

电厂集控运行汽轮机运行的优化措施

张 乐

大唐国际托克托发电有限责任公司 内蒙古呼和浩特 010000

摘要: 在电厂集控运行中优化汽轮机性能,需综合运用智能化控制、设备维护升级及运行策略调整,现阶段,我国发电厂普遍使用集控运行汽轮机模式。在集控运行中,汽轮机作为发电厂重要的生产设备,其质量和效率对发电厂整体运行有着决定性影响,必须要加强对集控运行中汽轮机的重视程度,通过科学、合理的方式进行优化,提高其运行效率和质量。

关键词: 电厂;集控运行;汽轮机运行;优化

作为发电厂的核心设备,汽轮机对发电厂的生产效率和生产质量有着决定性影响,而集控运行是汽轮机运行的优化模式,其可以对汽轮机的各项参数进行合理控制,从而提高电厂的整体运行效率。在电厂生产中,必须要加强对集控运行模式的重视程度,保证其运行质量和效率。

一、电厂集控运行汽轮机优化措施的目的

1.提升机组热效率

通过优化运行参数(如滑压调整)减少节流损失,使机组在全负荷范围内保持高效运转,降低能耗波动。

2.降低能源消耗与煤耗

减少燃料使用量和供电煤耗,例如滑压运行优化后可降低煤耗5-10g/kWh,并协同控制给水泵等设备电耗。

3.保障设备安全与延长寿命

控制热应力、避免部件损坏(如高压缸缸壁应力超限风险),并维持蒸汽品质和真空度,防止腐蚀和泄漏事故。

4.提高经济效益

优化措施降低发电成本,延长设备使用年限,增强电厂在市场竞争中的优势。

5.确保运行稳定性和可靠性

通过精准调控负荷变化速率和参数匹配,减少波动,维持机组连续高效运行。

二、电厂汽轮机阀门管理优化方法

1.阀门运行模式优化

单阀/顺序阀动态切换,单阀模式(节流调节):启动或低负荷时采用,所有调门同步开闭,减少热应力,但节流损失大、经济性差。顺序阀模式(喷嘴调节):高负荷时按预设次序(如GV1+GV4→GV2→GV3)分段

开启阀门,降低节流损失,提升热效率5-8%。智能切换策略:基于负荷率(通常>30%)自动切换模式,避免阀门部分开启造成密封冲刷损坏。重叠度精准设计,重叠度过大增加节流损失,过小导致流量特性非线性。

2.阀门特性试验与参数校准

流量特性试验,实测各调门通流能力(如4号阀全开流量569.5t/h>1号阀542.7t/h),建立精确流量-阀位曲线,修正DEH系统初始参数。安全边界校核,试验中监控瓦温(如关闭GV4时最高瓦温67℃<关闭GV1时83℃)、振动及胀差,确定安全阀序(如优先对称开启GV1+GV4)。

3.智能控制与维护管理

DEH系统阀门管理,通过“软件凸轮”动态计算流量-阀位关系,实现阀门开度指令非线性转换,适应变工况需求。阀门活动性保障,停机后84小时内,每日两次全行程活动高/中压主汽门、调门(主汽压<5MPa),防止氧化皮卡涩。密封与损耗控制,每3小时校准阀门指令偏移(≤5%),避免卡涩积炭;定期红外检测泄漏点,减少热能损失3-5%。

4.经济效益与安全协同

经济性提升:顺序阀优化可降低供电煤耗5-10g/kWh,配合变频改造(如给水泵)进一步节电20-30%。安全性强化:对称进汽设计抵消配汽剩余汽流,降低轴振;严控阀门开启速率(如40%阀位后降速),防止EH油压波动。操作规范:闸阀需全开全关运行,部分开启易冲刷密封;截止阀可调节开度,遵循“低进高出”原则。

三、电厂汽轮机运行优化效果评估方法

1.关键性能指标监控体系

热效率与能耗指标,实时监测进出口蒸汽压力、温

度及功率，计算实际热效率并与设计值对比。以供电煤耗为核心基准值（如超超临界机组 I 级基准值 282g/(kW·h)），量化能效提升水平。机械稳定性指标，采用三维振动模型分析轴承振幅，当振幅特征图谱匹配率 $\geq 85\%$ 时触发预警。定期检测支撑结构刚度，主振幅值降低 20% 以上视为优化有效。

2. 辅机系统能效评估

变频改造效果验证，对比循环泵、凝结水泵等大功率辅机工频/变频模式下的电耗，要求变频模式下能耗降低 $\geq 15\%$ 。保留 1 台工频备用机组，确保紧急工况可靠性。汽水品质控制验证，给水溶解氧需维持分级警告阈值内，凝结水联氨浓度、热井含氧量 ($\leq 5 \mu\text{g/L}$) 作为关键控制参数。

3. 污染物与经济性协同评估

排放与热回收平衡，结合 GB18485-2014 标准监测氮氧化物/颗粒物排放，同步提升余热回收率（如烟气的余热利用全年 ≥ 11 万吉焦）。全厂热效率核算，优化效果判定逻辑：需同时满足三类条件，安全底线：振动振幅、轴承温度符合 GB/T 11454-2019 限值；能效目标：供电煤耗低于行业基准值，辅机电耗下降显著；可持续性：防锈周期延长（如镀锌管道达 3-5 年）、检修频次降低 20% 以上。

4. 电厂汽轮机运行优化效果评估标准

电厂汽轮机运行优化效果评估需基于多维度量化指标体系，核心标准如下：热力性能指标标准，热耗率，优化后热耗率降幅 $\geq 200 \text{ kJ/kWh}$ （600MW 机组年运行 5000 小时可节约标煤 6000 吨），供电煤耗：超超临界机组基准值 $\leq 282 \text{ g/kWh}$ ，每降低 1g/kWh 对应年收益约 30 万元，汽轮机效率，相对内效率提升 $\geq 1\%$ ，蒸汽参数优化：主蒸汽压力每提升 1MPa 降低热耗 1%，再热温度每升 10℃ 降热耗 1.5%。设备可靠性指标标准，机械振动控制，轴承振动振幅降幅 $\geq 20\%$ ，非计划停机频次降低 $\geq 20\%$ ，关键部件寿命，防锈措施（如镀锌管道）使检修周期从 2 年延长至 3-5 年，汽轮机油监督标准：水分（无）、酸值 ($\leq 0.2 \text{ mgKOH/g}$)、破乳化度 (≤ 60 分钟)。热力系统专项标准，凝汽器背压优化，背压控制下供电煤耗降幅 $\geq 0.25 \text{ g/kWh}$ ，循环水泵切换温度点优化（例：75% 负荷时从 16℃ 调整至 18℃），真空严密性，真空下降速度 $\leq 270 \text{ Pa/min}$ （试验条件：80% 额定负荷），经济可行性阈值，静态投资回收期 ≤ 5 年，内部收益率 (IRR) $\geq 8\%$ ，厂用电率降幅：辅机变频改造后电耗下降 $\geq 15\%$ 。效果验证需结合实时数据监测（如蒸汽参数、振动频谱）、工况模拟 (≥ 30 种变工况) 及季度动态参数迭代。

四、电厂汽轮机进水预防措施

1. 系统设计与设备防护

疏水系统优化，主蒸汽管道、再热管道、抽汽管道等最低点必须设置疏水阀，疏水管道按压力等级独立接入疏水联箱，避免疏水反灌。抽汽系统配置双重隔离：电动隔离阀作为一级防护，逆止阀作为二级防护，并与保护系统连锁（汽轮机跳闸、加热器超高水位时自动关闭）。水位保护装置，加热器、除氧器必须投入水位高联锁保护（如高加水位保护动作值 $\leq 800\text{mm}$ ），定期试验确保动作可靠性；水位异常时严禁强制解保护投运。关键容器（汽包、除氧器）设置高液位联锁，触发时自动切断水源。

2. 运行监控与操作规范

启停及变工况控制，启动前：主蒸汽、再热蒸汽管道充分暖管疏水，热态启动时主汽门前蒸汽过热度需 $\geq 50\text{℃}$ ；汽缸上下缸温差 $> 42\text{℃}$ 禁止启动， $> 56\text{℃}$ 必须排查进水风险。运行中：蒸汽温度骤降 $\geq 50\text{℃}$ 或过热度不足时，立即降负荷或停机；轴封供汽温度 $\geq 90\text{℃}$ ，低压轴封减温水慎用，投用时需确保 14℃ 以上过热度。停机后：关闭所有可能进水的阀门（抽汽电动门、轴封供汽门、给水泵中间抽水门等），持续监视凝汽器、加热器水位。关键参数实时监测，连续监测蒸汽过热度、汽缸金属温度、上下缸温差 ($> 56\text{℃}$ 报警)；加热器水位采用三取二逻辑判断，定期核对就地磁翻板水位计；振动监测匹配率达 85% 时触发预警，排查进水征兆。

3. 维护管理与应急处置

定期试验与检查，每月测试抽汽逆止阀关闭速度（动作时间 ≤ 1 秒），检查阀门严密性；停机期间解体清理疏水阀，防止堵塞导致疏水不畅。进水应急处置，立即打闸停机：出现水冲击象征（振动突增、金属温差异常、管道水击声）时，紧急停机并开启所有疏水阀；闷缸处理：确认进水后连续盘车 18-24 小时，直至上下缸温差恢复正常。专项风险防控，锅炉水压试验：严格隔离汽轮机侧系统，检查主汽门严密性；高/低压加热器：定期查漏（对比给水泵出口与给水流量偏差），发现泄漏立即隔离。

五、电厂安全管理强化措施

1. 制度体系与责任落实

双重预防机制建设，实施风险分级管控清单，对高危作业（如氨区操作、高处检修）执行 JSA 工作安全分析法；建立隐患排查销项制，通过日检/周查/月评三级排查实现闭环管理。责任精细化捆绑，逐级签订安全生

产责任书,明确设备主人制;安全绩效与经济效益直接挂钩,实行重奖重罚机制。

2.过程管控与技术强化

智能监测与预警,关键设备部署红外热成像、超声波检测仪实时监控过热或放电风险;转动机械安装智能监测系统,振动值超标自动触发停机。应用大数据预测风险趋势,建立金属监督台账(如锅炉管道声发射检测)。本质安全改造,推广速差防坠器(高空作业)、N+1冗余设计(核心设备);转动机械加装物理防护罩与机械连锁装置。

3.人员行为与应急管理

标准化作业规范,严格执行两票三制,禁止擅自扩大作业范围;特种作业持证率100%,腐蚀性操作需穿戴A级防化服。实战化应急体系,每季度开展防洪/消防/触电救援演练,24小时内完成复盘;储备72小时应急物资,RFID技术管理有效期。

六、电厂节能减排策略

1.节能技术在电厂汽轮机中的应用

高效参数设计与升级,超超临界技术应用,采用660MW超超临界“W”火焰锅炉,蒸汽参数提升至28.25MPa/605℃/613℃,锅炉效率达93%,节能效果:供电标煤耗降至284.01克/千瓦时,较同类型机组每度电节约标煤20克,年节煤12万吨,汽轮机结构优化,改进调节阀流量特性,提升调节精度,减少节流损失,应用高效叶型设计,降低蒸汽流动阻力,提升内效率,余热梯级利用技术,抽汽供热改造,大机组抽汽驱动热网循环泵替代电机,蒸汽先做功再供热,实现能源梯级利用,案例:用0.75MPa过热蒸汽驱动汽轮机(排汽0.07MPa供热),省去1800kW电机耗电,供暖季节电显著,余热发电与供暖,回收汽轮机排汽余热用于区域供暖或海水淡化,综合热效率提升10~15%,烟气余热预热助燃空气,降低燃料消耗量。运行优化与智能控制,变频调速技术,对给水泵、循环水泵等辅机实施变频改造,实现电机无级调速,降低厂用电20~30%,取代阀门节流调节,消除设备磨损风险,燃烧与系统协同优化,AI动态调整风煤配比,提升燃烧效率>5%,建立数字监测平台,实时跟踪汽轮机振动、温度等参数,预防非计划停机。创新驱动改造技术,工业汽轮机替代电机,利用工艺蒸汽压差驱动风机、压缩机等设备,直接节省外购电力优势:投资低(无需变频器)、调速灵活、维护成本下降。闭式循环水系统改造,阶梯式用水+闭式冷却技术,降低水耗30%,减少热损失,协同效益:超超临界技术(降煤耗)

+梯级利用(提效率)+智能控制(减损耗),实现供电煤耗<285克/千瓦时的行业领先水平。

2.提高电厂整体运行性能的系统性方法

机组效率提升技术,超超临界参数应用,采用28.25MPa/605℃以上蒸汽参数,锅炉效率提升至93%,供电煤耗降至284克/千瓦时。结合中间再热技术,将高压缸排汽二次加热后送入低压缸,循环效率显著提高。给水回热优化,抽取汽轮机部分蒸汽预热锅炉给水,减少冷源损失,热效率提升10%~20%。维持脱硫塔pH值5.5~6.0,确保脱硫效率,降低环保损耗。设备升级与智能控制,高效辅机改造,对风机、水泵实施变频调速,厂用电率降低20%~30%;替换高耗能机组,单位煤耗下降。工业汽轮机替代电机驱动压缩机,直接节省外购电力,维护成本更低。AI优化运行,动态调整风煤配比,燃烧效率提升>5%;实时监测设备状态,预防非计划停机。建立分机组能耗对标体系,精细化成本核算降低燃料成本5%~8%。能源梯级与综合利用,余热深度回收,汽轮机排汽余热用于区域供暖或海水淡化,综合热效率提高10%~15%。烟气余热预热助燃空气,减少燃料消耗;闭式循环水系统改造降低水耗30%。多能互补模式,厂区屋顶/灰场安装光伏板,覆盖厂用电量5%;合理掺烧低热值煤,燃料成本降10%~15%。热电联产:抽汽供热替代凝汽器排汽,冷源损失减少,全厂热效率突破50%。管理优化与长效机制,预防性维护体系,制定设备全寿命档案,精准预测大修周期;智能巡检系统减少非计划停机时长。强化密封与保温,管道热能损耗降低3%~5%;每日巡查跑冒滴漏。绩效与创新机制,节能指标分解至班组,节约部分按比例奖励;开展“金点子”大赛快速落地优化建议。

总之,结合当前实际情况,了解电厂集控运行汽轮机运行优化的优势和问题,并通过优化汽轮机调节系统、加强维护管理、适当降低给水泵功率等一系列措施,保证电厂集控运行汽轮机运行优化有效进行,推动其可持续发展和进步。

参考文献

- [1]田磊.解析电厂集控运行与机组协调控制应用[J].应用能源技术.2021,(10).DOI:10.3969/j.issn.1009-3230.2021.10.011.
- [2]刘泽涛.加强电厂集控运行与机组协调控制探析[J].设备管理与维修.2021,(11).DOI:10.16621/j.cnki.issn1001-0599.2021.06.43.