

变负荷运行下直流锅炉汽温偏差对汽轮机轴向推力及发电机出力特性的试验研究

王 剑

陕西华电榆横煤电有限责任公司榆横发电厂 陕西 榆林 719000

摘 要: 直流锅炉变负荷运行时, 炉膛热负荷不均导致的汽温偏差是影响机组安全性与经济性的重要因素。本文以某600MW超临界直流锅炉为对象, 通过变负荷试验, 研究了汽温偏差对汽轮机轴向推力及发电机出力的影响。结果表明, 变负荷过程中左右侧汽温偏差可达8~12℃, 引起高压缸各级焓降不对称分布, 导致轴向推力最大较设计值增大15%~20%。同时, 汽温偏差使发电机有功功率产生2~4MW随机波动, 励磁电流调节频次增加约30%。本研究揭示了汽温偏差对轴系稳定性与发电品质的传导路径, 为运行控制优化提供了依据。

关键词: 直流锅炉; 变负荷运行; 汽温偏差; 轴向推力; 发电机出力

引言: 超临界直流锅炉已成为深度调峰主力炉型, 但其蓄热小、一次通过的特性使其对热负荷扰动极为敏感, 变负荷时炉膛热负荷不均易引发汽温偏差。该偏差不仅降低热效率, 更直接改变各级焓降分配, 使轴向推力偏离设计值, 严重时威胁推力轴承瓦块安全。同时, 汽温偏差经调节级传递至发电机, 造成有功振荡和励磁频繁调节, 影响发电品质。现有研究多聚焦偏差的形成与控制, 对其向下游传递的定量影响关注不足。本文通过变负荷试验, 定量分析汽温偏差对轴向推力及发电机出力的影响, 为机组安全经济运行提供依据。

1 试验对象与方法

1.1 试验机组概况

试验在某电厂600MW超临界直流锅炉上进行。该锅炉为一次中间再热、单炉膛、平衡通风、固态排渣II型布置, 采用四角切圆燃烧方式, 配置6台HP型中速磨煤机。锅炉主要设计参数: 最大连续蒸发量1913t/h, 过热蒸汽额定温度571℃, 再热蒸汽额定温度569℃, 额定主蒸汽压力25.4MPa。汽轮机为N600-24.2/566/566型超临界、一次中间再热、单轴三缸四排汽凝汽式汽轮机, 配有推力轴承及径向支撑轴承共8套, 推力轴承位于前轴承箱内, 设计最大轴向推力约±120kN。发电机为QFSN-600-2型水氢氢冷却汽轮发电机, 额定有功功率600MW, 励磁系统采用自并励静止励磁方式。

1.2 测点布置与测试方法

为全面捕捉汽温偏差及其向下游的传递特性, 在锅炉末级过热器出口左右侧主蒸汽管道上各布置3支K型热电偶, 用于测量两侧汽温差值; 在再热蒸汽冷段和热段进出口分别布置温度和压力测点。汽轮机轴向推力测量

采用推力轴承油膜压力间接测量法, 在每个推力瓦块上安装压力传感器, 通过标定曲线将油膜压力换算为轴向推力^[1]。在推力轴承瓦块工作面和非工作面各布置4个测点, 取平均值消除局部误差。高中压缸各级抽汽温度和压力通过机组DCS系统读取, 采样周期1s。发电机出力特性通过机组功率变送器采集有功功率、无功功率及励磁电流, 数据经独立录波仪以100Hz采样率记录。试验工况设计覆盖机组40%、50%、60%、70%、80%、90%六个稳定负荷点, 以及50%~80%升负荷和80%~50%降负荷两个动态变负荷过程。变负荷速率为每分钟3%额定负荷, 模拟AGC实际指令变化。每一工况点稳定运行30min, 取中间10min数据的平均值作为该工况代表值。试验期间维持煤质稳定、燃烧器投运方式不变, 以排除其他因素对汽温偏差的干扰。

2 变负荷工况下的汽温偏差特性

2.1 稳态负荷下的汽温偏差分布

六个稳态负荷点的汽温偏差测试结果表明, 汽温偏差随负荷变化呈现先增大后减小的非单调特征。在40%额定负荷下, 左右侧主蒸汽温差平均为4.2℃; 随负荷升高至60%~70%区间, 偏差增至峰值8.5~9.2℃; 当负荷继续升至80%~90%时, 偏差反而收窄至4.8~5.5℃。再热蒸汽温度偏差与主蒸汽偏差具有相同的变化趋势, 但幅值相对较小, 约为主蒸汽偏差的60%~70%。分析认为, 中低负荷段(50%~70%)正是制粉系统投运方式变化的过渡区, 磨煤机组合切换导致炉膛热负荷中心左右摆动, 加之该负荷段炉膛温度尚不足以形成充分的辐射均温效应, 热偏差最为突出。汽温偏差的方向性表现出一定的规律性: 在60%~70%负荷区间, 约75%的测试时间内左

侧汽温高于右侧,表明该锅炉炉膛存在一定程度的热负荷偏斜特征。

2.2 变负荷过程中的动态偏差特征

动态变负荷试验表明,汽温偏差在瞬态过程中存在显著放大效应。50%~80%升负荷时,最大瞬态偏差达12.3℃,为稳态值的1.4倍,峰值出现在变负荷后120~180s,对应燃料热量传递延迟时间。该时段内给水先行响应,而燃料放热滞后约2~3min到达炉膛,水煤比失调加剧了热负荷不均。80%~50%降负荷时最大偏差为10.8℃,但持续长达8~10min才收敛,因各受热面蓄热释放顺序不一所致。变负荷速率与偏差呈正相关:50%~80%负荷变化下,速率2%/min时最大偏差8.6℃,升至5%/min时达14.1℃,根源在于高速率下给水与燃料响应不匹配加剧,执行机构动态特性差异被放大。

3 汽温偏差对汽轮机轴向推力的影响

3.1 轴向推力的理论分析

汽轮机转子轴向推力由多级动叶片上的蒸汽轴向分力、叶轮两侧压差产生的轴向力、以及蒸汽在汽封腔室中形成的轴向力共同组成。当主蒸汽温度发生左右侧偏差时,进入汽轮机调节级和各压力级组的蒸汽焓值分布不均。以调节级为例,左右侧进汽温度偏差导致调节级动叶入口汽流角改变,动叶栅进出口动量矩的变化直接反映为叶片上轴向分力的增减^[2]。对于后续的压力级组,蒸汽温度偏差引起级前后压比的变化,进而改变叶轮两侧压差形成的轴向力分量。汽温偏差对轴向推力的影响存在“放大传导”效应。第一级叶片的焓降偏差经级间动叶出口速度方向的改变传递至第二级,而第二级参数的扰动又会叠加前级的影响,在高压缸数级叶片的逐级放大后,最终传递至推力轴承处的轴向推力变化量往往是初始蒸汽参数偏差的2~3倍。

3.2 不同负荷工况下轴向推力测试结果

不同稳态负荷下的轴向推力测试结果如表1所示。设计工况下满负荷轴向推力为98kN(向发电机方向)。试验测得50%负荷、左右侧汽温偏差5.6℃时,轴向推力为104kN,较设计值增大6.1%。70%负荷、偏差9.2℃时,轴向推力达到118kN,增幅达20.4%,接近推力轴承的设计允许上限值120kN。继续升至90%负荷时偏差收窄至5.5℃,推力回落至107kN,增幅9.2%。数据表明,轴向推力与汽温偏差之间呈近似线性正相关,偏差每增大1℃,轴向推力约增加2.1~2.4kN。动态变负荷过程中轴向推力表现出显著的瞬态超调。50%~80%升负荷过程中,在瞬态汽温偏差达到峰值的时刻,轴向推力同步达到峰值126kN,超出推力轴承设计允许值5%,持续约40s后随

汽温偏差的收敛而回落。推力轴承瓦块温度监测显示,瞬态峰值时刻推力瓦块温度较稳态时升高约8~10℃,虽然未达到跳机保护值,但已反映出推力轴承在变负荷过程中承受了显著的冲击载荷。分析认为,瞬态超调源于两个方面:一是动态偏差幅值本身大于稳态偏差,直接导致更大的轴向力变化;二是变负荷过程中各级抽汽压力的非线性变化使各级轴向力变化方向不一致,产生瞬时叠加效应^[3]。

表1 不同稳态负荷下汽温偏差与轴向推力测试结果

负荷 (%额定)	左右侧汽温偏差 (℃)	轴向推力 (kN)	较设计值增幅 (%)
50	5.6	104	6.1
70	9.2	118	20.4
90	5.5	107	9.2

4 汽温偏差对发电机出力特性的影响

4.1 有功功率波动特性

汽温偏差对发电机有功功率的影响沿“焓降不均→级间流量重分配→功率波动”路径传递。70%负荷、偏差9℃时,有功功率波动幅度为2.8MW(额定功率的0.47%),频谱分析显示波动能量集中在0.1~0.2Hz频段,与汽温偏差特征频率一致;偏差控制在3℃以内时,波动幅度降至0.9MW(0.15%),证实两者直接相关。50%~80%升负荷过程中,瞬态偏差峰值时刻功率波动达4.2MW(0.70%),波动幅度与偏差幅值的相关系数达0.87。波动能量处于电网低频振荡敏感频段(0.05~0.2Hz),单机波动虽在标准允许范围内,但多机同频段波动叠加可能对弱互联电网频率稳定性产生影响。传导过程经焓值偏差→调节级压力分布改变→级间流量重分配→功率波动的完整路径。

4.2 无功功率与励磁系统响应

汽温偏差引起的发电机端电压波动虽然微小($\pm 0.2\%$ ~ 0.3% 额定电压),但因波动频率处于励磁调节器AVC的响应带宽内

电网的电压稳定性产生累积影响^[4]。

4.3 机组综合效率与发电品质评估

汽温偏差对机组整体效率的影响是累积性的。70%负荷、汽温偏差9℃工况下,综合发电煤耗较同负荷偏差控制良好时增加约1.8~2.2g/kWh。其中约40%来源于汽轮机热耗率的升高(蒸汽做功能力下降),约30%来源于锅炉效率的损失(排烟温度升高),其余30%为发电机效率的微降。从发电品质角度评价,汽温偏差带来的主要影响是有功功率波动幅度的增大和励磁系统动作频次的增加。按国家标准《电能质量 电力系统频率偏差》(GB/T 15945)的有功功率波动限值评估,2~4MW的波动在600MW机组上属于可接受范围,但变负荷过程中出现的4MW以上波动已接近同容量机组的优良运行标准上限(0.6%额定功率),提示在深度调峰频繁变负荷的背景下,应将汽温偏差控制作为维持发电品质的重要环节。

5 结论

(1) 超临界直流锅炉在60%~70%额定负荷区间的汽温偏差最为突出,峰值可达8~10℃,变负荷过程中瞬态汽温偏差最大可达12℃以上,约为稳态偏差的1.4倍,这一放大效应源于燃料燃烧放热与给水流量变化的时间不匹配。

(2) 汽温偏差对汽轮机轴向推力具有显著影响,偏差每增大1℃,轴向推力约增加2.1~2.4kN。70%负荷、偏差9.2℃时轴向推力达118kN,较设计值增大20.4%,动态变负荷过程中峰值可达126kN,已超出推力轴承设计允许值,表明变负荷过程中轴向推力瞬态超调对推力轴承安全构成实际威胁。

(3) 汽温偏差导致发电机有功功率产生2~4MW的随机波动,励磁电流调节频次较偏差良好时增加约50%。波动能量集中在0.05~0.2Hz低频段,与汽温偏差波动的特征

频率一致,证实了从炉膛热偏差到电气量波动的完整传导路径。

(4) 建议将变负荷速率控制在每分钟3%额定负荷以内,并将变负荷过程中瞬态汽温偏差限值设定为10℃,以确保轴向推力不超出推力轴承允许范围。稳态运行时应优先在50%~80%负荷区间加强左右侧燃烧器负荷分配的在线均衡调整,将汽温偏差控制在±5℃以内,以兼顾机组安全性与发电品质。

结束语

本文通过变负荷工况试验,系统揭示了直流锅炉汽温偏差向汽轮机轴向推力与发电机出力传递的完整路径。研究表明,汽温偏差不仅是锅炉侧热工问题,更直接关系主设备安全与发电品质。变负荷过程中汽温偏差的瞬态放大效应及其引发的轴向推力超调,是深度调峰常态化下不可忽视的风险。建议后续建立汽温偏差与轴向推力的动态预测模型实现实时预警,探索基于预测控制的主动抑制策略从源头降低偏差放大效应。多机组汽温偏差的统计规律及其对电网电能质量的累积影响,也值得进一步关注。

参考文献

- [1]葛存飞,陈登华,董洪潮,等. 汽轮机直叶片级叶轮轴向推力计算研究[J]. 化工设备与管道, 2021, 58(1): 43-47.
- [2]颜廷选. 轴向排汽汽轮机中低压汽缸稳定性数值模拟研究[J]. 汽轮机技术, 2023, 65(6): 435-437.
- [3]张小科,韩崇尚,郝倚燃,等. 基于时变预测控制的直流炉供热机组电热协调变负荷策略[J]. 热力发电, 2025, 54(3): 79-89.
- [4]蒲海斌,陈冠华,王鲁南,等. 600MW超超临界直流锅炉深度调峰协调控制系统研究[J]. 电力设备管理, 2026(5): 121-124.