

1000MW 超超临界机组干态停机方式探析

陈睿¹ 陈卫勇¹ 陈献春²

(1、国投云顶湄洲湾电力有限公司福建莆田 351152; 2、国网福建省电力有限公司电力科学研究院福建福州 350007)

【摘要】介绍了 1000MW 超超临界机组干态停机方式，与常规湿态停机方式作对比，为 1000MW 机组适应电网宽负荷运行需要进行可行性探讨与实践。

【关键词】1000MW 机组；超超临界；干态停机

1 引言

某电厂二期两台 1000MW 机组锅炉为上海锅炉厂有限责任公司引进 ALSTOM 技术生产的超超临界直流煤粉锅炉，型号 SG-2989/28.25-M7007；汽轮机为上海汽轮机厂有限公司引进德国西门子技术生产的超超临界、一次中间再热、四缸四排汽、单轴、八级回热抽汽凝汽式汽轮机，型号 N1000-27/600/600；配置两台 50% 汽动给水泵，型号 ND(Z) 89/84/06；配置 1 套 40% BMCR 容量高压旁路装置和 2 套各 20% BMCR 容量低压旁路装置，组成串联的旁路系统，在机组启停、异常期间，起到控制、保护作用。

常规锅炉湿态停机，机组负荷低于 320MW 工况下，中间点降至饱和温度，通过炉水泵出口调阀和 361 阀控制贮水箱水位与省煤器入口给水流量，确保安全停机。贮水箱水位锅炉停机干态转湿态运行过程中，贮水箱水位如果突然显示满量程，引起 361 阀自动全开，大量蒸汽瞬间冲击扩容器，容易造成扩容器及附属设备伤害；实际干态转换过程中，分离器贮水箱虽然没有液位显示，实际可能已有水位，不合适的大量补水，容易造成过热器进水，主蒸汽温度快速大幅度下降进而威胁汽轮机安全运行。因此，采用干态停机方式，即在停机过程中，采用高低压旁路相互配合，控制省煤器入口流量稍高于最低稳燃负荷工况，保持分离器出口（中间点）3~5℃ 过热度工况下安全停机，不仅实现快速停机，减少停机操作量，且有效避免发生安全、异常事件。

2 干态停机方式概要

1) 负荷 400MW，投入辅汽供空预器吹灰后，A/B 层等离子拉弧稳定燃烧，开启高、低旁暖管，炉水循环泵管路开启，置热备用状态。

2) 负荷 320MW，脱硝入口烟温 290℃，退出脱硝系统运行。

3) 负荷 310MW，高旁开度 15%，低旁开度 20%，控制主汽压力 11MPa，省煤器入口给水流量 900t/h（低于 763t/h 延时 30s，MFT）。将机组压力调节方式切至限压模式，在 DEH 中将负荷速率由 20MW/min 改为 2MW/min，保持给煤量给水流量恒定继续降负荷，控制中间点过热度 3~5℃，实现贮水箱不见水位，炉水循环泵保持停役热备用状态。当实际汽压高于理论汽压时，即可开始操作高低压旁路，通过控制高低压旁路开度，实现实际汽压与理论汽压基本一致。

4) 机组负荷 100MW，主汽压力 9MPa，过热度 7℃，高旁开度 84%，低旁开度 88%，高排温度 302℃。

5) 机组负荷 60MW，控制主汽温 470℃、再热汽温 480℃，手动打闸汽轮机。

3 干态停机风险点分析与预控

1) 机组滑停过程中，高低压旁路要尽早投入暖管，投入后安排专人就地检查高低压旁路管路振动情况，若有异常振动要及时关小高旁阀门开度以及减温水阀门开度直至振动消除。

2) 为控制低旁减温后温度，再热汽温控制 485℃，主汽温控制 470℃，凝结水压力要提高到 2.7MPa，以保证低旁减温水压力；另外，低压缸喷水及三级减温减压器也要及时投入，防止发生低旁出口温度高于 180℃ 引起旁路超驰退出，造成系统扰动。

3) 高低压旁路开启过程中，要注意控制冷再压力不高于 1.6MPa，有利于维持辅汽压力和保障汽泵进汽源压力。

4) 要注意汽泵出力及调节阀开度，防止因为 #4 抽至汽泵供汽管逆止阀不严，辅汽倒至除氧器，使汽泵进汽压力最低压力降至 0.2MPa，造成汽泵出力不足，汽泵调阀全开，可能造成给水流量低锅炉 MFT。

5) 与湿态停机时相同，干态停机时 #3 高加也要提前切至危疏，防止 #4 抽至汽泵供汽管逆止阀不严，辅汽倒至除氧器，使 #3 高加与除氧器差压小于 0.15MPa，高加疏水不畅水位高，造成高加超驰退出。

6) 与湿态停机时相同，干态停机时，发电机负荷降至 200MW，除氧器上水主、副阀切换，如因自动切换调节性能差需手动干预，防止除氧器和凝汽器水位失控。

7) 低负荷注意提前开启轴封进汽调阀旁路手动门，但不宜开过大。调整原则：维持轴封压力稳定并控制轴封溢流阀开度不超过 30% 为佳，有利于维持轴封进汽温度稳定。

8) 主、再热汽温要控制好，特别是三级减温水量要适当，防止形成水塞，同时要注意防止过热度过低或蒸汽带水造成汽机水冲击。

9) 要特别注意省煤器入口给水流量及中间点温度，保证入口流量不低于 850t/h，中间点温度过热度高于 2℃，保证分离器出口干态状态。

4 干、湿态停机实践及对比分析

某电厂就两种停机方式作了尝试，干态停机主要参数过程见图 1，湿态停机主要参数过程见图 2。

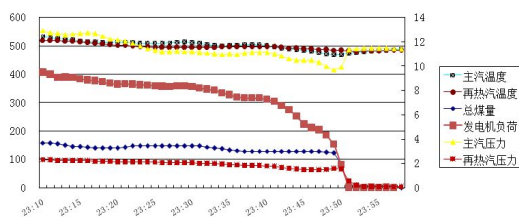


图1 干态停机主要参数过程趋势图

从干、湿态停机主要参数过程趋势两图可以看出：

1) 机组从 400MW 负荷开始停机，干湿态停机方式时间相差不

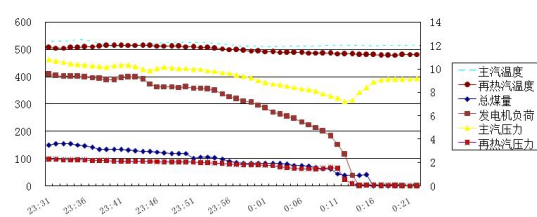


图2 湿态停机主要参数过程趋势图

大，均约 42min。

(下转第 168 页)

(上接第 153 页)

2) 停机耗煤量: 正常湿态停机耗煤 68t; 干态停机, 由于开启高低压旁路, 在 310MW 后, 给煤量基本保持不降, 因此耗煤 92t, 经济性略差些。

3) 从主、再热汽温来看, 正常湿态停机时, 从 400MW 至打闸停机阶段, 主再热汽温分别由 530℃, 507℃ 降至 515℃、482℃; 干态停机, 从 400MW 至打闸停机阶段, 主再热汽温分别由 533℃, 520℃ 降至 468℃、484℃。干态停机过程, 虽然为了保持干态, 燃料量高于湿态停机, 但通过减温水调整, 主汽温反而可以控制比湿态时还要低, 有利于汽机检修时投入盘车及早停役。

干态停机无 300MW 转湿态时分离器贮水箱水位控制的问题; 且无省煤器进口给水主阀与旁路调节阀切换操作过程可能发生省煤器给水流量低 MFT 动作的风险; 并且无炉水循环泵启动时, 可能发生入口汽蚀余量不足炉水循环泵打空泵假出力的情况。干态停机简化了停机操作, 降低了操作风险, 节省了停机时间, 相比湿态停机, 安全优势明显, 且停机时不转湿态, 减少了工质损失与热损失, 并为机组开展超深度调峰积累了丰富的运行经验, 已成为某电

厂常规停机方式。

5 结语

干态停机方式经济性上略差于正常湿态停机, 但简化了操作, 与经济性相比, 安全性更有保障, 可靠性更高, 通过高低压旁路的配合, 发挥干态停机的技术优势, 为机组宽负荷调峰等多种运行工况积累了丰富的经验, 为适应电网调峰服务打下坚实基础。

参考文献:

- [1] 《主控辅机运行规程 (第二版)》, 陈骞等。
- [2] 《TMS-OOG-IIG-021 机组负荷降至 300MW 以下低负荷运行热机操作票》, 陈骞等。

作者简介:

陈骞, (1973-), 福建莆田人, 高级工程师, 长期从事火电厂技术、节能、对标、运行管理工作。

陈卫勇, (1973-), 福建龙岩人, 高级工程师, 长期从事火电厂生产管理工作。

陈献春, (1980-), 福建南平人, 长期从事火电厂技术服务、调试工作。