

电厂变频给水泵运行节能技术分析

侯梓维

国家能源集团店塔发电公司, 陕西省渭南市 715600

摘要: 电厂给水泵作为火力发电系统的核心辅机之一, 其运行能耗占机组厂用电的 20%~30%, 直接影响机组经济性。传统定速给水泵在变负荷工况下存在能量浪费问题, 变频技术的应用为优化其运行提供了有效途径。文章从给水泵工作特性出发, 结合变频控制原理, 通过实验对比分析定速与变频运行模式下的能耗差异, 探讨变频技术在电厂给水泵中的节能潜力及关键技术要点, 为同类机组节能改造提供参考。

关键词: 电厂; 变频; 给水泵; 运行节能

引言

火力发电厂中, 锅炉给水系统需根据机组负荷动态调整给水量, 以维持主蒸汽压力稳定。传统配置中, 给水泵多采用定速运行模式, 通过调节出口阀门开度实现流量控制。该方式在低负荷工况下会导致大量节流损失, 泵效率显著下降, 造成能源浪费。随着电力行业节能降耗要求日益严格, 变频调速技术凭借其良好的调速性能和节能效果, 逐步应用于电厂给水泵系统。本文针对电厂给水泵运行特点, 结合实验验证, 分析变频技术的节能机制及实施要点。

1 电厂给水泵运行特性与变频控制原理

1.1 给水泵工作特性

电厂给水泵多为离心式泵, 其性能曲线呈现典型的离心泵特性: 流量与转速成正比, 扬程与转速平方成正比, 轴功率与转速立方成正比 ($P \propto n^3$)。当机组负荷降低时, 若维持泵转速不变, 需通过关小出口阀门限制流量, 此时阀门节流损失随开度减小呈指数级增长, 泵效率 (η) 大幅下降^[1]。例如, 当流量降至额定值的 70% 时, 定速泵效率可能从 85% 降至 60% 以下, 能量损失显著增加。

1.2 变频控制基本原理

变频技术通过电力电子变换器调节电机输入频率, 实现泵转速连续可调。根据泵的相似定律, 当转速从 n_1 降至 n_2 时, 流量: $Q_2 = Q_1 \cdot (n_2 / n_1)$, 扬程

$H_2 = H_1 / (n_2 / n_1)^2$, 轴功率 $P_2 = P_1 / (n_2 / n_1)^3$ 。可见, 通过

降低转速替代阀门节流, 可在满足流量需求的同时, 大幅减少能耗。

1.3 变频系统组成

电厂变频给水泵系统主要由变频器、异步电动机、离心泵及控制系统构成。控制系统通过采集锅炉水位、主蒸汽压力等信号, 计算所需给水量, 输出频率指令至变频器, 动态调整电机转速, 实现给水流量的精准控制^[2]。

2 关键技术分析

2.1 转速调节范围优化

给水泵作为离心式流体机械, 其运行稳定性与流体在叶轮内的流动状态密切相关。当通过变频技术降低泵转速以匹配变负荷需求时, 若转速过低, 叶轮入口处流体径向流速显著降低, 导致流体在叶轮叶片压力面与吸力面间的压力差减小, 流体因离心力不足难以有效被甩向叶轮出口, 进而在叶轮进口附近形成回流区^[3]。这种回流现象会引发局部流体分离, 造成叶轮内流场畸变, 不仅加剧泵体振动, 还会使泵效率因内部能量损失 (如涡流损失、摩擦损失) 的增加而大幅下降。实验数据表明, 当转速降至额定值的 30% 以下时, 流体分离现象尤为明显, 泵效率可能从额定工况的 80% 以上骤降至 50% 以下, 且振动幅值超过《旋转机械转轴径向振动的测量和评定》(GB/T 11348.5-2008/ISO 7919-5: 2005) 规定的安全阈值。实际运行中, 控制系统会根据实时负荷需求动态调整转速, 在满足给水流量的前提下, 尽可能维持转速高于该临界值, 以避免流体分离, 保障泵体长期运行的稳定性与效率。

2.2 负载匹配控制策略

给水泵作为典型的大惯性、强非线性被控对象, 其流量-扬程特性曲线呈抛物线型, 流量-功率特性曲线则为三次方关系, 传统 PID 控制在变负荷工况下难以实现精准调节^[4]。当机组负荷快速变化时, 给水量需求随之波动, 常规 PID 控制器因参数固定, 易出现超调或调节滞后 (如给水量响应慢于需求变化), 导致主蒸汽压力波动, 影响锅炉燃烧稳定性。针对这一问题, 采用模糊 PID 控制策略可有效提升调节性能。该策略以给水量实际值与设定值的偏差 (e) 及偏差变化率 (e_c) 作为输入变量, 通过预设的模糊规则动态调整比例 (K_p)、积分 (K_i)、微分 (K_d) 系数: 当偏差较大时, 增大 K_p 以加速响应, 同时减小 K_i 以避免积分饱和; 当偏差较小时, 降低 K_p 以减少超调, 增大 K_i 以消除稳态误差; 当

偏差变化率较快时，增大 Kd 以抑制振荡^[5]。

2.3 电网谐波抑制

变频器作为变频给水泵系统的核心部件，其整流单元（将工频交流电转换为直流电）与逆变单元均采用电力电子开关器件（如 IGBT），在运行过程中会产生大量高次谐波，主要为 5 次、7 次、11 次等，谐振频率计算公式（1），用于使滤波器对特定谐波（如 5 次）形成低阻抗通道：

$$f_r = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}} \quad (1)$$

f_r ：滤波器谐振频率（Hz），应与目标谐波频率相等，例如 5 次谐波为 $5 \times 50=250\text{Hz}$ ；L：滤波器电感值（H）；C：滤波器电容值（F）。

这些谐波电流注入电网后，会导致电网电压畸变，影响其他电气设备的正常运行；同时，谐波电压作用于电机绕组时，会因趋肤效应和邻近效应加剧绕组发热，缩短电机绝缘寿命；此外，谐波还可能与系统中的电感、电容元件发生谐振，放大谐波电压/电流，威胁电网安全。为解决此问题，通常在变频器输入侧加装无源滤波器（LC 滤波电路）。该装置由电感（L）与电容（C）串联构成，通过调整 L、C 参数使其谐振频率与主要谐波频率（如 5 次谐波，频率为 250Hz）一致，从而对该次谐波形成低阻抗通路，将其旁路分流，减少注入电网的谐波电流^[6]。

3 实验验证与结果分析

3.1 实验平台搭建

实验在某 300MW 机组给水泵系统上进行，系统配置为：定速电机（功率 560kW，转速 2980r/min）、离心泵（额定流量 1200t/h，额定扬程 1800m）、变频器（容量 630kVA）。实验分为两组：①定速运行模式（阀门调节）；②变频运行模式（模糊 PID 控制）。其中，泵轴功率计算如下式（2）：

$$P_{\text{轴}} = \frac{\rho \cdot g \cdot Q \cdot H}{\eta_p} \quad (2)$$

$P_{\text{轴}}$ ：泵轴功率（W）； ρ ：水密度（约 1000 kg/m³）；g：重力加速度（9.81 m/s²）；Q：流量（m³/s）；H：扬程（m）； η_p ：泵效率（一般为 0.7~0.9）。

3.2 实验工况设计

选取机组典型负荷点进行测试，包括 100%BMCR（锅炉最大连续蒸发量，对应给水量 1200t/h）、75%BMCR（900t/h）、50%BMCR（600t/h）三个工况，每个工况稳定运行 30min 后采集数据。

3.3 实验结果对比

3.3.1 能耗分析

在本实验能耗分析中，选取 300MW 机组给水泵系统的不同负荷工况（100%、75%、50% BMCR）下，对比定速与变频两种运行模式的能效表现。具体数据见下表 1。

表 1 两组能耗对比

工况	运行模式	流量(t/h)	阀门开度(%)	泵转速(r/min)	泵效率(%)	输入功率(kW)
100%BMCR	定速	1200	100	2980	82	545
100%BMCR	变频	1200	100	2980	83	550
75%BMCR	定速	900	65	2980	71	410
75%BMCR	变频	900	100	2235	78	320
50%BMCR	定速	600	30	2980	58	325
50%BMCR	变频	600	100	1639	76	215

注：输入功率为电机实测有功功率。

表 1 列出了不同工况下两种模式的运行参数。定速模式中，50%BMCR 工况阀门开度仅 30%，泵效率降至 58%；变频模式下，通过降低转速（至额定转速的 55%），泵效率维持在 75% 以上。计算得，50%BMCR 工况下变频模式单小时节约 120kWh，节能率达 32%。

3.3.2 系统稳定性

(1) 给水泵系统的稳定性

电厂给水泵系统的稳定性是保障机组安全运行的核心要素，其响应特性直接影响负荷变化的跟踪能力。传统定速运行模式下，给水量调节依赖出口阀门的机械动作，由于阀门节流过程存在显著的滞后性与非线性特性，当机组负荷波动时，阀门开度调整需经历“指令传输-机械位移-流量响应”的长链路延迟，导致给水量响应时间长达 4.2s。主蒸汽压力波动对比如下图 1 所示。

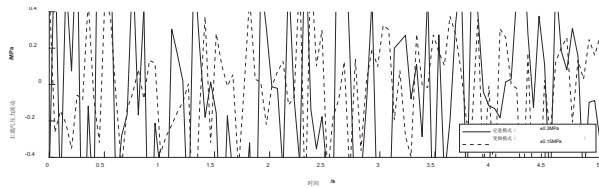


图 1 主蒸汽压力波动对比

如上图 1 所示,在此过程中,主蒸汽压力因流量调节滞后出现剧烈波动 ($\pm 0.3\text{MPa}$),可能引发锅炉燃烧不稳定甚至灭火风险。变频模式下,系统通过调节电机转速直接控制泵的输出流量,省去了阀门节流的中间环节。配合模糊 PID 控制策略,控制器可基于实时给水量偏差及变化率动态调整比例、积分、微分系数^[7]:负荷变化初期,控制器通过增大比例系数加速响应,同时抑制积分饱和以避免超调;负荷稳定阶段,通过优化积分时间消除稳态误差。这种“直接调节+智能控制”的双重优化,将给水量响应时间缩短至 1.8s,显著提升了系统对变负荷需求的跟踪能力,为后续压力稳定提供了基础保障。

(2) 主蒸汽压力波动

主蒸汽压力波动是反映给水泵系统稳定性的关键指标,其本质是给水量与锅炉蒸发量的动态匹配程度。主蒸汽压力波动对比如下图 2 所示。

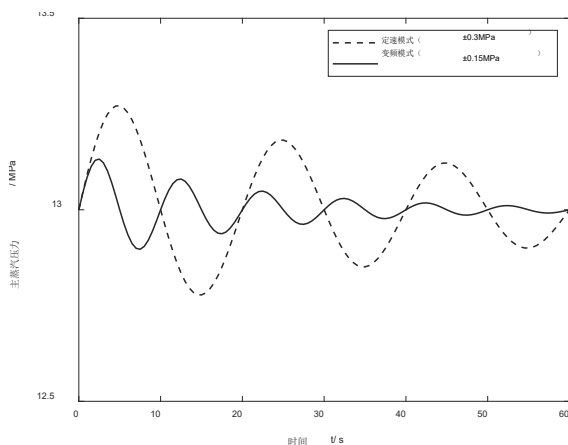


图 2 主蒸汽压力波动对比

如上图 2 所示,定速模式下,因给水量响应滞后,当机组负荷快速变化时,给水量无法及时跟随需求调整,导致蒸发量与给水量失衡,压力波动幅度可达 $\pm 0.3\text{MPa}$,可能引发锅炉受热面应力损伤或汽轮机进汽参数异常。变频模式下,系统通过缩短给水量响应时间 (1.8s) 并提升调节精度,实现了流量的精准跟踪。模糊 PID 控制策略进一步增强了系统对非线性、大惯性特性的适应性:当负荷变化率较高时,控制器优先通过微分项预测偏差趋势并提前调整转速,抑制压力波动的进

一步扩大;当负荷接近目标值时,通过积分项消除残余误差,确保给水量与蒸发量严格匹配。这种动态调节机制使主蒸汽压力波动幅度降至 $\pm 0.15\text{MPa}$,有效避免了因压力剧烈变化导致的设备损伤,同时为汽轮机提供了更稳定的进汽条件,提升了整个机组的运行安全性与经济性。

4 结论

研究围绕电厂变频给水泵运行节能技术展开分析,核心结论如下:变频技术通过转速调节替代传统阀门节流的控制方式,在降低给水泵能耗方面展现出显著效果,尤其在机组低负荷运行工况下,其节能优势更为突出,有效提升了泵组的运行效率。针对变负荷工况下给水泵大惯性、非线性的特性,采用模糊 PID 控制策略可优化系统调节性能,相较于常规 PID 控制,能更精准地跟踪给水量需求变化,提升系统响应速度与调节精度,增强主蒸汽压力稳定性。同时,通过在变频器输入侧加装无源滤波器,可有效抑制电力电子器件运行产生的高次谐波,降低谐波对电机绝缘性能及电网电能质量的影响,保障系统安全可靠运行。实际工程应用中,需重点关注转速下限的合理设置以避免泵内流体分离、变频器与电机冷却系统的定期维护以防止高温损伤,以及结合机组长期运行数据对控制参数进行动态优化,进一步提升节能效果。综上,变频给水泵技术通过多维度的优化措施,在降低能耗、提升控制性能及保障系统安全等方面具有显著的节能潜力与工程应用价值,可为同类电厂给水泵系统的节能改造提供重要技术参考。

参考文献

- [1] 陈海军,许睿,赵景才,龙吉生.垃圾焚烧发电厂变频给水泵运行改造节能分析[J].环境卫生工程,2024,32(03):59-63.
- [2] 张欣.超临界机组变频循环水泵节能自动控制技术[J].工业仪表与自动化装置,2022,(06):36-40.
- [3] 史进中.给水泵变频改造节能分析[J].锅炉制造,2022,(04):62-64.
- [4] 赵雪杉,潘效军.深度调峰机组电动给水泵的变频改造节能分析[J].山东科学,2022,35(03):54-61.
- [5] 朱振荣,刘子军,张哲宏,郑红旗.行星变频调速技术应用于电厂给水泵节能改造的探索[J].热能动力工程,2022,37(05):143-148+156.
- [6] 代昱鹏.煤电厂给水泵的变频改造研究[J].机械管理开发,2022,37(02):200-202.
- [7] 郝鑫宇,杨俊,田宏亮.火力发电厂电动给水泵变频节能改造[J].产业创新研究,2021,(24):97-99.