

# 浅谈600MW亚临界机组25%负荷深度调峰试验及措施

焦文帝 关志成 刘志远

北方联合电力达拉特发电厂 内蒙古 鄂尔多斯 014300

**摘要:** 华能达拉特发电厂在新的电力市场要求下,不断摸索机组深度调峰的操作经验,并总结相应的技术措施与组织措施,一般深度调峰的负荷率多为40%左右,经过达拉特发电厂深度调峰小组经多次试验将600MW超临界机组深调工况下探至25%负荷,本文是对达拉特发电厂2台600MW亚临界机组深调等离子稳燃及热水再循环确保低负荷深调时脱硝系统正常投运进行试验,对技术措施与注意事项进行分析探讨。

**关键词:** 深度调峰; 风险及预控; 协调控制模式; 注意事项

## 1 研究背景

随着“双碳”目标的提出,风电、水电、光伏等新能源装机容量持续增加,火电由主体性电源逐步向辅助服务型电源转变。但是目前在风小、枯水期、阴雨天等特殊条件下新能源不能保证稳定产出电能,此时相对稳定的火电就要顶上,在新能源满发时以深度调峰的方式,继续完成发电的使命。在规定时间内火电机组能够安全、平稳、高效地升降负荷,且降至的负荷越低说明机组的深度调峰能力越强,“尖峰顶得上、低谷压得下”,这就是深度调峰最强机组。

## 2 设备简介及现状

达拉特发电厂四期发电机为美国西门子西屋公司生产的THDF-118/56型隐极同步发电机。采用机端自并励静态励磁系统。发电机冷却方式为水氢氢。锅炉为亚临界压力一次中间再热控制循环汽包炉,单炉膛Π型紧身封闭布置,四角切向燃烧,锅炉采用摆动式燃烧器调温,四角布置、切向燃烧,一次风正压直吹式制粉系统、单炉膛、固态排渣、全钢架悬吊结构、平衡通风。炉前布置三台低压头炉水循环泵,炉后布置两台三分仓容克式空气预热器。汽轮机为亚临界、单轴、中间再热、三缸四排汽、直接空冷凝汽式汽轮机。锅炉配有一套型号为PI-150,额定功率150kW的空气等离子体点火器。

省煤器热水再循环系统,主要为锅炉省煤器加装了再循环管线,总体思路为省煤器热水再循环系统通过在锅筒炉水泵出口合适的高度位置引出再循环管路,经过炉水泵加压,引入至省煤器的入口管道,以提高省煤器进口水温,减小省煤器水侧与烟气侧的传热温差,从而达到减少省煤器吸热量,提高省煤器出口烟气温度的目的。系统通过原炉水泵出口新增的电动憋压阀来控制再循环管路的工质流量。新增设备包括:泵出口管电动憋压阀,再循环管手动闸阀,再循环管电动闸阀(带中停

功能),再循环管止回阀,主给水管止回阀,管路疏水阀。并在管路上装设再循环流量计,热电偶便于监视和测量<sup>[1]</sup>。

## 3 深度调峰试验过程

### 3.1 协调控制模式

机组负荷在CCS(协调控制系统Coordination Control System)方式下由340MW降至180MW,180MW退出协调切至BH全手动方式,稳定给水流量通过手动降低煤量,降负荷降至136MW,其中在165MW左右,为保证炉水循环,防止部分锅炉管循环不畅,手动启动BCP泵(Boiler Circulation Pump 炉水循环泵)。

### 3.2 机组负荷滑降速率

为了保持锅炉侧燃烧稳定,因磨组运行方式的不同,机组降负荷速率分阶段控制,负荷在机组负荷340MW-290MW阶段降负荷速率控制在3MW/min,340MW-290MW控制在2MW/min,230MW-170MW,速率1.5MW。控制减负荷速率,控制入炉煤量递减速率,控制炉内燃烧充裕度和减缓锅炉炉膛出口烟气温度。

### 3.3 磨煤机组合方式

考虑到锅炉炉膛出口烟温、一次风热风温度、SCR入口烟温以及锅炉尾部烟道温度,在机负荷340MW-250MW之间,尽量保持B、C、D、E磨运行,在250MW-240MW停B磨煤机,在240MW-136MW期间保持C、D、E磨运行,在136MW至停机启动下层A磨煤机、停止E磨煤机运行<sup>[2]</sup>。

### 3.4 给水运行方式

考虑机组锅炉给水流量调节方式、锅炉最小冷却流量和给水泵最小流量阀开启流量,在机组负荷340MW-200MW之间,锅炉保持给水主路运行,290MW-250MW时维持给水泵最小流量阀20%,230MW时开启给水泵最小流量阀全开直至退出,230MW-200MW过程中,给水

泵最小流量阀全开, 200MW降负荷前将锅炉给水由主路切至旁路, 200MW给水切旁路后, 200MW完成给水切换, 维持单泵运行直至机组停运。

### 3.5 脱硝入口温度变化

考虑SCR入口烟温低于290℃导致催化剂失效和活性降低, 致使脱硝效率下降, 氨逃逸量增加, 环保参数有可能超限。在深调过程中机组负荷由290MW至200MW脱硝温度逐步降低, 在200MW负荷稳定后, 随之增加稳定时间, 锅炉烟气流量减弱, 脱硝入口烟气温度出现回升, A、B侧平均在295℃以上。由200MW-136MW过程中, 随BCP泵启动, 省煤器入口水温由214℃增加至241℃, 增幅30℃左右, 省煤器出口烟气温度上升, 脱硝入口烟气温度大幅回升(A侧最低由289℃上升至299℃, B侧由287.6℃上升至295℃)。

### 3.6 试验过程中主要操作及注意事项

(1) 机组深度调峰前依据集团公司针对性防范锅炉低负荷运行措施, 先进行油枪真实点火试验, 确保油枪工作正常。

(2) 机组负荷指令260MW且有下降趋势时, 开启热水再循环电动门前手动门, 启动B炉水循环泵, 投入热水再循环系统。

(3) 将热水再循环电动阀开至30%(带中停功能), 注意再循环流量及省煤器入口水温变化, 保证脱硝入口烟气温度在300℃以上。再循环电动阀在50%开度以下按5%步长控制; 50%开度以上, 按10%步长控制, 防止给水流量大幅扰动, 造成汽包水位保护误动或因给水流量低且再循环门开度小75%给水泵跳闸保护误动。

(4) 如果运行给水泵再循环电动门开度已至100%, 脱硝入口烟温仍然无法达到300℃, 可通过关小憋压阀提高热水再循环流量来提高脱硝入口烟温。憋压阀在50%开度以下按5%步长控制; 50%开度以上, 按10%步长控制, 憋压阀开度不得低于50%。SCR入口烟气温度建议控制在315℃至325℃之间。

(5) 负荷指令至240MW以下时投入B磨等离子稳燃, 停运一台磨煤机, 维持三台磨煤机运行。停磨前注意一次风母管风压不得高于10kPa, 尽量保持在6.5kPa至7.5kPa之间, 防止风机失速抢风。同时, 严密监视其他运行磨煤机火检, 加强就地燃烧工况检查, 严密监视磨组粉管风粉浓度, 发现异常及时投油助燃。

(6) 严密监视炉膛压力变化, 发现炉膛压力异常波动及时投油助燃, 终止深度调峰。

(7) 等离子投入前需开启压缩空气电动三通阀, 点火模式为“稳燃模式”。

(8) 深度调峰期间严密监视运行磨煤机入口风温、风量, 保持磨出口温度在65℃以上。加强磨煤机排渣检查, 严禁发生堵渣事件。

(9) 300MW至210MW负荷变化过程中, 负荷变化率不大于3MW/min, 防止入炉煤量变动过大, 导致燃烧扰动过大, 造成炉膛着火不稳定。

(10) 尽量减少减温水的使用, 减温水调门波动大时切手动调整, 减小对汽包水位的影响。

(11) 深调结束负荷至240MW, 启动D磨煤机, 退等离子, 关闭压缩空气电动三通阀。

(12) 根据脱硝入口烟气温度逐步关闭热水再循环电动阀。

(13) 负荷稳定在300MW, 停运B炉水循环泵<sup>[1]</sup>。

(14) 深度调峰减负荷期间注意减温水压力, 尤其是给水泵再循环开启后, 建议主给水电动节流孔板开度不大于5%, 以保证减温水压力充足, 避免主蒸汽超温。

(15) 等离子投入后注意监视燃烧器前端壁温不超过350℃, 超过报警值时采取减小B磨煤量或增加风量等措施。最高不得超过400℃, 否则停止拉弧。

### 3.7 试验过程中变更的保护

机组低负荷期间, 为确保锅炉稳定燃烧, 磨煤机入口风量控制较低, 防止磨煤机跳闸, 解除磨煤机风量低跳闸磨煤机保护, 同时送风机动叶限位改至15%。为防止脱硝系统退出, 脱硝系统自动退出定值由290℃修改为280℃, 通知热工退出脱硝温度小于303℃延时8小时锅炉“MFT”保护。

## 4 结束语

华能达拉特发电厂#7, #8机组多次进行深度调峰试验, 全程不投油深调幅度至150MW, 稳定运行0.5小时左右, 深度调峰能力达25%。全程自动控制、全程脱硝运行, 各项参数和环保指标均正常稳定, 符合现阶段电网现货交易要求, 为达拉特发电厂取得可观的现货补偿电量, 经济效益良好。

### 参考文献

- [1]张锐,高继录,蒲建业,等.350MW亚临界机组20%额定负荷深度调峰研究[J].东北电力技术,2024,45(11):24-27+36.
- [2]史鹏飞,康朝斌,张华锋,等.某300MW亚临界CFB机组深度调峰运行热经济性研究[J].电力科技与环保,2022,38(04):258-264.
- [3]王志鉴.600MW亚临界燃煤机组深度调峰策略[J].电子技术,2021,50(12):130-131.