

# 超临界锅炉启动过程中壁温控制关键技术探讨

胥 静

贵州金元黔西中水发电有限公司 贵州省毕节市 5515000

**摘要:** 针对 660MW 超临界直流锅炉启动阶段受热面壁温调控难题, 结合某电厂 2×660MW 超临界机组 (配备 DG2100/25.4 型超临界直流锅炉) 的工程实践, 系统分析启动过程中屏式过热器、水冷壁壁温分布特性及影响机理。基于现场调试数据, 提出水煤比动态调控、燃烧参数优化、启动参数匹配等关键控制策略, 并通过实际案例验证其有效性。研究结果为同类机组安全高效启动提供理论依据与技术参考。

**关键词:** 超临界直流锅炉; 启动过程; 壁温控制; 水煤比; 燃烧调整

超临界锅炉凭借高参数、高效率特性成为燃煤发电主力机型, 其启动过程中壁温控制是保障受热面安全的核心技术难点。以某电厂实际工程为例, 其配备的 2×660MW 超临界机组 (DG2100/25.4 型超临界直流锅炉) 采用前后墙对冲燃烧方式, 启动阶段频繁出现屏式过热器 (以下简称“屏过”) 壁温超限 (设计限值 620℃) 及水冷壁温差偏大问题。据机组调试记录, 冷态启动中屏过壁温峰值达 625℃, 超出设计值 5℃, 水冷壁垂直管屏出口最大温差达 82℃, 严重制约机组安全启停。本文结合该机组工程数据, 深入剖析壁温异常机理, 构建精细化控制策略体系, 旨在提升超临界机组启动过程的安全性及经济性。

## 1 启动阶段壁温分布特性及影响机理

### 1.1 壁温分布特征解析

#### 1.1.1 屏式过热器壁温演变规律

在 660MW 超临界直流锅炉启动过程中, 屏过壁温呈现显著的阶段性特征。启动初期 (100–180MW 负荷段) 及湿态转干态阶段, 壁温超限风险显著升高<sup>[1]</sup>。根据机组调试数据, 当负荷升至 140MW 时, 屏过壁温峰值达 625℃, 超过设计限值 5℃, 超限持续时间约 28 分钟。

低负荷阶段 (<180MW), 主汽压力维持在 5–8MPa, 受限于直流锅炉最低给水流量控制要求 (486t/h), 水冷壁内工质汽化率不足, 流经屏过的蒸汽流量仅为额定值的 25%–30% (实测负荷 150MW 时流量 420t/h, 较设计值低 35%)。蒸汽流量不足导致对流传热能力下降, 屏过壁温随负荷增加呈非线性上升趋势。

湿态转干态过程中, 燃料量需从 45t/h 快速提升至 115t/h

以建立主汽压力, 此阶段主汽压力从 8MPa 升至 14MPa, 炉膛出口烟温同步升高 120℃, 屏过区域辐射与对流吸热量叠加增加, 导致壁温出现阶跃式增长。

#### 1.1.2 水冷壁壁温分层特性

锅炉水冷壁采用垂直内螺纹管结构, 启动过程中壁温沿炉膛高度呈现显著分层特性。下部水冷壁壁温随负荷增加呈线性上升, 并网至湿态转干态前 (约 300MW), 平均温升速率为 1.2℃/MW, 负荷 300MW 时壁温平均值为 350℃, 处于安全区间。

湿态转干态后, 上部垂直水冷壁壁温出现突升现象, 负荷 380MW 时壁温峰值达 405℃, 较下部水冷壁高 35℃。沿炉膛高度方向, 上部水冷壁管间最大温差达 82℃, 超出设计允许值 (≤80℃)。该现象源于上部炉膛热负荷分布不均 (前后墙热负荷偏差达 15%) 及工质流量偏差 (垂直管屏间流量差异 ±8%), 导致局部管屏热流密度超限。

## 1.2 壁温超限影响因素辨识

### 1.2.1 工质侧热平衡失调

直流锅炉启动阶段需维持最低给水流量以保证水冷壁安全, 但低负荷时给水流量相对过剩 (如负荷 100MW 时流量 486t/h, 远超实际蒸发量 200t/h), 未汽化工质携带热量经启动分离器排出, 导致进入屏过的蒸汽量不足。工质侧冷却能力下降与燃烧侧热量输入增加的双重作用, 导致屏过壁温偏离设计值。

传统水煤比控制逻辑采用固定比例调节, 负荷变化速率 > 3MW/min 时, 中间点温度滞后响应时间达 120s。湿态转干态过程中, 分离器出口过热度波动幅度达 ±15℃, 引

发屏过壁温剧烈震荡<sup>[2]</sup>。实测显示，过热度每波动 1℃，屏过壁温相应波动 8–10℃。

### 1.2.2 燃烧侧热负荷波动

一次风系统设计存在抢风风险，负荷 646–660MW 阶段，一次风压从 12kPa 突增至 14kPa，导致火焰中心上移 1.8m，炉膛出口烟温从 1080℃ 升至 1200℃。烟温升高使屏过对流吸热量增加 22%，同时火焰中心偏移加剧屏过区域热负荷分布不均（左右侧壁温偏差达 30℃）。

磨煤机实际最大出力 65t/h，较设计值（78t/h）低 16.7%，且煤粉细度偏大（R90=18%，设计值 ≤ 15%）。煤粉颗粒粗导致燃烧延迟，火焰中心上移，屏过区域辐射吸热量占比从 35% 升至 42%，加剧壁温超限风险。

上层燃尽风开度 > 40% 时，炉膛出口烟温偏差达 50℃，局部区域热流密度超出设计值 18%。二次风与一次风动量匹配不合理，导致炉内气流组织紊乱，水冷壁近壁面温度梯度增大，管间温差超限。

### 1.3 控制策略局限性

冷态启动初期采用主汽压 5MPa、温度 380℃ 的冲转参数，此时蒸汽过热度仅 30℃，接近饱和状态，工质对壁温扰动敏感性显著增强。主汽压力每降低 1MPa，屏过壁温对燃料量变化的响应系数增加 12℃/(t/h)。

给水泵与液力耦合器选型不匹配，导致给水流量波动幅度达 ±15t/h。流量波动通过水煤比控制链传递，放大中间点温度偏差，进而引发屏过壁温波动。实测显示，给水流量波动 ±10t/h 时，屏过壁温标准差增加 8℃。

## 2 壁温控制关键技术体系构建

### 2.1 水煤比动态调控策略

#### 2.1.1 中间点温度自适应控制模型

在超临界直流锅炉启动过程中，汽水分离器出口过热度是反映工质相变状态的核心参数。通过解析该 660MW 机组 DG2100/25.4 型锅炉启动过程的工质相变特性，建立“负荷–过热度”双变量动态修正模型。该模型基于现场调试数据，明确不同负荷区间的过热度控制阈值及给水流量调节逻辑（表 1）。

低负荷段（<150MW），工质在水冷壁内汽化率不足 30%，过热度控制目标设定为 30–40℃，以避免汽水分离器出口工质带水<sup>[3]</sup>。中高负荷段（>300MW），工质进入全过热状态，过热度提升至 50–60℃，确保屏过内蒸汽具有足够

冷却能力。引入燃料量变化率前馈控制，当燃料量变化速率超过阈值时，通过给水流量预调整缩短中间点温度响应滞后时间，实测显示该策略将响应时间从 120s 缩短至 65s，壁温震荡幅度降低 40%。

表 1 水煤比动态调控参数表

负荷区间 (MW)	过热度控制目标 (℃)	给水流量调节阀值 (t/h)	燃料量变化率阈值 (t/h·min)
<150	30–40	±24 (对应 ±5%)	>1.5
150–300	40–50	±14.6 (对应 ±3%)	>2.0
>300	50–60	±9.7 (对应 ±2%)	>2.5

#### 2.1.2 燃料量阶梯式递增策略

针对湿态转干态阶段（30% BMCR 负荷以下转至以上）的热量突变问题，实施三阶段燃料量递增方案（表 2）。第一阶段燃料量从 45t/h 增至 75t/h，增幅 66.7%，稳定运行 40min 以建立稳定燃烧工况，期间通过等离子点火系统维持燃烧稳定性。第二阶段增至 100t/h，增幅 33.3%，维持 30min 使汽水系统适应负荷变化，此时分离器出口过热度控制在 45 ± 2℃。第三阶段升至 115t/h，完成转态，各阶段燃料量变化速率均控制在 2.5t/h·min 以内。

表 2 湿态转干态燃料量递增方案

阶段	燃料量起始值 (t/h)	燃料量目标值 (t/h)	持续时间 (min)	分离器出口过热度 (℃)
一	45	75	40	43–47
二	75	100	30	44–46
三	100	115	20	45–50

该策略通过分段稳定燃烧热量输入，避免燃料量骤增导致炉膛出口烟温突变。实测数据显示，湿态转干态阶段屏过壁温波动幅度从 ±25℃ 缩小至 ±12℃，分离器出口过热度波动控制在 ±1.5℃ 以内。

### 2.2 燃烧系统优化控制技术

#### 2.2.1 煤粉细度与风速协同调控

磨煤机出口煤粉细度（R90）直接影响燃烧特性。通过调整沈阳重型 MPS235 型磨煤机分离器挡板开度至 35%、液压加载力至 13MPa，将启动阶段煤粉细度 R90 从设计值 ≤ 15% 进一步优化至 10%–12%。同时，限定磨煤机出口风速 ≤ 22m/s，避免因风速过高导致火焰中心上移。现场测试表明，R90 从 18% 降至 11% 时，炉膛出口烟温从 1200℃ 降低至 1155℃，降幅 45℃，屏过壁温峰值从 625℃ 下降至 613℃，燃烧延迟时间缩短 18s。该调控策略通过减小煤粉

颗粒平均粒径(从  $50\mu\text{m}$  降至  $35\mu\text{m}$ ),提升煤粉燃烧速率,使燃烧放热中心从炉膛上部下移  $0.8\text{m}$ ,屏过区域辐射吸热量占比从  $42\%$  降至  $37\%$ ,有效降低壁温峰值。

### 2.2.2 二次风配风优化模型

采用“底层强旋流、上层弱扰动”配风原则,通过分层控制二次风开度优化炉内气流组织(表3)。底层燃烧器二次风开度维持  $45\% \sim 50\%$ ,对应旋流强度  $0.8 \sim 0.9$ ,形成稳定的旋转火焰核心,增强燃料与空气的混合效率。中层开度  $30\% \sim 35\%$ ,确保燃料充分燃尽。上层燃尽风开度  $\leq 25\%$ ,抑制  $\text{NO}_x$  生成的同时避免火焰上移。

表3 二次风分层配风控制参数

燃烧器层位	二次风开度(%)	旋流强度	二次风箱-炉膛压差(kPa)	风量均匀性误差(%)
底层	45-50	0.8-0.9	0.6-0.8	$\leq 4$
中层	30-35	-	0.5-0.7	$\leq 5$
上层	20-25	-	0.4-0.6	$\leq 6$

通过维持二次风箱与炉膛压差  $0.6 \sim 0.8\text{kPa}$ ,各层风量分配均匀性误差控制在  $\leq 5\%$ ,炉膛出口烟温偏差从  $50^\circ\text{C}$  缩小至  $32^\circ\text{C}$ ,水冷壁近壁面温度梯度降低  $15\%$ ,有效抑制管间温差超限。

## 2.3 启动参数匹配优化方法

### 2.3.1 冲转参数优选方案

冷态启动参数选择直接影响蒸汽冷却能力。原冲转参数(主汽压  $5\text{MPa}$ 、主汽温  $380^\circ\text{C}$ )下,蒸汽过热度仅  $32^\circ\text{C}$ ,接近饱和状态,屏过冷却能力不足。优化后采用“主汽压  $9\text{MPa}$ 、主汽温  $430^\circ\text{C}$ 、真空  $68\text{kPa}$ ”参数组合,蒸汽流量从  $330\text{t/h}$  提升至  $435\text{t/h}$ ,增幅  $32\%$ ,过热度提升至  $80^\circ\text{C}$ ,远离饱和区。该参数下,屏过壁温峰值从  $625^\circ\text{C}$  降至  $610^\circ\text{C}$ ,降幅  $15^\circ\text{C}$ ,且蒸汽密度增加  $18\%$ ,管内对流传热系数提升  $22\%$ ,有效增强受热面冷却效果<sup>[4]</sup>。同时,主汽压提升至  $9\text{MPa}$  后,水冷壁工质密度增加  $8\%$ ,水动力稳定性提升,低负荷阶段工质流量波动幅度从  $\pm 15\text{t/h}$  缩小至  $\pm 9\text{t/h}$ 。

### 2.3.2 旁路系统协同控制逻辑

启动初期维持高旁开度  $80\% \sim 85\%$ ,主汽压上升速率控制在  $\leq 0.3\text{MPa/min}$ ,避免压力骤升导致工质汽化率突变。当负荷升至  $300\text{MW}$  且主汽压达  $14\text{MPa}$  时,以  $0.1\text{MPa/min}$  速率逐步关小旁路至全关,期间主汽压波动控制在  $\leq 0.4\text{MPa}$ 。

该控制逻辑使旁路关闭阶段工质流量波动幅度从  $\pm 18\text{t/h}$

缩小至  $\pm 8\text{t/h}$ ,水冷壁壁温波动幅度从  $\pm 22^\circ\text{C}$  收窄至  $\pm 10^\circ\text{C}$ 。实测显示,湿态转干态过程中水冷壁出口工质温度偏差从  $\pm 15^\circ\text{C}$  降低至  $\pm 8^\circ\text{C}$ ,热应力冲击减少  $45\%$ 。

## 3 工程应用效果验证

某  $660\text{MW}$  机组践行上述优化策略后,启动阶段壁温控制指标实现显著优化:屏过冷态启动壁温峰值降至  $610^\circ\text{C}$ ,较优化前降低  $15^\circ\text{C}$ ,负荷  $180\text{MW}$  时壁温标准差从  $18^\circ\text{C}$  收窄至  $12^\circ\text{C}$ ,温度场均匀性提升  $33\%$ 。水冷壁上垂直管屏出口最大温差由  $82^\circ\text{C}$  控制至  $58^\circ\text{C}$ ,符合设计限值要求,湿态转干态阶段壁温突升幅度从  $75^\circ\text{C}$  收窄至  $45^\circ\text{C}$ ,温升速率由  $2.8^\circ\text{C}/\text{MW}$  降至  $1.5^\circ\text{C}/\text{MW}$ ,热应力冲击显著缓解。经济性层面,冷态启动时长从  $16$  小时缩短至  $12$  小时,燃油消耗量由  $120\text{t}$  减至  $72\text{t}$ ,以燃油单价  $7500$  元/ $\text{t}$  核算,单次启动节约成本  $36$  万元。年等效可用系数提升  $1.2$  个百分点,受热面检修频次年均减少  $2$  次,为机组安全经济运行奠定坚实基础,彰显出该套控制策略在工程实践中的科学性与有效性。

## 4 结论

超临界锅炉启动过程中壁温控制需遵循“工质热量动态平衡、燃烧工况稳定可控、参数匹配协同优化”原则。通过建立水煤比自适应控制模型、优化燃烧参数匹配、优选启动冲转参数,可有效抑制屏过壁温超限及水冷壁温差偏大问题。该技术体系在  $660\text{MW}$  机组的成功应用表明,精细化控制策略能显著提升机组启动安全性与经济性,对同类超临界机组具有重要借鉴价值。未来研究可进一步融合智能算法,构建壁温预测控制模型,实现启动过程的全流程精准调控。

### 参考文献:

- [1] 张清,周强,黎明,罗冲.某  $1000\text{MW}$  超超临界机组锅炉受热面超温原因分析[J].电力系统装备,2024(10):98-100
  - [2] 傅旭峰,汪泽明,鄢传武,马武民.660 MW 超临界锅炉吹管技术的优化及探讨[J].电站系统工程,2024,40(6):25-2629
  - [3] 贲晶晶.630MW 超临界锅炉启动时壁温控制[J].科技创新导报,2022,19(18):42-45
  - [4] 黄晓刚,陈文,曾俊.超临界 W 锅炉启动阶段水冷壁壁温特性分析[J].应用能源技术,2021(7):46-50
- 作者简介:胥静,性别:男,出生:1991年9月,民族:汉族,籍贯:四川南充;学历:本科;职称:助理工程师;研究方向:火电厂  $660\text{MW}$  锅炉专业;