工程与管理科学
Engineering and Management Science
第 8 卷◆第 10 期◆版本 1.0◆2026 年
文章类型：论文|刊号（ISSN）：2705-0637(P) / 2705-0645(O)

老旧火电机组汽机系统节能改造技术研究

王培善
中国电建集团河北工程有限公司　河北石家庄　050000

DOI：10.32629/ems.v8i10.22600

［摘　要］随着碳达峰与碳中和目标持续推进，老旧火电机组普遍存在汽轮机通流效率下降和汽封漏汽量偏大的问题，实施汽机系统节能改造是降低存量机组能耗的主要途径。本文以某电厂两台 300MW 亚临界机组为对象，对汽机系统实施通流升级与汽封优化并开展冷端治理和运行方式调整。改造后高压缸效率已由 81.9%升至 84.2%，中压缸实测效率同样由 87.5%升至 88.6%，机组热耗率数值已经从 8236kJ/(kW·h)降至 7950kJ/(kW·h)，机组供电煤耗也已经从 329.6g/(kW·h)降至 319.8g/(kW·h)，两台机组每年节约标煤约 1.86 万 t，本次全部改造投资回收期约 4.5a。

［关键词］老旧火电机组；汽轮机；节能改造；通流改造；汽封优化

随着碳达峰碳中和战略持续推进，存量机组承担调峰任务的同时必须压降能耗，节能降耗成为行业普遍关注的问题。文献[1]对比了亚临界燃煤机组以通流改造为主的多种节能技术路线，文献[2]给出了 300MW 亚临界汽轮机的多套升级改造方案并论证了常规通流改造的收益优势。本文以两台 300MW 亚临界机组为例，实施汽轮机通流升级与汽封优化，开展冷端治理和运行方式调整，对各分项节能贡献进行了量化。

一、工程概况

某电厂位于沿海地区且靠近负荷中心，一期装设两台 300MW 亚临界凝汽式汽轮发电机组，汽轮机为单轴双缸双排汽反动式机型，两台机组分别于 2005 年和 2006 年投运，机组主蒸汽压力按额定值 16.7MPa 控制，主蒸汽温度与再热蒸汽温度均按额定值 538℃控制，机组热力系统配置三级高压加热器和一级除氧器以及四级低压加热器，汽轮机通流部分包括高压缸单流式调节级与高压通流级及中压缸双流式通流级和低压缸双流双排汽通流级，额定工况下设计热耗率约为 7950kJ/(kW·h)，两台机组累计运行时间均已超过 16 万 h。机组长期承担区域电网的基础负荷，机组年利用小时数维持在 3200h 左右，随着机组服役时间持续延长，大修性能试验显示各缸效率逐年下降，其中高压缸实测效率已经降至 81.9%，中压缸实测效率也已经降至 87.5%，机组整体热耗率已经升高至 8236kJ/(kW·h)，机组供电煤耗数值同样升高至 329.6g/(kW·h)。

大修解体检查发现隔板与叶顶汽封磨损明显，轴端汽封间隙普遍超过标准上限，凝汽器铜管结垢造成端差达 11.0℃，抽真空系统严密性存在明显不足，这些问题共同导致机组能耗水平偏高，为后续节能改造明确了重点方向。结合机组能耗现状与运行特点，本次两台机组分别利用 2024 年与 2025 年大修窗口实施改造，改造总工期均控制在四十五天以内，未额外延长机组既定的检修时间。

二、汽机系统节能改造技术

（一）汽轮机通流改造技术

汽轮机通流改造是汽机系统节能改造的主体环节，目标是恢复并提升各缸做功能力。本文结合文献[2]的方案比选思路，考虑机组服役年限与剩余寿命，本工程选用原参数通流改造方案，保持主蒸汽与再热蒸汽参数不变，对通流部分实施整体升级改造。汽轮机纵剖面结构如图 1 所示，图中标出了各缸体转子动静叶片组与汽封等主要部位。

调节级与通流级叶型优化将调节级喷嘴更换为子午面优化叶型，各级动静叶采用后加载叶型并重新设计叶根叶顶型线，使各级等熵效率得到相应提高；隔板与汽缸结构改进将焊接隔板更换为装配式隔板，减小隔板挠度变形对通流间隙的影响，高压缸内缸喷涂隔热涂层降低散热损失；低压缸末两级叶片更换为加长型高效叶片，增大排汽面积以降低排汽损失，同时提高末级叶片抗水蚀能力；通流间隙综合治理依据转子扬度曲线逐级调整径向与轴向间隙，叶顶汽封间隙按标准下限控制。调节级喷嘴组改造后重新标定各阀门的流量特性，减少调节级部分进汽度引起的附加损失，高压缸排汽参数与再热系统匹配性同时校核，确保通流改造后各缸排汽温度处于允许范围。

Copyright © This work is licensed under a Commons Attibution-Non Commercial 4.0 International License.

文章类型：论文|刊号（ISSN）：2705-0637(P) / 2705-0645(O)

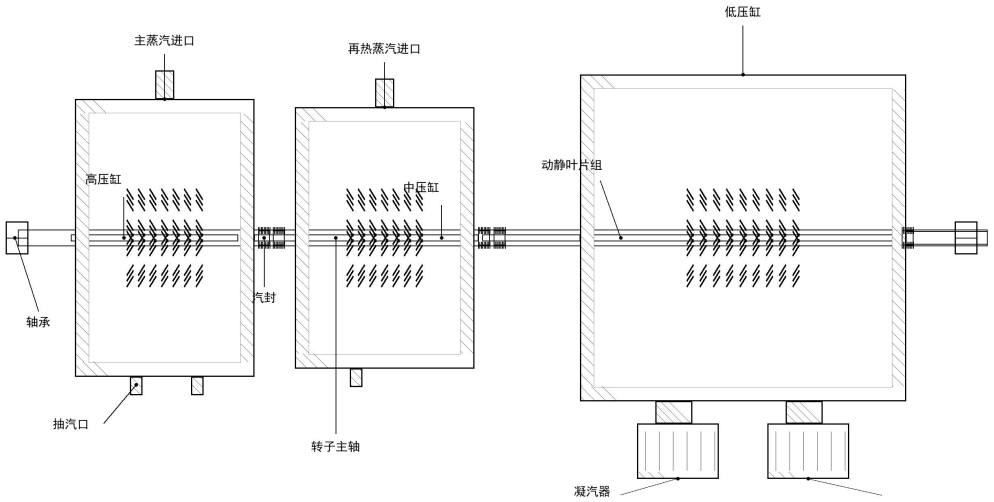


图 1　汽轮机纵剖面结构示意

叶型选型依据近年投产同容量通流改造机组的试验数据，后加载叶型在变工况条件下具有更平稳的级效率特性，对负荷波动频繁的运行环境适应性强。各级动静叶采用新型耐冲蚀材料，叶顶自带围带结构增强叶片整体刚度，降低运行中的叶片振动水平;改造部件由制造厂家按设计图样加工，安装阶段逐级测量通流间隙并形成记录，确保装配质量符合设计要求。本次通流改造项目实施之前，制造厂家依据机组实测通流数据完成热力计算复核，预测改造后热耗率降低幅度约 190kJ/(kW·h)，该预测值与性能试验结果基本一致。改造后各缸效率较改造前有明显提升。

（二）汽封系统优化改造

汽封漏汽是老旧机组通流效率下降的重要诱因，机组原设计采用梳齿迷宫汽封,长期运行后齿片磨损导致间隙扩大，轴端与级间漏汽量随之增加。对火电厂汽轮机组汽封节能改造的经济性进行了分析，表明更换新型汽封后供电煤耗约降低 3.0g/(kW·h)，投入的改造费用数月内即可回收。本工程结合文献[3]的改造经验，将高压缸与中压缸各级叶顶汽封和隔板汽封更换为蜂窝式汽封与刷式汽封的组合结构，轴端汽封更换为接触式汽封并同时处理磨损的汽封环，高中压缸之间轴封漏汽回收至低压加热器继续利用。蜂窝式汽封依靠蜂窝芯格的节流作用抑制漏汽，刷式汽封的柔性刷丝能够适应转子扰动,两种结构组合使用兼顾了密封效果与运行安全性，是近几年汽封改造中较为成熟的技术组合。

汽封改造各项施工完成之后，性能试验实测轴封漏汽量由 12.5t/h 降至 6.8t/h，高压缸效率与中压缸效率在通流改造基础上再提高 0.3%左右，汽封改造对热耗率的贡献约为 52kJ/(kW·h)。轴封漏汽量下降直接减少进入凝汽器的蒸汽量，相应降低了凝结水的过冷度，同时减少轴封加热器的热负荷，对回热系统经济性也有积极作用。轴封蒸汽系统配合本体改造同时优化，将高排供轴封蒸汽切换为主蒸汽供汽与高排供汽联合方式，减少轴封系统对主机热力循环的扰动，轴封加热器疏水回收至除氧器,相应降低凝结水的热量损失。

（三）冷端系统优化

冷端系统运行状态直接决定汽轮机排汽压力，凝汽器换热恶化与真空系统严密性不足都会抬高排汽压力，相应降低机组出力与循环效率。结合工程概况中发现的结垢与漏气问题，本次改造主要采取四项措施：凝汽器铜管实施高压水射流清洗并加装胶球在线清洗装置，确保换热面保持长期清洁状态；凝汽器水室与管板完成防腐处理并更换老化密封垫，消除循环水短路的异常现象;抽真空系统组织全面查漏堵漏，更换容量更大的水环真空泵并优化运行台数；夏季高温时段增开循环水泵台数，使凝汽器维持最佳真空状态。循环水系统由两台机组公用，清洗与堵漏作业安排在机组停运检修期间完成，未影响相邻机组的正常运行。

凝汽器铜管清洗前取样检查发现垢层以碳酸盐垢为主，高压水射流清洗配合胶球在线清洗后，铜管换热系数恢复至新管水平，循环水温度与流量按夏季设计工况重新校核，确定了不同季节循环水泵的最佳组合运行方式。冷端治理各项措施完成之后，凝汽器端差实测值已由 11.0℃降至 4.5℃，机组排汽压力由 8.6kPa 下降至 5.8kPa 左右，机组真空度相

Copyright © This work is licensed under a Commons Attibution-Non Commercial 4.0 International License.

应提高了 2.8%左右，冷端优化对热耗率的贡献约为 24kJ/(kW·h)。抽真空系统查漏后的真空严密性试验显示，查漏堵漏后机组真空下降速率明显减小，真空下降速率由每分钟 0.4kPa 降至 0.15kPa 左右。循环水泵运行方式按季节与负荷条件优化，冬季低负荷时段停运一台循环水泵，在保证凝汽器背压不超过限额的前提下降低厂用电消耗。

（四）运行方式优化

运行方式优化投入小且见效快，是汽机系统节能改造中性价比最高的环节。本次运行优化以阀点滑压为主要手段，重新试验确定部分负荷下的滑压运行曲线，使调节阀在多数负荷区间保持全开，依靠主蒸汽压力滑压降低节流损失；规范主蒸汽与再热蒸汽温度管理，主蒸汽温度与再热蒸汽温度按额定值运行，严格控制喷水减温的投入量；同时强化回热系统的运行管理，优化加热器端差与疏水运行方式，减少给水加热环节的能量损失；定期开展机组热力性能试验，依据试验结果及时修正运行参数。滑压运行曲线标定工作完成之后，运行人员按照新曲线调整机组负荷分配方式，机组在中等负荷区间的调节阀节流损失明显减小。

三、改造效果与分析

汽机系统综合改造工作结束之后，电厂组织热力性能试验对各项指标进行复测，改造后高压缸效率已由 81.9%升至 84.2%，中压缸实测效率同样由 87.5%升至 88.6%，轴封漏汽量实测值已由 12.5t/h 降至 6.8t/h，凝汽器端差实测值已由 11.0℃降至 4.5℃，机组热耗率数值已经由 8236kJ/(kW·h)降至 7950kJ/(kW·h)，机组供电煤耗也已经由 329.6g/(kW·h)降至 319.8g/(kW·h)，各项指标均恢复至接近设计水平。改造后机组额定出力与最大出力保持不变，夏季高负荷时段真空改善产生约 2%的出力增益，机组顶峰能力得到一定增。

各分项改造措施的节能贡献见表 1，其中通流改造的节能贡献最大，各分项改造效果具有良好的可叠加性。表 1 中年节约标煤量按改造前后供电煤耗差值与年发电量乘积折算，各分项按热耗率贡献比例分摊。

表 1　各分项改造措施节能效果

改造措施	热耗率降低量 /(kJ·(kW·h)-1)	年节约标煤/t
汽轮机通流改造	196	12800
汽封优化	52	3300
冷端治理	24	1600
运行方式调整	14	900
合计	286	18600

按两台机组年发电总量 1.9×10^9kW·h 测算，两台机组每年节约标煤约 1.86 万 t，对应减少的 CO_2 排放量大约为 4.84 万 t，按照标煤每吨 800 元的价格计算，每年可节约的燃料费用约为 1490 万元，本次改造项目总投资约 6700 万元，本次全部改造投资回收期约 4.5a。在供电煤耗整体降低的 9.8g/(kW·h)降幅中，其中约 7.8g/(kW·h)由热耗率水平的下降产生，其余部分归因于厂用电率改善，冷端与运行优化在降低煤耗的同时也减少了厂用电消耗。改造完成之后的首个供暖季，机组连续稳定运行了六个月，缸效率与热耗率指标保持稳定，未出现汽封磨损导致的漏汽量回升，低压缸末级叶片振动监测数据正常，改造效果经受了长期运行检验。若将年节约燃料费用与减少的 CO_2 排放量合并考虑，改造项目的综合效益更为突出，按碳市场交易价格折算碳减排收益后，改造投资回收期将进一步缩短。

四、结语

本文以某电厂两台 300MW 亚临界机组为例，对汽机系统实施以通流升级为主线的综合节能改造，汽封优化与冷端治理及运行调整作为配套环节共同实施。改造后高压缸效率已恢复至 84.2%，中压缸实测效率同样恢复至 88.6%，机组热耗率累计降低幅度达 286kJ/(kW·h)，机组供电煤耗累计降低幅度达 9.8g/(kW·h)，两台机组每年节约标煤约 1.86 万 t，本次全部改造投资回收期约 4.5a，节能效果与经济收益均达到预期。对于服役年限较长且剩余寿命有限的机组，采用原参数通流改造配合汽封与冷端治理，能够在控制投资的前提下取得明显节能收益。

[参考文献]

[1]王克,何翔,陈艺,黄樑.亚临界燃煤机组节能改造技术路线分析[J].能源工程,2022(1):62-67.

[2]喻敏,刘兴波,史宣平.300MW 亚临界汽轮机机组升级改造技术研究方案[J].东方汽轮机,2024(1):15-19.

[3]李世强.火电厂汽轮机组节能改造经济性分析研究[J].现代工业经济和信息化,2023(8):322-323,328.

Copyright © This work is licensed under a Commons Attibution-Non Commercial 4.0 International License.