

火电厂锅炉低负荷运行优化及经济性分析

王 旭

内蒙古国华准格尔发电有限责任公司 内蒙古 鄂尔多斯 010300

摘要: 随着我国能源结构转型和可再生能源(如风电、光伏)装机容量的迅猛增长,电网调峰需求日益加剧,传统燃煤火电机组的运行模式正由基本负荷向深度调峰转变。在此背景下,火电厂锅炉长期处于低负荷工况运行已成为常态。然而,锅炉在低负荷下运行会面临燃烧稳定性差、污染物排放超标、热效率降低、设备磨损加剧等一系列技术与经济性挑战。本文系统阐述了火电厂锅炉低负荷运行所面临的典型问题,深入剖析了其成因,并从燃烧系统、制粉系统、风烟系统、自动控制系统及辅机运行方式等多个维度,全面梳理和探讨了当前主流的优化技术路径。在此基础上,构建了涵盖燃料成本、厂用电成本、设备维护成本及环保成本的综合经济性评价模型。实施系统性的低负荷运行优化策略,不仅能有效提升锅炉运行的安全性与环保性,更能显著改善机组在深度调峰工况下的整体经济性,为火电企业实现灵活性改造和可持续发展提供理论依据与实践指导。

关键词: 火电厂; 锅炉; 低负荷运行; 燃烧优化; 深度调峰; 经济性分析

引言

在全球“双碳”目标下,我国以风电、光伏发电为主的间歇性、波动性可再生能源在电力系统中的渗透率不断提高。到2025年底,可再生能源发电装机容量超煤电成第一大电源。这一变革给电网安全稳定运行带来巨大挑战,用电低谷或可再生能源大发时,电网需灵活电源平衡供需、消纳绿电。燃煤火电机组容量大、可控性强,被赋予调峰重任,相关部门出台政策鼓励现役煤电机组灵活性改造,实现深度调峰,使火电厂锅炉频繁、长时间在远低于设计工况下运行。但锅炉是复杂热力系统,设计围绕额定负荷点优化,负荷大幅降低时,炉内燃烧环境剧变,空气动力场等平衡被打破,引发一系列问题,威胁机组安全稳定运行,还导致供电煤耗上升、污染物排放难控、设备寿命缩短,侵蚀电厂利润。因此,科学高效应对锅炉低负荷运行挑战是火电行业核心课题,本文将系统研究其优化方法并深入分析经济性,为火电企业运营决策提供参考。

1 锅炉低负荷运行面临的主要问题及成因分析

锅炉在低负荷下运行,其内部物理化学过程偏离了最佳设计状态,主要表现在以下几个方面:

1.1 燃烧稳定性恶化

这是低负荷运行最核心、最直接的问题。随着负荷的不断降低,进入炉膛的燃料量和总风量随之减少,这直接导致炉膛容积热负荷,即单位时间、单位炉膛容积内释放的热量,出现显著下降。炉膛容积热负荷的降低,使得炉膛内的平均温度水平难以维持,进而造成煤粉气流的着火点推迟,燃烧反应速率明显减慢。在这样的工况

下,炉内火焰往往变得暗淡无力,呈现出飘忽不定的状态,局部区域甚至可能出现熄火现象。一旦发生灭火事故,不仅会迫使机组非计划停机,中断电力供应,更严重的是,若运行人员处理不当,炉膛内积聚的可燃物可能瞬间爆燃,引发灾难性的炉膛爆炸事故,对人身和设备安全构成极大威胁。

1.2 污染物排放控制难度加大

低负荷工况对污染物排放的控制构成了严峻挑战。为了维持燃烧的稳定性,运行人员常常不得不增大过量空气系数,即增加送入炉膛的风量。这种操作虽然有助于稳定火焰,但同时也带来了负面效应:炉内氧浓度的升高极大地促进了热力型氮氧化物(NO_x)的生成^[1]。此外,低负荷下炉膛扰动减弱,燃烧组织变得困难,容易在局部区域形成高温区,这同样会加剧 NO_x 的排放。另一方面,由于炉温偏低且燃料与空气混合不均,部分区域可能出现缺氧燃烧的状况,从而产生大量的一氧化碳(CO)以及飞灰和底渣中含量较高的未燃尽碳。这不仅意味着化学不完全燃烧和机械不完全燃烧热损失的增加,直接造成了燃料的浪费,也使得烟气中的污染物成分更加复杂,给后续的环保设施带来更大压力。

1.3 锅炉热效率显著下降

低负荷运行导致锅炉热效率的显著下滑,是多种不利因素共同作用的结果。首先,排烟热损失大幅增加。尽管燃料输入量减少了,但为了保证燃烧稳定以及满足选择性催化还原(SCR)脱硝系统对入口烟气温度的要求,引风机和送风机的调节往往存在滞后性,导致实际排烟量并未同比例减少。有时,为了刻意提高烟温以满

足脱硝需求,甚至会关小烟气挡板,这反而使得排烟温度相对升高,排烟热损失在总热损失中的占比急剧扩大。其次,散热损失的占比被动上升。锅炉的外表面积是固定的,其向环境散失的热量基本是一个常数。当机组负荷降低、总的输入热量减少时,这部分固定的散热损失在总损失中所占的份额自然就水涨船高。最后,不完全燃烧热损失也明显增加。前文所述的CO和未燃尽碳的增多,直接反映了燃料未能充分释放其化学能,这部分能量随烟气和灰渣被白白带走,进一步拉低了锅炉的整体热效率。

1.4 受热面安全风险增加

锅炉受热面在低负荷工况下面临着多重安全风险。对于采用自然循环或强制循环的锅炉,在极低负荷下,蒸发受热面内的工质流量会大幅减小。当流量降低到一定程度时,水循环流速可能过低,从而引发停滞、倒流等水动力不稳定现象。这些异常流动状态会导致管壁得不到充分冷却,局部管壁温度急剧升高,最终可能引发超温爆管事故。与此同时,低负荷下燃烧不充分所产生的还原性气氛,例如硫化氢(H₂S)和一氧化碳(CO),会与水冷壁管材发生化学反应,加剧高温硫腐蚀。此外,为了确保SCR脱硝催化剂的活性,有时需要通过调整省煤器旁路等方式来提高省煤器出口的烟气温度^[2]。然而,这种操作可能导致空气预热器(空预器)冷端的金属壁温低于烟气的酸露点,从而引发严重的低温硫酸腐蚀,并伴随大量粘性硫酸盐的沉积,造成空预器堵塞,影响锅炉通风,形成恶性循环。

1.5 辅机设备能耗比失衡

锅炉的主要辅机,如引风机、送风机、一次风机和磨煤机,大多采用定速电机驱动。在高负荷工况下,这种配置尚可接受,但在低负荷运行时,其能耗特性便暴露出严重缺陷。虽然系统所需的实际功率随着负荷的降低而大幅下降,但由于这些辅机普遍采用节流调节方式(如调节挡板或入口导叶开度),其轴功率的下降幅度远小于流量或压力的下降幅度。这就导致了一个悖论:机组发的电少了,但辅机消耗的自用电比例却异常升高,即厂用电率显著攀升。这种能耗比的严重失衡,不仅直接增加了电厂的运营成本,也进一步恶化了机组在低负荷下的整体经济性能。

2 锅炉低负荷运行优化技术路径

2.1 燃烧系统优化

燃烧系统的优化是解决低负荷问题的根本。通过精细化调整二次风门的开度,可以构建“倒塔形”或“束腰形”的切圆燃烧模式,从而强化炉膛内的烟气扰动,

有效延长煤粉颗粒在高温区的停留时间,促进其充分燃尽。同时,广泛应用的空气分级燃烧技术,通过在主燃区控制为缺氧环境以抑制NO_x的初始生成,再在燃尽区补充空气确保燃料完全燃烧,实现了稳燃与低氮的双重目标。此外,等离子体点火或微油点火稳燃技术的应用,能够在煤粉喷口处建立一个高能量密度的稳定点火源,即使在极低的煤粉浓度下也能可靠点燃并维持燃烧,从而替代传统高能耗的大油枪,大幅降低甚至完全消除稳燃用油^[3]。更有前瞻性的技术如富氧燃烧或烟气再循环(FGR),前者通过提高着火区的氧分压来加速燃烧反应,后者则利用低温烟气来调节火焰温度和炉内充满度,在抑制NO_x的同时增强燃烧稳定性。

2.2 制粉系统优化

制粉系统的运行方式对低负荷燃烧稳定性有着直接影响。在低负荷阶段,合理的策略是停止部分磨煤机的运行,将燃料集中供给少数几台磨煤机,并将其出力调整至较高水平。这样做可以保证单台磨煤机输出的风粉混合物具有足够高的流速和浓度,既有利于煤粉在管道中的稳定输送,也能为其在炉内的快速着火提供有利条件。与此同时,对煤粉品质的控制也至关重要。适当提高煤粉细度,即减小R₉₀值,能够显著增加煤粉颗粒的比表面积,从而改善其着火特性和燃尽率。此外,必须严格控制入炉煤的水分含量,因为过高的水分在进入炉膛后会大量吸热用于蒸发,这无疑会消耗宝贵的炉膛热量,对煤粉的着火过程产生不利的冷却效应。

2.3 风烟系统与自动控制优化

风烟系统的精准调控是连接燃烧优化与自动控制的关键环节。现代优化方案强调基于氧量、一氧化碳(CO)浓度等多参数的实时反馈,建立更为精确的风煤比动态控制模型,从而避免因过度配风而导致的NO_x升高和排烟损失增加。更先进的做法是引入基于炉膛温度场测量或声波测温技术的燃烧诊断系统,通过对炉内燃烧状态的实时感知,实现燃烧过程的闭环优化控制。在具体操作层面,应在确保磨煤机正常运行和煤粉管道不发生堵塞的前提下,尽可能地降低一次风压。这不仅能够有效减少一次风机的电能消耗,还能削弱一次风对炉内高温燃烧区的冷却作用,有利于维持稳定的燃烧环境^[4]。此外,原有的协调控制系统(CCS)逻辑也需要进行适应性重构,使其在低负荷区间具备更平滑的调节特性和更强的抗干扰能力,防止因控制指令的突变而诱发燃烧失稳。

2.4 辅机节能运行方式

辅机系统的节能运行是提升低负荷经济性的直接手段。其中,应用最为广泛且效果最为显著的是高压变频

调速技术。通过对引风机、送风机、一次风机等大功率辅机加装变频器,可以实现“按需供能”,从根本上摒弃了效率低下的节流调节方式,使辅机功耗与负荷需求近乎成线性关系,从而在低负荷下可使厂用电率降低三至五成。对于配置有多台风机的大型机组,在满足安全运行裕度和环境条件允许的极低负荷工况下,还可以探索单侧风机运行的模式。这种运行方式通过停运一半的风机,能够带来风机电耗的断崖式下降,是深度调峰阶段一项极具潜力的节能措施。

3 低负荷运行经济性分析模型构建

为了量化评估不同优化措施的经济效益,本文构建一个综合经济性评价模型。该模型以单位发电量的总成本(元/kWh)为核心指标,其构成如下:

总成本 = 燃料成本 + 厂用电成本 + 设备维护成本 + 环保成本

3.1 燃料成本 (C_{fuel})

燃料成本是最大头,主要取决于供电煤耗(gce/kWh)。

$$C_{\text{fuel}} = (\text{供电煤耗} \times \text{标准煤单价}) \times 10^6$$

其中,供电煤耗 = 发电煤耗 / (1 - 厂用电率)。优化措施通过降低锅炉热损失(特别是 q_2, q_3, q_4)来降低发电煤耗。

3.2 厂用电成本 (C_{aux})

$$C_{\text{aux}} = (\text{厂用电率} \times \text{上网电价}) / (1 - \text{厂用电率})$$

该成本项体现了自用电的机会成本。变频改造等措施能直接、显著地降低此项成本。

3.3 设备维护成本 (C_{maint})

低负荷运行会加速设备老化(如燃烧器烧损、受热面腐蚀、风机叶片磨损)。优化措施通过改善燃烧环境、减少启停次数,可延长设备寿命,降低年均维护费用。此成本可通过历史数据对比或专家评估进行估算。

3.4 环保成本 (C_{env})

环保成本涵盖了排污费、参与碳排放权交易的支出,以及因污染物排放超标而面临的罚款风险。随着环保法规日益严格,这部分成本的重要性愈发凸显。通过优化燃烧过程,可以有效控制氮氧化物(NO_x)和烟尘的原始

生成浓度,使得后续环保设施(如SCR、电除尘器)能在更高效、更稳定的工况下运行,从而确保排放指标持续达标。这不仅避免了潜在的罚款,也降低了单位排放量的治理成本,最终体现在环保成本的下降上。

3.5 综合效益评估

除了直接成本节约外,还需考虑因提升调峰能力而获得的辅助服务市场收益。在电力现货市场或调峰辅助服务市场中,深度调峰机组可以获得额外的补偿费用($P_{\text{compensation}}$)。因此,净收益为:

$$\text{净收益} = (P_{\text{compensation}} - \text{总成本增量}) \times \text{调峰电量}$$

4 结语

本文系统梳理火电厂锅炉低负荷运行问题并分析成因,论证了综合性优化策略的必要性与紧迫性。通过协同优化燃烧、制粉、风烟系统及辅机运行方式,可解决低负荷下燃烧稳定性、污染物排放和效率低等难题。经济性分析显示,风机变频改造等优化措施初期投资虽大,但能短期收回成本并带来长期效益,还提升了机组市场竞争力,助其参与电力辅助服务市场获额外收益。未来,随着人工智能、大数据发展,锅炉低负荷运行优化将更智能精细,数字孪生、机器学习等技术将成为提升灵活性与经济性的新引擎。火电企业应积极拥抱变革,将灵活性改造与数字化转型结合,在新型电力系统中找准定位,实现高质量发展。

参考文献

- [1]黄志武.火电厂锅炉运行优化与节能研究[J].能源新观察,2025,(08):106-107.
- [2]田琪.基于火电厂锅炉燃烧优化技术的关键探究[J].科技与创新,2026,(04):210-212.
- [3]陈哲.火电厂锅炉机组深度调峰运行优化方案[J].能源新观察,2025,(12):53-54.
- [4]左悦.火电厂锅炉燃烧优化及节能减排技术分析[J].电站辅机,2025,46(04):45-48+65.