

风力发电降损耗技术应用实践研究

杨俊杰

北京京能清洁能源电力股份有限公司西北分公司 宁夏 吴忠 750001

摘要:为解决风电系统运行损耗偏高、发电效率不足的行业痛点,本文系统剖析风电全流程损耗构成与成因,涵盖机组本体、电气设备、环境工况及运维管控等多维度损耗问题。针对性梳理风机优化、电气调控、智能运维三类核心降损技术,结合西北100MW风电工程开展实践应用验证。结果表明,综合技改可有效降低厂用电率、提升发电量,兼具经济与生态效益,同时剖析技术应用短板,为风电降损技术规模化推广提供参考依据。

关键词: 风力发电; 降损耗技术; 应用实践

引言:双碳目标下,风力发电作为核心清洁能源,规模化并网应用持续推进,但系统损耗过高仍是制约风电提质增效的关键难题。风电能量转换、传输及运维全流程存在多重损耗,受设备性能、环境工况、控制策略等因素影响,造成风能利用率低、发电成本偏高。为最大化挖掘风电发电潜力,降低度电能耗,本文聚焦风电降损耗核心技术,结合工程实践开展技术应用研究,探索适配不同场景的高效降损方案,助力风电行业高效、低碳、高质量发展。

1 风力发电系统损耗构成与成因分析

1.1 风力发电系统整体能耗架构

(1)风电系统能量转换与传输全流程涵盖风能捕获、机械能传递、电能转换及升压并网四个环节。风轮将风能转为低速轴机械能,经齿轮箱增速后驱动发电机,电能经变流器整流逆变、箱变升压、集电线路汇集,最终由升压站接入电网。(2)发电侧损耗占比最高,约占总损耗的60%~75%,主要为气动与传动损耗;输电侧以集电线路及变压器损耗为主,约占15%~25%;辅助系统(偏航、变桨、冷却、加热等)约占5%~10%,其能耗在低风速时段相对显著^[1]。(3)评价指标包括风能利用系数 C_p (实际捕获功率与风功率之比)、设备效率 η (发电机、变流器、变压器分项效率)及厂用电率(辅助能耗占发电量比例)。计算标准依据IEC61400系列及GB/T35792,采用实测功率曲线与损耗分离法进行标定。

1.2 核心设备损耗类型及成因

(1)气动损耗源于叶尖涡流、尾流旋转及叶片表面粗糙度引起的升阻比下降,低风速下显著增大;机械传动损耗主要包括齿轮箱啮合摩擦、轴承滚动阻力和联轴器对中偏差,载荷波动时损耗急剧上升。(2)发电机损耗包含定转子铜损(绕组焦耳热)、铁损(磁滞与涡

流)及杂散损耗,受转速、励磁电流和谐波畸变影响;变流器损耗集中于IGBT开关过程中的通态损耗与开关损耗,开关频率和结温升高会显著增加损耗值。(3)集电线路损耗主要为导体电阻发热损耗(与电流平方成正比),受电缆截面、材质及接头接触电阻影响;变压器损耗含空载铁损(固定)与负载铜损(随负荷率非线性增长),谐波电流会额外加剧绕组涡流及杂散损耗。

1.3 外部环境及运行工况损耗影响

(1)风速低于额定值时风能捕获效率下降,气动损耗占比升高;湍流强度增大会导致攻角频繁偏离最优值,诱导阻力增加;极端低温使润滑油黏度增大、叶片覆冰改变翼型,极端高温致使绕组电阻升高,均显著增加损耗。(2)机组启停过程需反复偏航对风、变桨复位及并网同步,附加能量消耗相当于正常发电量的2%~5%;偏航误差超过 $\pm 8^\circ$ 时功率损失达5%~10%;弃风工况下机组空转或低功率运行,气动与传动损耗比例急剧上升。(3)电网频率偏移和谐波畸变使变流器跟踪相位产生额外开关动作,增加开关损耗;无功功率过剩或欠补导致发电机端电压偏离最优工作点,定子电流增大、铜损上升,同时变压器励磁电流变化引起铁损波动,加剧整体输配电损耗。

2 风力发电核心降损耗关键技术研究

2.1 风机本体优化降损技术

(1)叶片气动外形优化与高效风能捕获技术:通过多目标气动设计优化翼型、扭转角分布及叶尖结构,采用仿生锯齿尾缘或涡流发生器延缓分离,降低叶尖涡流与诱导阻力;结合表面微织构或疏水涂层减少粗糙度附加阻力,提升中低风速段风能利用系数 C_p ,全工况平均 C_p 提升2%~5%。(2)传动链轻量化、低损耗改造技术:采用碳纤维复合材料主轴、中空齿轮及紧凑设计,降低转动惯量与摩擦副;应用高性能润滑脂与主动油温控

制,减少啮合及轴承阻力;磁齿轮或永磁直驱替代增速箱,消除啮合损耗,传动效率达97%以上^[2]。(3)精准偏航、自适应对风控制降损技术:融合激光雷达前馈与机舱风速仪反馈,构建风速-风向双回路预测控制,动态调整偏航角,将偏航误差均值控制在 $\pm 3^\circ$ 以内;采用模糊自适应PID抑制湍流振荡,避免过度偏航附加能耗,降低气动损失3%~6%。

2.2 电气系统节能降损技术

(1)变流器低开关损耗控制策略优化:采用不连续脉宽调制(DPWM)减少开关动作次数,在单位开关周期内降低约1/3的开关损耗;结合零矢量分配优化及死区补偿,降低谐波电流引起的导通损耗;宽禁带半导体(SiC/GaN)替代传统IGBT,开关损耗降幅达50%~70%^[3]。(2)风电场有功无功协调优化控制技术:以全站综合损耗最小为目标,建立多风机有功分配与SVG无功补偿的协同优化模型,通过粒子群或模型预测控制算法实时求解各机组最优功率因数,减少无功远距离传输产生的线路损耗,综合降损率可达5%~10%。

(3)低阻抗输电设备选型与线路优化技术:选用非晶合金变压器替代传统硅钢变压器,空载损耗降低60%~70%;增大集电线路电缆截面或采用铝合金芯导体降低电阻值;优化线路拓扑结构(环形或链式)缩短供电半径,减少接触电阻与接头过热损耗。

2.3 智能运维降损技术

(1)风资源精准评估与机组微观选址优化技术:基于CFD中尺度数值模拟与测风塔实测数据融合,建立风电场高分辨率风能分布图谱,优化机组坐标排布,减少机组间尾流重叠造成的效率损失,整场发电量提升幅度约3%~8%。(2)机组状态监测与故障预判减损技术:通过振动、温度、油液多参量在线监测与深度残差网络故障预测模型,提前识别齿轮箱磨损、轴承点蚀、绕组绝缘劣化等早期故障,在性能衰退初期安排计划检修,避免带病运行导致的效率滑坡及突发停机损耗。(3)风电场集群负荷动态分配优化技术:基于数字孪生平台实时解析每台机组的健康状态与效率曲线,采用多智能体强化学习算法动态分配全场负荷指令,使高效机组多发、低效机组少发,降低集群层面的累计损耗,提升整体能量转化效率^[4]。

2.4 各类降损技术适配性对比分析

(1)不同场景下技术应用优势与局限性:叶片优化与精准偏航适用于湍流复杂地形,但改造成本高,对低风速机组增益更大;变流器低开关损耗策略在海上大功率机组中优势突出,但控制复杂度增加;智能运维兼

容性好,但依赖高质量历史数据;设备选型优化适于新建项目,存量改造受空间与成本限制。(2)技术投入成本与降损效益对比:风机本体改造(叶片/传动链/偏航)单位投资约150~300元/kW,年降损收益提升发电量3%~7%,回收期3~6年;电气系统优化(变流器策略/无功协调)以软件升级为主,单位投资约50~120元/kW,回收期2~4年,性价比较高;智能运维(平台+传感器)单位投资约80~150元/kW,综合降损与减故障收益叠加,回收期4~8年。建议新建风电场优先部署设备选型与电气系统优化组合,存量风场重点推进控制策略升级与智能运维平台建设,实现技术与经济最佳匹配。

3 风力发电降损耗技术工程应用实践与优化展望

3.1 工程应用案例概况

(1)示范风电场基本参数与运行现状:选取西北某在役100MW陆上风电场,装机25台4.0MW双馈机组,轮毂高度100m,叶轮直径146m,设计年均风速6.5m/s,2020年底并网。截至2025年底累计发电11.5亿kWh,近三年平均等效满发小时数2280h,综合厂用电率9.8%,高于区域均值。(2)原有损耗问题与治理痛点:叶片低风速 C_p 实测均值仅0.42;偏航对风误差 $\pm 6^\circ \sim \pm 8^\circ$,风能损失3%~5%。集电线路线损率4.6%,变压器损耗占发电量2.2%,变流器IGBT开关损耗年增8%。齿轮箱油温超限致效率下降,后排机组尾流影响发电量较前排低10%~12%。(3)技术应用方案:遵循“本体改造、控制优化、智能运维”递进策略,分三阶段:加装涡流发生器、升级润滑冷却及优化偏航参数;部署变流器混合调制与无功协调控制;搭建数字孪生平台,实现状态预警与动态负荷分配。

3.2 降损耗技术现场实施应用过程

(1)风机本体优化改造施工流程:利用小风窗口逐台停机,单台耗时约6h。施工包括粘贴涡流发生器和后缘襟翼,更换纳米添加剂润滑油并加装主动温控装置,安装激光雷达测风装置并完成偏航自适应算法参数整定。全场改造在50个工作日内完成。(2)电气系统控制策略升级与调试:变流器侧分批升级控制软件,启用DPWM不连续调制与死区补偿,额定功率附近开关频率由3kHz降至2kHz,逐台并网验证谐波。场站侧部署协调优化控制器,以2min周期下发各机组最优无功指令,完成两台SVG响应优化,全场联调约30天。(3)智能运维降损体系落地实施部署:振动、油液、温度等无线传感器共320个测点,经工业环网汇入场级边缘平台;完成CNN-LSTM预警模型训练与数字孪生部署,负荷分配模块以10s周期滚动优化出力权重。从安装到模型收敛投

运,实施周期90天^[5]。

3.3 应用效果数据分析与评价

(1) 改造前后机组发电损耗对比分析:技改后整场综合厂用电率由9.8%降至8.2%,下降1.6个百分点。发电侧:叶片 C_p 由0.42升至0.45,传动链机械效率由94.5%升至96.0%,偏航误差由 6.5° 缩至 2.8° 。电气侧:线损率由4.6%降至4.0%,变压器损耗由2.2%降至1.9%,变流器开关损耗降低约35%。(2) 全场发电效率与发电量提升效果验证:改造后连续6个月数据显示,全场等效利用小时数同比提升约7.2%,年增发电量约720万kWh。本体改造贡献约60%增量,无功协调优化贡献约22%,负荷动态分配与尾流优化贡献约18%,协同效应显著。(3) 技术应用经济效益与社会效益评估:按上网电价0.32元/kWh计,年增发电收益约230万元,结合故障率下降减少年检修费用约90万元。项目总投资约850万元,动态回收期约3.5年。社会效益方面,年节约标煤约2250t,减排 CO_2 约5900t,为同类改造提供了可复制方案。

3.4 现存问题与未来发展展望

(1) 当前降损技术应用短板:叶片气动改造对高风速段增益有限,涡流发生器在沙尘、结冰环境下耐久性不足;DPWM调制在弱电网下谐波抑制能力下降,需增滤波装置;数字孪生对数据质量敏感,老旧机组传感器不足致RUL预测准确率仅约82%,误报漏报需人工复核;各类技术协同优化尚缺统一量化评估模型。(2) 智能化、数字化降损发展趋势:向全域感知与自主决策演进。Transformer多模态模型融合SCADA、气象、电网数据实现损耗超前预控;边缘计算结合5G将控制响应压缩至毫秒级;高保真数字孪生向物理模型与数据驱动深度

融合,实现全生命周期损耗动态映射;构网型变流器有望根本解决弱电网下无功损耗增大问题。(3) 规模化推广建议:建立覆盖不同机型、运行年限与资源条件的分级评价体系和标准化改造指南,将降损成效纳入考核;通过区域风电场群协同改造降低单场成本;设立专项技改基金并引入合同能源管理机制,由改造方与电场分享增发电量收益,加速技术在全行业规模化落地。

结束语

本文通过梳理风电系统损耗机理,整合多类降损关键技术并落地工程实践,证实了本体改造、电气优化、智能运维协同降损的显著成效。当前风电降损技术仍存在极端工况适配性弱、多技术协同评估体系缺失等问题。未来需依托数字化、智能化技术优化控制策略,完善标准化改造体系,创新运维商业模式,持续降低风电运行损耗,推动风电产业降本增效、规模化高质量发展。

参考文献

- [1]陈俊峰.风电机组机械损耗成因及降损运维技术实践[J].电力设备管理,2024,16(11):132-135.
- [2]廖唯良.超大型风力机叶片气动损耗抑制与增效技术研究[J].太阳能学报,2025,46(06):556-566.
- [3]李辉.风电并网系统变流器损耗特性及高效率控制策略[J].电力系统保护与控制,2023,51(14):98-105.
- [4]王志强.风电场集电线路损耗精准计算与降损优化运行策略[J].电网技术,2024,48(05):1689-1697.
- [5]高聪,李凯,张钊.基于MMC的风电系统功率解耦控制与损耗优化技术[J].湖南电力,2025,45(04):39-48.