

运行角度浅析我国 1000MW 机组深调峰至 20%负荷技术方法

王 辰

天津国投津能发电有限公司 天津 300000

【摘要】在“双碳 3060”背景下，我国提出了以构建新能源为主体的新型电力系统具体要求，为加快非化石能源发展，推进能源生产和消费革命，构建清洁低碳、安全高效的能源体系。同时，电力需求日益增长、调峰电源的最大调节能力与新能源波动不匹配成为我国电力系统面临的新挑战。另外，受煤炭价格地剧烈波动，给火电厂的生产经营也带来了前所未有的困难，电力板块整体亏损已经成为了常态。提质增效、转型升级等等手段频频被提及。传统煤电在新形势下怎么创新发展，重获新生，已经成为困扰整个行业的一大课题。

【关键词】1000MW 机组；深度调峰；逻辑

1.概述

1.1.锅炉特点

锅炉为上海锅炉厂有限公司引进的 ALSTOM 技术生产的超超临界变压直流煤粉炉，型号为 SG-3102/27.56-M54X，型式为单炉膛、双切圆燃烧、一次中间再热、平衡通风、半露天布置、固态排渣、全钢结构架、全悬吊结构Π型煤粉锅炉；额定工况下，主、再热蒸汽温度分别为 605℃、603℃，主、再热蒸汽压力为 27.56MPa/6.21Mpa，锅炉可满足深度调峰要求。

1.2.汽轮机特点

汽轮机是由上海汽轮机有限公司引进德国西门子技术生产的 1000MW 超超临界、一次中间再热、单轴、四缸四排汽、双背压、凝汽式汽轮机，型号为 N1000-26.25/600/600 (TC4F)；机组采用八级回热抽汽；整个高压缸、中压转子动静叶片以及低压末级叶片等关键部件都是由西门子公司直接供应。

给水系统设置两台可带 50%容量的汽动给水泵和 1 台可带 30%容量的电动给水泵，每台汽动给水泵配置 1 台电动前置泵；电动给水泵采用液力耦合器进行变速调节，在一台汽动给水泵故障时，电动给水泵和另一台汽动给水泵并联运行可以接带机组 80%额定负荷的需要。

1.3.电气特点

发电机为上海汽轮发电机有限公司引进德国西门子公司技术生产的 THDF125/67 型三相同步、汽轮发电机的冷却方式为水-氢-氢，定子绕组冷却方式为直接水内冷，定子铁芯及转子绕组冷却为氢气冷却，密封油系统采用单流环式密封结构。

励磁方式采用全静止可控硅机端自并励励磁方式，励磁系统是由瑞士 ABB 公司生产的 UNITROL5000 号。励磁电源通过励磁变直接取自发电机出口，发电机机端设有分相式励磁变，起励电源引自本机汽机 MCC 段。

发电机出口电压为 27kV，经三台单相变压器以单元制形式接入 500kV 系统，500kV 系统采用法国阿尔斯通公司生产的屋内 GIS 组合电器，型号为 T155-2，系统主接线采用 3/2 接线方式。

每台发电机出口设有两台三绕组高压厂用变压器，作为机组正常运行时厂用电的工作电源；1 期设有两台启备变作为#1、#2 机组共同的启动/备用电源，其高压侧接自 110kV 单段母线，每台机组各设一台柴油发电机组作为保安备用电源。

2.逻辑说明

本次#2 号机组利用停机期间进行 A 级大修升级改造，特别是为应对 20%深调峰主要进行了分级省煤器的灵活性改造、C 层微油枪的加装、以及深调峰期间为保持 CCS 模式下逻辑的升级优化。逻辑升级后，改进对汽动给水泵以及主给水电动门、主给水电动调门的协调控制。区别于中高负荷区间锅炉水煤比、风煤比系数及各个辅机设备特性，从而导致自动控制协调控制性能下降，以达到全程控方式进行机组深度调峰，减少运行值班员的手动干预。

汽水系统逻辑升级后，将完全在 CCS 方式下，通过控制模块程控进行深调峰操作。同时，如机组汽动给水泵将进行三种模式控制方式切换来控制给水流量，分别为：流量模式、差压模式、以及液位模式。当机组负荷将至 200MW 时，主给水调门也由两种模式控制，液位模式和流量模式。另外，为保证在程控方式下避免给水流量波动大造成扰动甚至过低，造成机组 MFT，在逻辑内设置了给水流量低的报警值 (<850t/h)，一旦给水流量低至报警值，则逻辑将以提升给水流量的流量方式进行控制。

3.操作要点

3.1.深调峰至 20%负荷准备工作

(1) 提前做好各个煤仓的配煤工作, 值长及时掌握上煤情况, 统筹好煤仓热值。

(2) 炉水循环泵暖泵结束, 具备随时启动条件;

(3) 将一台小机汽源切换至辅汽;

(4) 保持三套制粉系统运行。

(5) 机组协调状态, 煤量修正 BTU 自动状态, 分离器出口过热多 WFR 自动状态。

(6) 下层制粉系统工况良好, 特别是 A 磨煤机不存在影响运行的缺陷;

(7) 微油枪具备随时启动条件, 大油枪作为备用油枪。

3.2 主要操作步骤及注意事项

(1) 降负荷过程中, 值班员要注意各辅机系统的配合调整, 保持凝汽器、除氧器水位稳定;

(2) 450MW 时, 将一台小机的供汽由四抽切至辅汽汽源;

(3) 机组负荷降至 400MW~420MW 时, 确认小机汽源切换完毕后, 准备退出一台汽泵: ①打开“退汽泵程控”画面中, 检查退泵条件满足, 人为确认汽源切换完毕; ②选择想要退出的汽泵, 选中后, 按钮字体变红; ③点击画面底部“P1 自动”按钮, 将程控选择为自动方式; ④点击画面底部“P3 启动”按钮, 启动退泵程控程序。

(4) 监视程序动作正常, 退出汽泵的出力逐渐降低, 当汽泵流量降至 600t/h 时, 汽泵再循环开启。此时注意汽泵流量不能大幅波动, 如果出现汽泵流量、给水流量剧烈波动, 且自动调整不稳时, 值班员要及时终止程控, 点击“P6 复位”按钮。

(5) 当退汽泵成功后, 将退出运行的汽泵再循环调门切为手动, 且保持全开, 关闭退出汽泵的出口电动门, 防止机组负荷持续降低时, 汽泵重新带出力。

(6) 退出汽泵保持转速 2900rpm 旋转备用, 值班员要密切监视旋备小机的排汽温度, 排汽温度不正常升高时, 要及时查找原因并消除。

(7) 在机组负荷将至 400MW 以下过程中, 过热蒸汽温度可能会发生左右侧严重偏斜的异常情况, 主再蒸汽温度暂按 590℃左右控制, 并按以下临时措施进行调整: ①务必保证炉膛风箱差压不低于 0.3kpa; ②手动关

闭各 SOFA、COFA 风门; ③手动关闭所有未投运制粉系统对应二次风门(仅周界风保持 10%); ④将运行磨煤机一次风量投自动设置-10t/h 左右的偏置量(风粉比维持 2.2 约), 风门开度 > 80%; ⑤备用磨保持快开门开启但尽量不通风; ⑥将水平烟道 6 个烟温测点作为重点监视对象, 当发现左右侧烟温发生大幅变化时(测点 1 突然升高或测点 6 突然降低), 可暂停降负荷操作。

(8) 在降负荷过程中, 注意将再热器烟气挡板逐步开启至全开, 同时逐渐关闭过热器烟气挡板(最低可至 20%), 确保脱硝反应器入口烟气温度 > 310℃。

(9) 视情况及时投运 A 层微油系统, 并投入空预器连续吹灰。

(10) 负荷降至 330-340MW, 确认下降管电动门关闭(减少泵启动时对给水流量的扰动), 启动炉水循环泵。

(11) 炉水循环泵启动后, 稳定负荷, 进行“给水主路切旁路”程控操作: 确认各条件满足, 依次点击“自动”、“启动”, 安排专人监视切换, 检查给水旁路阀、给水主路电动门动作正常, 确保在切换过程中给水流量稳定, 否则及时点击“复位”进行中断后手动操作。

(12) 主给水切换完成后, 确认给水旁路阀、给水主路电动门为手动状态。

(13) 开启 HWL 阀前电动门, 继续降低负荷, 待锅炉“湿态”后, 将给水旁路阀投入自动, 控制储水箱液位; 监视储水箱水位正常, 尽量避免外排, 防止造成主汽的大幅度摆动。

(14) 根据需继续降低机组负荷, 如大风箱差压过低, 可适当调整送风量, 200MW 总风量约 1400t/h(此数值待炉内干扰源排除后再修正)。

(15) 降负荷过程中, 根据出力适当提高运行磨煤机分离器转速 < 700rpm, 出口温度 80℃, 保证各个磨煤机火检稳定。

(16) 为防止分隔屏受热面温度过高或左右侧汽温偏差大, 过热器一级减温水可保持适当投入, 但低负荷期间因主蒸汽流量较低, 需及时将过热器一级减温水调门解手动调节, 避免减温水调门大幅开关摆动, 给机组带来安全隐患。

(17) 300MW 及以下负荷保持两套制粉系统运行期间, C 或 D 制粉系统停运后保持在适量通风备用状态。

(18) 低负荷制粉系统运行套数少, 当出现给煤机断煤时, 有可能引起温度突降甚至造成锅炉灭火, 所以

应做好给煤机断煤的事故预想,当出现给煤机有断煤迹象时,及时投入大油枪稳燃或者启动备用磨。

(19) #2 机组深调峰试验时,接带三套海淡系统,负荷在 200MW 时,海淡供汽量大约为 140t/h,可以维持海淡低负荷运行,请集控值班员和海淡值班员加强联系,并相互配合调整机组与海淡出力。

(20) 机组深调峰期间,值班员要密切监视汽轮机本体参数变化,确保各轴瓦振动、瓦温、汽轮机轴向位移、低压缸排汽温度正常,如果以上参数有明显增大趋势,值班员应立即请示值长,终止机组深调峰操作,并适当提升负荷,直至异常参数恢复正常。

(21) 机组深调期间,巡检人员要加强对五抽供汽管道的巡视,发现管道、阀门大幅振动等缺陷,要及时汇报,监盘人员要根据实际情况积极采取措施。

(22) 在抽汽工况下,随着机组负荷的降低,汽轮机低压缸各段抽汽压力也都会快速随之降低,会出现低压加热器出力大幅降低的情况,属于正常现象。

(23) 深度调峰期间,运行人员应随时做好锅炉灭火的事故预想。特此,运行人员应熟知学习机组 MFT 后,极热态恢复点火的操作方法。如若发生锅炉灭火,应严格按照运行相关的技术措施迅速恢复点火,特别要加强对汽轮机本体的监视。发现主汽温度或汽轮机缸温急剧下降,或振动加剧时,应立即打闸。

4.成果总结

机组从 1000MW 可以顺利完全在 CCS 方式下程控深调峰至 20%负荷,但是在日常的操作中仍然存在着一一定的难点和困难,还需要大量的操作经验来印证和探索,比如:

(1) 深度调峰过程中,随着制粉系统区别于高负荷燃料量的减少,以及二次风配风方式的变化,炉膛内的温度逐渐降低,燃烧工况也越发恶化,很容易发生锅炉灭火的事故。

(2) 在小机气源切换过程中,做好气源在切换时发生串汽造成不处理,从而发生给水流量低的故事。为此,建议一台小机气源保持辅汽接带。

(3) 避免机组在“干态转湿态”和“湿态转干态”时的停留时间,以免造成汽轮机的水冲击。

(4) 机组在低负荷时左右两侧汽温偏差大,调整手段有限,特别是在主给水主路与旁路调门切换时,由于差压低,无法正常调节气温,尤为严重。建议及时进行主给水主路切旁路操作。

(5) CCS 模式下,出于对过热度的调节,煤量和给水波动较为频繁,加强监视。

(6) CCS 自动时,给水旁路调门自动调节储水箱水位缓慢,可以进一步优化逻辑。

(7) 负荷 300MW 以下时,抽汽能力无法满足外部供汽需求,可适当关小中排。

(8) 低负荷时,锅炉大风箱差压无法正常维持,要及时通过调整风门或者加大送风机出力偏置,以免主汽温度发生偏斜。

(9) 量较低等原因造成水冷壁、过热器、再热器管壁温度超限,应立即采取措施调整,确保各受热面壁温在规定范围内。

(10) 20%额定负荷时,两套制粉系统运行,当出现给煤机断煤时,有可能引起温度突降甚至造成锅炉灭火,所以运行值班人员应做好给煤机断煤的事故预想,当出现给煤机有断煤迹象时,及时投入大油枪稳燃或者启动备用磨。

(11) 机组正常运行时为 OT 工况,降负荷过程中并未退出加氧。负荷 300MW 水样与高负荷相比也较为稳定;降负荷过程中,主给水、主蒸汽及再热蒸汽阳电导开始上涨,除氧器入口及给水含氧量已涨至 200ug/l,应当就地关小凝结水加氧及给水加氧调门前手油门,尽量维持小加氧流量,以此来提高 PH 值。负荷 200MW,给水阳导为 0.19us/cm、主蒸汽阳导为 0.15us/cm、再热蒸汽阳导为 0.16us/cm。

5.结束语

本机组已进行多次 20%-30%深调峰,并且每次都安全经济运行,没有发生机组跳机以及设备损坏事件,保证了机组安全稳定经济运行,顺应电网对 1000MW 机组调峰能力的紧迫需求,提高了企业的综合竞争力。本文对 1000MW 机组深度调峰运行影响进行了深度客观地分析,成功找到解决问题方法和控制措施,在此希望能够为我国同类型机组的深度调峰提供借鉴。

参考文献:

[1]天津国投津能发电有限公司运行管理部运行技术措施(2022.05)。

[2]天津国投津能发电有限公司运行管理部主机运行规程(2022.05)。

[3]天津国投津能发电有限公司运行管理部辅机运行规程(2022.05)。