.5%Pe/min，待应力消除后再继续减负荷。通过这种精细化控制，该机组在一次启停或深度调峰中，转子寿命损耗率控制在0.01%以内。

除了监测，预热技术也有助于减少热冲击。如在机组启动前或检修后，用热蒸汽对汽缸及法兰进行预热。电厂可以在汽缸体处开设蒸汽加热小室，并且在机组刚投入运行时采用辅助蒸汽对高压内壁进行加热，让内壁金属面温以稳定的速率在一小时之内升至150℃，大幅缩短了机组的冲转时间^[9]。另外还要注意维持凝汽器整体疏水畅通。某厂曾出现过该装置突然大幅降功的现象，由于主蒸汽温度骤降而部分放水门未及时开启，引起小规模水锤并导致振动幅值快速增大；后加装了放水阀连锁。当主蒸汽过热度低于50度时，自动连锁开启相关疏水门，有效防止了类似事件。

（二）回热系统与除氧器压力滑压控制

在机组变负荷过程中，给水温度变化会影响锅炉吸热量，而除氧器压力波动则可能引起给水泵汽蚀^[6]。因此，回热系统的动态响应特性至关重要。传统的定压运行除氧器，在低负荷运行中需维持较高的压力，这样会使抽汽过程中产生更大的节流损失，但是目前很多新投运的滑压运行给水泵的小机均采用滑压除氧器的方式以减少节流损失，如某台660MW机组除氧器为全滑压方式，在除氧器投入运行工况下，除氧器压力始终跟随抽汽压力变化而变化（30%~100%）。本例在机组由满负荷600MW快速减至300MW过程中，除氧器压力由0.7MPa下降至0.25MPa，对应除氧器进水温度由165℃下降至127℃。为避免给泵汽蚀，在控制方面严格监视给泵进口水温 and 压力，只要给泵进口压力低于对应温度下饱和压力（考虑0.15MPa的安全裕度），这就及时地投入了再循环泵，以防止给水泵发生汽蚀现象。经验表明，这样的滑压方式可以保证给水泵的最小流量在15%以上，既保证了运行的安全性，又减小了节流损耗。

高压加热器的水位控制也是关键。低负荷时蒸汽流速低，疏水不畅，容易造成加热器满水^[7]。某电厂采取了以危急疏水管作为调节管，加上普通疏水管来进行调节的措施。具体而言，当机组负荷低于某一设定值时（例如，对于一台600MW机组，当其负荷降低至200MW），自动切换为手动模式，并适当加大开度的同时投入紧急疏水控制，以该机组的1号高加为例，其常规疏水阀开度由原设定值40%自动增大至60%。同时，该连锁逻辑设定为：当水位高于138mm时，相关保护动作被触发。调整此设定值以后，高温水水位波动由100mm左右降到50mm以下，基本杜绝了由于水位过高而造成强制停运加热器的情况出现，保证了给水温度相对稳定，减少了锅炉侧的燃料量扰动。

三、机炉协调控制策略及辅机系统优化

（一）基于负荷预测的协调控制优化

为了满足电网一次调频和AGC指令的快速响应要求，需要改进协调控制系统的前馈和反馈逻辑^[8]。某电厂在1000MW超超临界机组上实施了改进的协调控制策略。该系统增加了电网负荷指示器的微分前馈信号。它可以提前预判由于电网命令变化造成的燃料需求以及给水量变化，而不是等到出现了偏差再进行调节。例如，当AGC指令增加30MW负荷时，则该新控制系统将比原来的系统提前5s就发出更多的燃料指令，同时也会适当加快给水泵转速。实践证明，该改动后原来30s能实现的负荷响应时间缩短至12s内，并且负荷变化速率由原来的1.5%Pe/min提高到2.5%Pe/min。

在极低负荷下，协调控制面临参数非线性问题。机组在30%额定负荷以下运行时，汽轮机调门开度与负荷之间的关系不再是线性。为此，电厂可以采用分段线性化与模糊控制相结合的方法。采集机组在25%、30%、35%额定负荷3个典型工况下的运行数据，建立变参数的比例积分微分控制器。在负荷180MW区间，将积分时间从60s延长至120s，防止积分饱和；

比例带从40%增加至60%，避免调节过猛导致超调。经过优化，机组在180MW附近运行时，主汽压力波动从 $\pm 0.5\text{MPa}$ 减小到 $\pm 0.2\text{MPa}$ ，稳定性显著提高。

（二）辅机系统变频改造与运行方式匹配

辅机系统在机组低负荷时的能耗占比上升，同时部分辅机设备工作在低效区，影响安全^[9]。如采用变频调速控制可以有效降低主要辅机电动给水泵、循环水泵、凝结水泵的能耗并改善其运行工况。某电厂有两台330MW机组，在每台机组中对其电动给水泵进行了变频改造。在改造前采用的是液力耦合器调速，其效率较低；在改造后在每台机组中安装了一台高压变频调速系统。当主机出力低于200MW后，给水泵转速从每分钟4800转降至每分钟3800转，给水调门开度从35%增大到75%，节流损失减少。表1列出了该厂1号机组给水泵改造前后的运行数据。

表1 电动给水泵变频改造前后运行参数对比					
项目	机组负荷 MW	给水泵转 速 r/min	给水调门 开度 %	给水泵电 流 A	厂用电 率 %
改造前	200	4800	35	380	5.8
改造后	200	3800	75	260	5.2

从表1数据可见，改造后给水泵电流降低120A，厂用电率下降0.6个百分点。按年运行5000小时计算，单台机组年节约电300万千瓦时。

凝结水泵的变频调节同样重要。在机组深度调峰时，凝结水流量大幅减少，若仍采用节流调节，泵出口压力过高，威胁低压加热器和除氧器安全。某电厂对凝结水泵进行了变频改造，并优化了除氧器水位控制逻辑。当机组负荷从600MW降至180MW时，凝结水泵频率从48Hz自动降至32Hz，出口压力从2.2MPa降至1.2MPa，既满足了除氧器上水需求，又避免了再循环门频繁动作。表2对比了不同负荷下凝结水泵的运行参数。

表2 凝结水泵变频运行参数随负荷变化情况				
机组负荷 MW	凝结水泵频 率 Hz	出口压力 MPa	凝结水流量 t/h	再循环门开 度 %
600	48	2.2	1500	0
300	40	1.5	800	10
180	32	1.2	550	15

从表2可以看出，变频调节使凝结水泵出口参数与系统需求良好匹配，再循环门开度始终控制在15%以内，减少了能量浪费。同样的，针对循环水泵根据季节性 & 负荷变化的情况进行了高低速改造或者变频改造^[10]。例如，在冬季负荷较小的情况下可以将一台循环水泵由大循环方式转换为小循环方式运行，则循环水供水量由36000t/h减少至25000t/h，循环水泵变频器功率由1600kW降至1100kW，有效降低辅机能耗。

针对辅机运行方式组合来说，对制粉系统启停优化也是十分必要的。深度调峰过程中，减负荷至低出力时，停运部分磨煤机可以保证单台磨煤机出力大于70%以上，保证了煤粉细度以及燃料的经济性。某厂规定：当发电机负荷低于240MW时，停运一台风机，可提高运行风机出力至75%，并把磨煤机出口温度由80℃提高至90℃，利于煤粉燃烧。但需注意监视磨煤机风煤比，防止发生堵转故障。通过以上几个方面的辅助装置系统改造之后，在调峰运行工况下整个机组的综合热经济性有了提高，并提升了可靠性。

四、结语

综上所述，大型燃煤发电机组实现安全、高效的灵活运行，是一项涵盖燃烧优化、热力系统匹配及控制策略升级的系统性工程。通过锅炉低负荷稳燃改造、汽轮机精准热态启动及缸胀控制技术应用、辅机变频改造和协调控制系统优化提升，深度调峰能力及快速爬坡能力显著提升。未来随着智能控制技术和先进储能技术的进一步融合，火电机组将更好地发挥基本保障性和灵活性调节作用，为构建以新能源为主体的新型电力系统提供关键支撑。

参考文献

[1] 严新荣,高翔,于鹏峰,何建乐,周晓鸣,张鹏威,向军,刘金亮,郭剑雄,黄一博.燃煤发电机组灵活运行安全性挑战与对策研究[J].中国电机工程学报,2025,45(11):4318-4335+I0017.

[2] 陈禄,王波,王登亮,陈伟雄,刘继平.燃煤发电机组瞬态变负荷过程性能优化研究[J].发电技术,2026,47(1):157-167.

[3] 赵永亮,许朋江,居文平,陈锋,刘明,王珠,严俊杰.燃煤发电机组瞬态过程灵活高效协同运行的理论与技术研究综述[J].中国电机工程学报,2023,43(6):2080-2099.

[4] 姜文华.燃煤火力发电机组深度调峰运行优化技术研究[J].电力设备管理,2025(16):67-69.

[5] 王诚.大型燃煤火力发电机组参与深度调峰优化控制技术[J].微型电脑应用,2025,41(10):252-256.

[6] 钟守平,王洪林,陈佳胜,陈俊.大型燃气轮发电机组保护关键技术研究[J].电气技术,2021,22(12):67-72.

[7] 孙源,张启超,张忠孝,郭欣维,孔成栋,徐嘉叶,叶妮娜,黄林鹏,乌晓江.燃煤发电机组灵活运行控制技术研究进展[J].上海理工大学学报,2023,45(5):440-447.

[8] 娄丽民.基于660MW超临界燃煤发电机组深度调峰中的控制技术分析[J].科学技术创新,2025(2):31-34.

[9] 吕凯,王妍,王春燕,刘向阳,马丁山,何茂刚.基于“汽电双驱技术”的大型燃煤发电机组优化方法[J].热科学与技术,2021,20(4):372-379.

[10] 李文东,张昌顺,李军,渠国强,雷琪安.熔盐储热技术在燃煤发电机组中的集成应用及其安全性分析[J].电站辅机,2025,46(2):1-4+13.