

# 基于汽轮机热耗率监测的运行优化技术研究

康永财

山西昱光发电有限责任公司 山西 朔州 036900

**摘要:** 汽轮机热耗率是综合反映机组运行经济性的核心指标,其实时监测与运行优化是实现火电机组节能降耗的关键途径。本文从热耗率的基本定义及其热力学本质出发,系统分析了主蒸汽参数、再热参数、排汽压力、给水温度、回热系统运行状态及通流效率等因素对热耗率的影响机理与定量关系,揭示了热耗率偏差的多因素耦合成因。在监测技术层面,探讨了基于DCS数据采集的热耗率在线计算方法、关键测点精度要求及数据预处理策略,并提出了基于对标管理和敏感性分析的热耗率异常识别方法。在此基础上,从主蒸汽参数优化、冷端运行优化、回热系统精细化调节、通流效率维护及变负荷运行策略等方面,构建了面向热耗率改善的运行优化措施体系,为火电企业开展以热耗率监测为抓手的运行精细化管理工作提供理论依据与技术思路。

**关键词:** 汽轮机; 热耗率; 运行优化; 在线监测; 冷端优化

## 引言

汽轮机热耗率是指汽轮发电机组每产生单位电能所消耗的热量,是衡量机组热力循环完善程度和运行经济性的综合性指标。在火力发电企业面临“双碳”目标约束和电力市场竞争加剧的双重背景下,降低热耗率意味着减少燃料消耗和碳排放,直接关系到企业的经济效益和环保绩效。因此,围绕热耗率开展精细化的运行监测与优化控制,是火电行业节能降耗最为核心的技术抓手之一。长期以来,汽轮机热耗率的评价多依赖于性能试验阶段的定型数据,运行过程中缺乏持续有效的监测手段和系统化的优化策略。近年来,随着分散控制系统(DCS)数据采集能力的提升和计算分析工具的发展,在线实时计算热耗率已成为技术可行。然而,如何从监测数据中准确识别热耗率偏差的根源,并将偏差信号转化为可操作的运行调整指令,仍是工程实践中亟待解决的技术难题。

## 1 汽轮机热耗率的内涵

汽轮机热耗率(HeatRate)定义为机组单位发电量所消耗的热量,通常以  $\text{kJ}/(\text{kW} \cdot \text{h})$  或  $\text{kCal}/(\text{kW} \cdot \text{h})$  表示。按能量平衡原理,其表达式可写为:  $\text{HR} = Q_{\text{in}}/P$ , 其中  $Q_{\text{in}}$  为单位时间内输入汽轮机的热功率(含主蒸汽和再热蒸汽的吸热量),  $P$  为发电机输出电功率。热耗率越低,表明机组将热能转化为电能的效率越高。从热力学第二定律的视角看,热耗率本质上反映了实际循环对理想卡诺循环的逼近程度,其数值由初参数、终参数、循环中间过程的不可逆损失以

及辅助系统能耗比例共同决定。对热耗率的监测,实质上是对整个热力系统能量转换链条综合效率的持续审视。

## 2 汽轮机热耗率的影响因素及作用机理

### 2.1 主蒸汽与再热蒸汽参数的影响

主蒸汽压力和温度是影响热耗率的首要因素。主蒸汽压力升高(在保持温度不变时)使循环平均吸热温度提高,理论上有利于降低热耗率,但过高的压力会增加末级叶片湿度和轴向推力,且受制于锅炉和管材的承压能力。主蒸汽温度每升高  $10^{\circ}\text{C}$ , 热耗率约下降  $0.25\% \sim 0.3\%$ , 但其影响并非线性——在高温段,材料蠕变和氧化速率急剧上升,需在效益与安全之间取得平衡。再热蒸汽温度的影响机理类似,再热温度每偏离设计值  $10^{\circ}\text{C}$ , 热耗率约变化  $0.2\%$ 。此外,主蒸汽和再热蒸汽的压损增加(如调节阀节流、管道结垢)也会直接降低可用焓降,导致热耗率上升。

### 2.2 排汽压力(背压)的敏感性分析

排汽压力是影响热耗率最敏感的因素之一,尤其对于凝汽式机组。排汽压力升高意味着冷端温度升高,循环平均放热温度上升,根据卡诺原理,循环效率必然下降。定量而言,对于亚临界  $300\text{MW}$  等级机组,排汽压力每升高  $1\text{kPa}$ , 热耗率约增加  $0.8\% \sim 1.2\%$ ; 对于超临界机组,该敏感度系数相近<sup>[1]</sup>。排汽压力的变化主要由循环水入口温度、循环水流量、凝汽器换热性能和不凝结气体含量决定。在运行中,排汽压力往往随季节和环境温度变化而有显著波动,这是热耗率季节性变化的主要

来源，也是运行优化可以主动干预的重要方向。

### 2.3 给水温度与回热系统运行状态的影响

给水温度偏离设计值是热耗率恶化的常见原因之一。给水温度每降低  $10^{\circ}\text{C}$ ，热耗率约上升  $0.4\% \sim 0.6\%$ 。给水温度偏低通常源于高压加热器解列、水位异常、抽汽管道堵塞或加热器传热性能下降。回热系统的健康运行对于热耗率至关重要——每一级加热器的端差（加热器出口疏水温度与给水进口温度之差）增大，均意味着抽汽热量未得到充分利用，直接表现为热耗率升高。此外，除氧器运行压力偏离、轴封加热器工作异常等也会通过影响给水焓值而间接改变热耗率。

### 2.4 通流部分效率劣化对热耗率的影响

汽轮机通流部分（各级动叶、静叶、汽封）的效率是决定热耗率的内在因素。长期运行后，叶片表面粗糙度增加、型线因固体颗粒侵蚀而改变、汽封间隙增大导致级间漏汽上升，这些退化过程使实际焓降小于设计值，在相同输出功率下需要更大的蒸汽流量，热耗率相应上升。据经验估算，高压缸效率每下降  $1\%$ ，热耗率约增加  $0.6\% \sim 0.8\%$ ；中压缸和低压缸效率的影响量级相近。通流效率的劣化是渐进的、不可逆的，其影响往往通过热耗率的长期缓慢上升来反映，难以通过运行操作恢复，主要依赖大修期间的叶片清理、汽封更换等修复措施。

### 2.5 变负荷工况下的热耗率特性

汽轮机在设计工况附近运行时热耗率最低，偏离设计负荷后经济性下降是客观规律。在部分负荷下，调节阀节流损失增大，各级焓降分配偏离设计值，末级余速损失增加，同时辅助系统功耗并不随负荷等比例降低，这些因素共同导致热耗率上升<sup>[2]</sup>。一般而言，机组在  $70\% \sim 100\%$  额定负荷范围内热耗率变化相对平缓；低于  $60\%$  额定负荷后，热耗率显著恶化。因此，负荷率本身是影响热耗率的“结构性”因素，运行优化需要在电网调度许可的范围内，尽可能让机组运行在高效负荷区间。

## 3 汽轮机热耗率的在线监测技术

### 3.1 热耗率在线计算的基本方法

热耗率在线计算以热平衡原理为基础，其核心是通过 DCS 采集所需的热工测点数据，按照 ASMEPTC6 或 GB/T8117 等标准规定的简化计算方法，实时计算热耗率数值。基本计算路径为：计算主蒸汽携带的热量（由主蒸汽流量、温度和压力查焓值），加上再热蒸汽吸收的热量（再热蒸汽流量与再热温升的乘积），扣除给水带入的热量，得到净输入热量；除以发电机功率（扣除励

磁消耗后）即为热耗率。实际在线计算时，需要引入若干修正项，如过热器减温水流量、轴封供汽及漏汽等，以保证计算精度。

### 3.2 关键测点精度与数据预处理

热耗率计算精度高度依赖于几个关键测点的准确度。主蒸汽流量通常通过锅炉给水流量加上减温水流量间接推算，给水流量的测量误差会直接传递至热耗率结果，因此给水流量孔板和差压变送器需定期校验并保持高精度。主蒸汽温度和压力的测量误差也会引入热量计算偏差。更为复杂的是，湿蒸汽区域的蒸汽焓值对压力和干度极为敏感，在低压缸排汽焓的估算中不可避免地引入不确定性<sup>[3]</sup>。因此，在线监测系统需具备数据预处理功能，包括：剔除明显异常值、对波动信号进行滑动平均滤波、利用热力系统质量守恒和能量守恒关系进行测点数据合理性校验和软仪表修正，以提高热耗率计算结果的稳定性和可信度。

### 3.3 基于对标管理的热耗率异常识别

单纯的热耗率绝对值对运行指导意义有限，更有价值的是趋势变化和相对偏差。建议建立“三对标”异常识别机制：一是与设计值对标，计算当前工况（负荷、背压等边界条件修正后）与设计热耗率的偏差；二是与历史最优值对标，识别自身性能的退化趋势；三是与同类型同等级机组的标杆值对标，评估相对竞争力。当任一对标偏差超过预设警示阈值（如设计值的  $0.5\%$ ）时，系统触发异常报警。在异常诊断层面，需引入敏感性系数矩阵——将热耗率偏差分解为主蒸汽温度偏差贡献、再热温度偏差贡献、排汽压力偏差贡献、给水温度偏差贡献等，从而快速锁定主要的偏离因素，避免“知其然不知其所以然”。

## 4 面向热耗率改善的运行优化措施

### 4.1 主蒸汽参数的稳定化与优化调整

主蒸汽参数的运行优化应以“稳定在额定值附近、减少波动”为基本原则。对于滑压运行机组，在部分负荷下应根据汽轮机厂提供的滑压曲线确定最优初压，该曲线是在热耗率与调节阀节流损失之间权衡的优化结果——过于追求高压虽提高理论循环效率，但导致调节阀节流加剧，反而使热耗率恶化。运行中应严格控制主蒸汽温度的波动幅度在设计值的  $\pm 5^{\circ}\text{C}$  以内，避免频繁的大幅度温度波动。对于再热汽温，应通过调整燃烧和烟气挡板等手段使其尽可能接近额定值，同时注意再热器减温水量的控制，过量的减温水相当于降低了循环的再热收益。

#### 4.2 冷端系统运行参数的综合优化

冷端优化是热耗率运行改善中潜力最大的方向之一。优化的核心是在循环水泵电耗增加与排汽压力降低带来的热耗收益之间寻求经济平衡点。具体操作上,应根据循环水入口温度的变化,动态调整循环水泵的运行台数和组合方式——水温较低时,适度减少循环水量也可维持满意的背压,从而节省厂用电;水温较高时,则应增开循环水泵以降低背压。此外,凝汽器胶球清洗装置的投入率和效果直接影响换热系数,应保证每日定时收球并记录收球率,收球率低于90%时需排查原因。真空系统严密性同样不容忽视——漏入空气不仅使排汽压力升高,还降低传热系数,应定期进行真空严密性试验,漏气率超标时及时查漏堵漏。

#### 4.3 回热系统运行精细化调整

回热系统的运行优化重点在于确保各加热器的端差处于设计范围内。应监视每台高压加热器和低压加热器的上端差、下端差及疏水温度,当端差异常增大时,可能提示加热器管束结垢、内部泄漏或抽汽止回阀未全开。运行中应定期进行加热器水位调整,维持制造厂推荐的水位范围——水位过低导致加热器传热面积利用不足,水位过高可能使水淹气侧的管子,均会使端差增大<sup>[4]</sup>。除氧器运行压力的维持同样重要,压力偏低将导致给水含氧量升高和给水温度下降。对于设有蒸汽冷却器和疏水冷却器的机组,应确保这些内件正常工作,最大限度回收抽汽过热度。

#### 4.4 通流效率的维护与汽封管理

通流效率虽主要由设备检修恢复,但运行操作对其劣化速度亦有影响。运行中应严格控制汽轮机各监视段的压力比和级间压力,及时发现通流面积的变化趋势——例如,调节级压力与主蒸汽流量的比值持续升高,可能指示通流部分结垢或叶片损伤。汽封系统的运行管理是运行层面保护通流效率的重要环节:轴封供汽压力应维持在设计值,避免过高导致汽封漏汽增大或过低导致空气吸入;轴封加热器的负压应保持稳定,以保证轴封回汽通畅。在机组启动和停机过程中,应严格遵守暖机、升速和带负荷曲线,避免热冲击导致汽封磨损加剧。

#### 4.5 变负荷运行策略的优化

面对电网对调峰能力的要求,运行优化需从被动适应转向主动优化变负荷策略。在负荷调度允许的范围内,应优先将机组负荷安排在其高效区(通常为75%~100%额定负荷),避免长期在低负荷区运行。当变负荷

不可避免时,应采用“大负荷、小幅调”的方式,减少频繁的负荷大范围波动,因为每一次大幅变负荷都伴随着调节阀动作、金属热应力变化和瞬态效率损失。机组启停过程的能耗代价极高,应尽可能减少非必要的启停操作,对必须进行的启停,应通过优化启停曲线(如适当缩短并网前的低速暖机时间)减少燃油和蒸汽消耗,间接改善全周期平均热耗率。

#### 4.6 运行参数边界条件的动态寻优

上述各项优化措施并非孤立作用,主蒸汽温度与再热温度、背压与循环水流量、给水温度与抽汽量之间均存在耦合关系。建议基于热耗率在线监测平台,开展运行参数的动态寻优——在保证安全约束的前提下,以热耗率为目标函数,以可调参数(如滑压设定值、循环水流量、加热器水位等)为决策变量,利用简化的热力系统模型进行梯度寻优或响应面分析,输出推荐参数组合。该寻优过程应随边界条件(环境温度、负荷指令、煤质变化)的改变周期性更新,而非固定不变。通过持续的动态寻优,使机组在不同外部条件下始终运行在当期状态下的最佳经济点附近。

### 5 结语

汽轮机热耗率监测与优化是火电企业提升能效的关键。本文解析主蒸汽参数、排汽压力等对热耗的影响机理,探讨在线监测要点,并构建涵盖参数调整、冷端优化及动态寻优的多层次优化体系。核心观点指出,热耗率监测的价值在于通过“监测—识别—定位—实施—验证”闭环,推动管理从经验型向数据驱动型转变。随着智能技术发展,未来将向预测型演进,即基于当前工况预测趋势并提前干预,实现从“反应式”到“前瞻式”优化的跨越,为机组全生命周期经济性提供坚实技术支撑。

#### 参考文献

- [1] 付忠广,刘金福,曹浩.基于数据驱动的汽轮机热耗率在线监测方法研究[J].动力工程学报,2022,42(3):217-224.
- [2] 王培红,陈强,李勇.火电机组热耗率监测与诊断技术综述[J].热力发电,2021,50(7):1-9.
- [3] 李建强,刘吉臻,田亮.基于热耗率偏差分析的汽轮机运行优化策略[J].中国电机工程学报,2020,40(18):5889-5898.
- [4] 司凤琪,徐治泉,周建新.火电机组性能监测中的测点数据校验方法[J].东南大学学报(自然科学版),2021,51(4):625-632.