

# 1000MW 超超临界汽轮发电机组轴封供汽系统优化调整

史勇<sup>1</sup> 金树林<sup>2</sup> 徐鹏程<sup>3</sup>

(1 淮北申皖发电有限公司 安徽淮北 235000 2. 中煤新集利辛发电有限公司 安徽亳州 236744 3. 国网安徽省电力有限公司电力科学研究院 安徽合肥 230022)

**摘要:** 本文通过分析某电厂 1000MW 超超临界汽轮发电机组检修后首次降负荷过程中高压缸轴瓦振动超标数据, 开展轴封汽调整试验分析高压转子温度及轴封汽温度变化趋势, 认为轴封汽供汽系统存在带水现象, 造成轴颈及轴封体不均匀收缩进而引发转子动静碰磨是造成高压转子振动超标的主要原因, 利用机组等级检修机会对轴封汽系统疏水改造等振动治理措施, 取得了良好效果, 振动故障处理经验可为同类型高压转子振动故障处理提供一定借鉴意义, 轴封汽系统改造处理方案可为同型故障处理提供理论和实践经验。

**关键词:** 超超临界汽轮发电机组; 轴封汽带水; 动静碰磨; 振动故障诊断

## 0 引言

某发电厂 1000MW 汽轮发电机组中安装配置了德国 SIEMENS 公司生产提供的具备成熟化技术特点的组合积木式 HMN 汽轮发电机组, 其内部组成结构中包含 1 个单流圆筒型 H30 高压缸组件、1 个双流 M30 中压缸组件及 2 个 N330 双流低压缸组件。从分级角度展开阐释分析, 该设备在高压通流部分为 14 级, 中压通流部分为 2 × 13 级, 低压通流部分为 2 × 2 × 6 级, 合计为 64 级<sup>[1]</sup>。从技术运行稳定性角度展开分析, 该汽轮机设备在具体运行使用过程中的大规模维修周期设计标准为 12 年, 是一般种类电厂设备机组大规模维修周期的 3~4 倍, 在有效控制和降低电厂生产设备在维修保养方面的经济支出水平的条件下, 有效改善优化了我国火电厂在开展电力能源产品生产销售活动过程中的综合性经济收益。图 1 是汽轮机设备机组的剖面示意图。从图 1 可知, 汽轮机设备的技术型式为超超临界, 其运行技术特征, 包含一次中间再热、单轴、双背压、凝汽式、八级回热抽汽等, 其具体运行过程中的主要技术参数如表 1 所示。

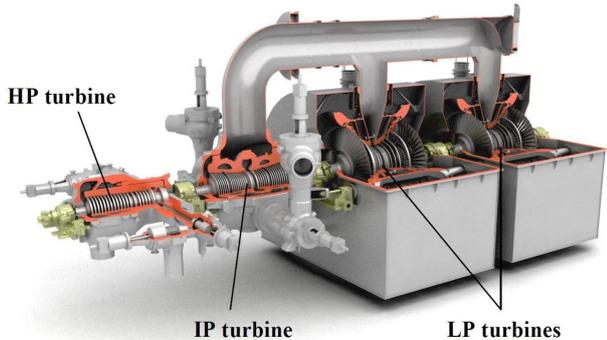


图 1 汽轮机设备机组的剖面示意图

表 1. 汽轮机设备机组的主要运行技术参数

参数	数值
额定出力/MW	1000.00
最大连续出力/MW	1045.286

主汽门前额定压力/MPa (a)	28
主汽门前额定温度/°C	600
主蒸汽流量 (t/h)	2690
高压缸排汽压力/MPa (a)	5.954
再热汽门前额定压力/MPa (a)	5.537
再热汽门前额定温度/°C	620
再热蒸汽流量 (t/h)	2218
背压/kPa	4.80
给水温度/°C	301.5
低压缸末级叶片长度/mm	1146.00

机组采用自密封轴封汽系统, 具有结构简单、安全可靠、工况适应性好、消耗蒸汽量小、运行经济性好等特点。机组运行中要控制合适的轴封汽温度, 不能过高或过低, 如果低压缸温度低到一定程度, 就会有一部分蒸汽凝结成水, 使轴封汽带水。若机组运行中轴封汽带水, 不仅可能损坏轴端汽封, 而且会使油中进水, 引起油质劣化, 甚至还会引起机组振动增大, 严重时发生水冲击的恶性事故, 威胁汽轮机的安全<sup>[2,3]</sup>。

## 1 设备及振动故障概况

2023年11月3日1号机组临停后并网, 并于次日(11月4日17:00)并网带高负荷970MW, 期间各瓦振动无异常。11月6日02:45, DCS数据显示1号机组在由700MW向500MW降负荷过程中1号轴承Y向轴振、2号轴承X向轴振分别逐渐上升至192 μm、152 μm, 期间1号、2号轴承瓦振均正常(1.8mm/s, 1.7mm/s)。

11月6日以前, 机组未带过低于750MW负荷, 自11月6日后, 1号机1号、2号瓦轴振每次异常上升均在降负荷过程(一般从600MW开始上升, 降至400MW左右升至峰值); 1号、2号瓦轴振对轴封汽较为敏感, 11月6日开始对轴封汽源切换操作过程中发现, 轴振的变化与轴封汽操作紧密相关, 同时在第一次汽源切换操作中发现中压段轴封温度有从317°C到285°C的快速下降现象)。

振动数据经频谱分析，其振动主要以1X倍频振动分量，振动性质属于普通强迫振动。分析认为，高压缸侧动静间隙较小部件（如轴封及油挡等）发生轻微动静摩擦，是造成1、2号瓦轴振增加的主要原因<sup>[4,5]</sup>。

通过调取历史趋势，发现高压段轴封温度（T1）、中压段轴封温度（T2）、轴封回汽温度（T3）均与负荷存在较强相关性，低负荷时温度高，高负荷时温度低的负相关趋势。再调取2号机历史趋势，发现2号机亦存在同样的对应关系。

根据系统分析可知，机组在高负荷时，轴封汽源为高压缸端部溢流供给（轴封汽系统实现自密封）；低负荷时，轴封汽源为辅汽联箱及调阀门杆漏汽（高压、中压、补气阀）供给（外供汽）。而调阀门杆漏汽的温度远远高于高压缸端部溢流的汽温以及辅汽联箱的汽源温度。因此低负荷轴封供汽母管的温度就会降低。通过历史趋势图分析并对1号、2号机组进行数据对比，选取相同工况下，列表如下：

表 2.1 号、2 号机组轴封汽温关系对比

	负荷	T1	T2	T3	P <sub>z</sub>	P <sub>1</sub>	时间
1号机	990	372.5	296.7	375.9	63.2	26.9	11月11日 10:46
	400	380	318.8	394	72	13.5	11月07日 13:48
2号机	979	319.6	282.5	347.7	59.7	28.3	11月11日 04:43
	399	340.9	306.2	379	58.2	13.4	11月08日 12:53

通过上述数据对比可知，低负荷时1号机轴封汽温度（T1、T2、T3）均明显高于2号机，特别是高压段轴封汽温度T1，要比2号机高40℃，推测可能的原因为1号机组调阀门杆漏汽量要比2号机组大。门杆漏汽量大不会造成高压缸轴承振动增大，因为门杆漏汽是高温蒸汽，如果轴封汽温越高越容易造成振动增大，那么高压缸轴振增大的现象就会发生在高负荷阶段，实际上是低负荷高压缸轴振较大，因此门杆流量量大不是造成高压缸轴振增大的原因。进一步分析发现1号机组第一次轴封汽汽源切换时发现中压段轴封温度有过从317℃到285℃的快速下降现象，因此可以推断，轴封体受到温度较低蒸汽作用导致转子收缩，汽封齿间隙变小，发生动静碰磨。

为证明上述猜想，查询轴封汽温度（T1、T2、T3）、1号瓦振动、机组负荷、高压转子温度（T4）进行历史趋势对比，

通过表3数据分析发现，每一次的振动峰值都对应着负荷的低值、轴封温度（T1、T2、T3）的高值、高压转子温度（T4）的低值。而2号机同等低负荷工况下，高压

转子温度（T4）较高，具体数据见表4所示。

表 3.1 号机组负荷、振动与各温度关系对比

负荷	T1	T2	T3	T4	1X	1Y
399	368.1	310.5	382.5	542	46.2	215.4
398	383.1	327.5	394.7	555.9	180.7	225
401	390.2	320.2	410.2	564.8	76.5	59.9

表 4.2 号机组负荷、振动与各温度关系对比

负荷	T1	T4	取点时间
379.5	342.2	571.1	11.12 13:13
305.1	367	568	11.07 11:28

通过对比#2机上上述参数趋势图，特别是高压转子温度（T4）在低负荷（400MW）工况下的数值，发现2号机组明显更平稳，基本在568~570℃之间，而1号机组的高压转子温度T4在11月6日、7日、8日的同工况下，分别是542℃、555.9℃、564.8℃，明显偏低，所以可以有力证明1号机组在低负荷轴封汽源切换时，轴封蒸汽存在温度过低现象。

### 2 数据分析及振动故障处理措施

由于1号机处于修后刚启动状态，同时在11月6日前未带过低负荷，即振动故障发生前轴封汽源一直是自供汽。启动前的轴封母管（冷管道）由于没有充分的汽流流动，启动前管道内介质处于静止冷却状态，同时又没有充分的疏水点（该型机组轴封系统的疏水点设计在回汽管上）。因此导致11月6日02:45，当机组第一次开始带低负荷，轴封汽源开始切至外供汽时，系统中积存的冷水（或冷汽）混合着门杆漏气进入了轴封，因此造成汽封齿收缩，振动上升。当日为判断振动性质，第一次进行轴封汽源切换时，加剧了轴封系统中存水（或汽）的进入，因此造成中压段轴封汽温度T2有一个快速降低的过程（从317℃到285℃），同时振动也有一个明显的上升。11月7日再换汽时，系统中存水（或汽）已经差不多了，所以高压转子温度T4达到555.9℃；当11月8日轴封汽源切换时，存水（或汽）几乎没有了，高压转子温度T4也就一定上升达到564.8℃，基本正常，后续历史趋势图上1号机1号、2号瓦轴振也就基本正常了。

综上所述，本次1号机组1号、2号瓦轴振是一次由于轴封遇冷介质导致的轻微动静碰磨事件。从各瓦的瓦振和轴承温度、回油温度以及机组运转声音可以判断碰磨并不十分严重<sup>[6]</sup>。冷介质的来源就是轴封供汽母管的外供汽源，形成冷介质的原因就是系统疏水设计不合理，供汽系统无疏水点，在机组初启阶段系统中积存冷汽（水）无法排放所致。

### 3 结论及处理措施

- 1、利用机组停机检修机会，对轴封系统进行疏水改

（下转第91页）

(上接第 88 页)

造。将回汽疏水改为进汽疏水，特别是各进汽支管增加疏水点。

2、当前方式下，机组启动初期，运行人员加强轴封系统的疏水暖管，特别是在高负荷下，要加大轴封溢流量，尽量排放系统疏水。

3、低负荷时，严密监视轴封汽温度、高压转子温度以及轴振变化。

4、1 号机组调阀漏气量大，会降低机组效率，检修中需检查各调阀密封件间隙。

5、轴封系统疏水设在回汽管，随着机组负荷降低(真空提高)会逐步增大凝结水溶氧，因此本系统改造可同时降低机组凝结水溶氧超标现象。

参考文献：

[1]黄裕中,张棋. 1000MW 超超临界发电机组故障分析及处理[J].华电技术, 2015(12): 37-43.

[2]冯灯乐,许克岐. 防止汽轮机轴封汽带水的改进措施[J].电力安全技术, 2011(9): 41-43.

[3]戈建新,陶有宏,夏杰,等. 超临界 630 MW 机组汽轮机高中压转子低频振动故障诊断与处理[J]. 热力发电, 2018, 47(7): 75-80.

[4]施维新,石静波. 汽轮发电机组振动及事故[M]. 2 版. 北京: 中国电力出版社, 2017: 136-143.

[5]陆颂元. 汽轮发电机组振动[M]. 北京: 中国电力出版社, 2000: 166-173.

[6]黄志坚. 机械设备振动故障检测与诊断[M]. 北京: 化学工业出版社, 2018: 71-88.