

超超临界机组湿法脱硫系统节能优化研究

郭聿楷 贺卓超

黄陵矿业沮源发电有限公司 陕西 延安 727307

摘要：超超临界机组湿法脱硫系统能耗占比较高，节能潜力巨大。本文系统分析了该系统的能耗构成与特性，从设备、运行、系统集成、智能控制四个层面提出了节能优化技术，并给出了实施保障措施。通过关键设备变频改造、运行参数动态调节及智能优化控制，可实现脱硫系统综合能耗的显著降低。本文可为同类型机组脱硫系统节能改造提供技术参考。

关键词：超超临界机组；湿法脱硫；节能优化；变频改造；运行优化

引言：超超临界机组凭借高参数、大容量、低煤耗等优势，已成为我国燃煤发电的主流机型。随着“双碳”目标的深入推进，火电机组节能降耗要求日益严格。湿法脱硫系统作为燃煤电厂 SO₂ 控制的核心设施，其运行能耗占比较高，是主要耗能系统之一。因此，开展超超临界机组湿法脱硫系统节能优化研究，对于降低发电成本、减少碳排放具有重要意义。本文将从能耗特性分析入手，系统探讨设备改造、运行优化、智能控制等节能技术路径，并提出实施保障措施。

1 超超临界机组湿法脱硫系统概述

1.1 超超临界机组特点

超超临界机组是指主蒸汽压力大于 25MPa、温度高于 600℃的燃煤发电机组，具有显著的参数优势，循环热效率高、供电煤耗低。大容量是其另一突出特征，主流机型为 600MW 和 1000MW 等级。然而，高参数也带来了运行挑战：机组热惯性大，负荷响应速度较慢；深度调峰时参数波动范围宽，对辅机设备的变工况适应性要求更高。此外，超超临界机组多承担电网基础负荷，但随着新能源占比提升，其深度调峰频次增加，脱硫系统等辅机设备需频繁适应负荷变化，这为节能优化提出了更高要求。

1.2 湿法脱硫技术原理

石灰石-石膏湿法脱硫是目前应用最广泛的烟气脱硫工艺。其基本原理是利用石灰石浆液吸收烟气中的 SO₂，发生气-液-固三相反应，生成亚硫酸钙并进一步氧化为石膏。湿法脱硫系统主要由烟气系统、吸收系统、制浆系统、脱水系统等组成。吸收塔是核心设备，内部设有多层喷淋层、除雾器和氧化风分布装置。浆液循环泵将塔内浆液提升至喷淋层雾化，与烟气充分接触，脱硫效率

高。该技术具有脱硫效率高、煤种适应性强、副产品可利用等优点，但也存在系统复杂、能耗较高等不足^[1]。

1.3 超超临界机组脱硫系统特点

超超临界机组因其大容量、高参数的特点，其配套湿法脱硫系统在设计和运行上呈现出显著差异。首先，烟气流大且参数高，1000MW 级机组烟气流可达 300 万-400 万 m³/h，烟气温度通常为 120-140℃，对吸收塔直径、喷淋层数、浆液循环量提出了更高要求，单台机组循环浆液泵数量可达 4-6 台，单泵功率 500-800kW。其次，入口 SO₂ 浓度波动范围宽，受燃煤硫分和负荷变化影响，SO₂ 浓度可在 1000-4000mg/m³ 之间变化，要求脱硫系统具备宽负荷调节能力。第三，深度调峰对脱硫系统影响显著，机组负荷从 100%降至 30%时，烟气流大幅减少，若脱硫系统仍按满负荷方式运行，将导致液气比过高、能耗浪费。此外，超超临界机组对可靠性要求极高，非计划停运损失巨大，因此脱硫系统的安全冗余设计较为充分，但这也加剧了低负荷工况下的能耗浪费问题。

1.4 脱硫系统能耗构成

湿法脱硫系统的能耗主要包括电耗、水耗和吸收剂消耗三大部分，其中电耗占比最大，是节能优化的重点。电耗主要分布在以下几个环节：循环浆液泵是最大的耗能设备，其功率与流量成线性关系，与扬程成正比相关；氧化风机用于向吸收塔内强制鼓入空气，将亚硫酸钙氧化为硫酸钙；增压风机用于克服脱硫系统烟道及吸收塔的阻力降；其他设备如湿式电除尘器、制浆系统、石膏脱水系统等合计占比较小。水耗方面，主要用于浆液制备、设备冷却和除雾器冲洗，与蒸发量、石膏含水率相关。吸收剂消耗主要取决于入口 SO₂ 总量和钙

硫比。超超临界机组脱硫系统总电耗较大,年耗电量可观,节能空间十分显著。

2 脱硫系统能耗特性与影响因素分析

2.1 主要能耗设备分析

循环浆液泵是脱硫系统节能潜力最大的环节,其功率与浆液流量、扬程成正比。实际运行中,多台泵常采用工频运行,组合方式固定,无法随负荷和入口 SO_2 浓度变化精细调节,低负荷时易造成不必要的能耗。氧化风机方面,氧化风量需求与 SO_2 脱除量成正比,但实际多采用恒风量运行,低负荷时过剩率高,变频改造可实现风量与需求实时匹配。增压风机能耗主要来自系统阻力,除雾器结垢、喷淋层堵塞会导致阻力上升。定期清洗除雾器、优化喷淋层设计是降低阻力的有效手段。辅助设备虽能耗占比较小,但通过优化运行方式也有可观的节能空间。

2.2 运行参数对能耗的影响

液气比是脱硫系统的核心参数,其值越高脱硫效率越好,但循环浆液泵电耗呈线性增长,超过一定值后效率提升趋缓而电耗继续增加,存在最优区间。浆液 pH 值影响石灰石溶解和 SO_2 吸收,过高易结垢且增加石灰石耗量,过低则吸收能力下降,需提高液气比补偿。钙硫比直接决定石灰石耗量,实际运行中往往偏高。浆液浓度、氯离子含量也会间接影响能耗。运行优化的核心是在满足排放标准的前提下,寻找各参数的最佳匹配点^[2]。

2.3 机组负荷对脱硫系统能耗的影响

超超临界机组深度调峰时负荷变化范围宽,对脱硫系统能耗影响显著。机组负荷降低时烟气量和 SO_2 总量同步下降,若脱硫系统维持满负荷运行将造成能源浪费。合理策略是根据负荷变化动态调整浆液循环泵的运行台数和组合方式,实现液气比与负荷匹配。但频繁启停泵组影响设备寿命,需兼顾节能与可靠性。低负荷时烟气温度降低可能影响脱硫反应速率和石膏结晶,增压风机喘振风险增加。负荷适应性是脱硫系统节能优化必须重点考虑的因素。

2.4 煤种变化对能耗的影响

燃煤硫分是决定脱硫系统能耗水平的基础性因素。硫分升高时需提高液气比或浆液 pH 值以保证脱硫效率,导致能耗上升;硫分降低时应主动降低运行强度以节约能耗。实际生产中入炉煤硫分波动频繁,部分电厂掺烧高硫煤导致脱硫系统长期高负荷运行。配煤掺烧是控制入炉煤硫分的有效手段,可使硫分稳定在设计值附近。

煤种变化还会影响烟气中其他酸性气体含量,进而影响浆液 pH 值和设备腐蚀。建议建立入炉煤硫分与脱硫运行参数的联动机制,实现煤种-运行协同优化。

3 脱硫系统节能优化技术

3.1 设备层面节能技术

设备层面节能的核心是提升关键耗能设备的运行效率,重点是循环浆液泵和氧化风机的变频改造。循环浆液泵采用变频调速后,其功率与转速的三次方成正比,当流量需求降低 20% 时,理论功耗可降低约 49%。实际应用中,可根据烟气负荷和入口 SO_2 浓度实时调节泵速,实现液气比的精准匹配,节能率可达 20%-30%。氧化风机变频改造同样效果显著,氧化风量需求与脱除的 SO_2 量成正比,变频调节可使风量与需求量实时匹配,避免过剩氧化造成的能源浪费,节能率可达 15%-25%。此外,高效喷嘴替代传统喷嘴可改善雾化效果,在相同液气比下提高脱硫效率,或在保证效率的前提下降低循环浆液量。喷淋层优化设计方面,采用双头喷嘴、偏心布置等技术可提高覆盖率,减少喷淋死角。除雾器优化方面,选用高效低阻除雾器可降低烟气阻力 200-300Pa,减少增压风机功耗。以上设备改造技术成熟、投资回收期较短(通常 2-4 年),是脱硫系统节能的首选措施。

3.2 运行优化技术

运行优化是在不改变硬件配置的前提下,通过调整运行参数和控制策略实现节能。浆液循环泵组合优化是最直接有效的措施:根据机组负荷和入口 SO_2 浓度,建立不同工况下的最优泵组启停策略。例如,满负荷高硫工况开启 4 台大泵,中负荷中硫工况开启 2 大 1 小,低负荷低硫工况仅开启 2 台小泵。通过在线监测和自动决策,可避免“过处理”造成的浪费。pH 值分区控制是近年来发展较快的技术,在吸收塔内不同高度设置独立的 pH 测量和石灰石供给点,塔下部保持较高 pH 值以高效吸收 SO_2 ,塔上部保持较低 pH 值以促进石灰石溶解和石膏氧化,可降低 Ca/S 比 0.03-0.05,节约石灰石耗量 3%-5%。氧化风量优化控制方面,基于入口 SO_2 和浆液氧化还原电位(ORP)实时计算需氧量,调节氧化风机转速或入口导叶,使溶解氧浓度维持在 1.5-2.5mg/L 的最佳范围。此外,定期开展除雾器在线冲洗、喷淋层检查清理,可维持系统低阻力运行,间接降低能耗。

3.3 系统集成优化

系统集成优化着眼于脱硫系统与主机及其他辅机系统的协同,挖掘跨系统的节能潜力。引风机与增压风机合并是近年新建机组的主流方案,将两台风机合二

为一,取消脱硫系统独立增压风机,可减少一级传动损失,降低总电耗约5%-8%。对于已投运机组,可通过烟道优化改造实现合并。烟气余热利用方面,在脱硫系统入口前设置低温省煤器,利用烟气余热加热凝结水,可降低烟气温度5-10℃,减少脱硫系统蒸发水耗2%-4%,同时提高机组热经济性。部分电厂还采用烟气再热技术(GGH),但需权衡其阻力增加与防腐收益之间的经济性。废水梯级利用与零排放方面,脱硫废水经处理后可用于灰渣加湿、干灰调湿等,减少新鲜水取用量;深度处理后的淡水可回用于脱硫系统工艺水,实现水资源的循环利用。系统集成优化需要打破专业壁垒,从全厂视角进行统筹规划,虽投资较大但综合效益显著^[3]。

3.4 智能控制与优化

随着大数据和人工智能技术的发展,智能控制已成为脱硫系统节能优化的重要方向。脱硫系统能耗预测模型是智能优化的基础,通过采集烟气流量、入口SO₂浓度、浆液pH值、循环泵电流、氧化风机电流等历史数据,建立多元回归或神经网络模型,可实时预测不同运行方式下的能耗和脱硫效率。基于负荷预测的优化调度方面,利用机组负荷预测和燃煤硫分配煤计划,提前预判未来4-8小时的烟气工况,制定最优的浆液循环泵启停计划和pH值设定策略,避免调节滞后带来的能耗浪费。多目标优化控制是核心算法,将脱硫效率(排放达标)和综合能耗作为两个优化目标,采用粒子群算法、遗传算法等求解帕累托最优前沿,在排放约束下选择能耗最低的运行参数组合。此外,数字孪生技术可将脱硫系统物理实体与虚拟模型实时同步,支持在线仿真和“如果-怎么办”分析,为运行人员提供辅助决策。智能控制的实施需要完善的数据采集系统和可靠的控制平台,但其节能效果可达5%-10%,投资回收期一般在2-3年。

4 脱硫系统节能优化实施保障

4.1 技术保障

技术保障是节能优化方案顺利落地的基础。在实施优化前,完成脱硫系统全面能效普查,精准定位高能耗点位、设备缺陷与运行短板,结合机组实际工况制定一厂一策的优化方案。设备改造、变频加装、管路优化等工程类项目严格遵循电力行业技术标准,选用成熟可靠的设备与工艺,施工完成后开展冷态、热态调试,确保改造效果达标。针对智能控制系统、新运行策略开展仿真测试,验证参数逻辑与控制精度。建立系统能效常态化监测机制,实时跟踪优化前后能

耗、脱硫效率、排放指标变化,根据运行数据持续微调优化方案。配备专业检修与技术人员,定期对节能改造设备、智能控制系统进行维护保养,保障各类节能技术长期稳定发挥作用^[4]。

4.2 管理保障

完善的管理制度能够巩固节能优化成果,形成长效节能机制。建立脱硫系统节能绩效考核体系,将系统电耗、辅机效率、排放指标纳入班组、个人考核,调动运行人员节能操作积极性。开展专项技能培训,组织运行、检修人员学习新运行策略、设备操作规范、智能系统使用方法,提升人员专业能力。制定精细化运行规程、设备巡检规程、定期维护规程,明确不同负荷、不同煤质下的标准操作流程,杜绝粗放式运行。建立节能分析例会制度,定期统计能耗数据,分析能耗异常原因,总结优化经验。强化日常巡检管理,及时处理跑冒滴漏、设备异常等问题。通过制度约束、考核激励、人员培训相结合,构建全流程管理体系,保障节能优化工作常态化推进。

结束语

本文系统研究了超超临界机组湿法脱硫系统的节能优化问题。从能耗特性分析入手,明确了关键耗能设备及影响能耗的主要因素。在此基础上,从设备、运行、系统集成、智能控制四个层面提出了节能优化技术:设备层面以变频改造为核心,运行层面通过泵组优化、参数分区控制等措施,系统集成层面通过风机合并、余热利用等,智能控制层面通过预测模型和多目标优化。综合实施上述措施可显著降低脱硫系统综合能耗。技术保障和管理保障是节能优化落地的双轮驱动。本文研究可为同类型机组脱硫系统节能改造提供理论依据和技术参考。

参考文献

- [1] 刘山伶. 650MW超临界燃煤发电机组湿法脱硫系统优化研究[J]. 中国新技术新产品,2022(16):33-35.
- [2] 徐鹏,严剑文,吴顺. 某超临界燃煤机组湿法脱硫系统降低厂用电率措施[J]. 热力发电,2021,50(11):165-169.
- [3] 王刚,林欢. 高效湿法脱硫在超超临界机组超低排放的应用[J]. 中国环保产业,2023(5):29-32.
- [4] 高伟,刘明,赵永亮,等. 燃煤机组脱硫浆液循环泵变频运行控制策略优化及节能分析[J]. 热力发电,2024,53(10):134-143.