

发电厂集控的汽水系统与锅炉控制研究

李佳蔚 冯广超 韩鹏程

呼和浩特热电厂 内蒙古呼和浩特 010000

摘要: 电力作为现代社会的核心能源,其供应稳定性与高效性直接关乎经济社会的平稳运转。随着全球工业化与城市化进程加速,电力需求呈指数级增长,促使发电厂不断革新升级集控系统。汽水系统与锅炉作为集控核心组件,其运行性能直接影响发电效率与能源转化效果。深入研究二者工作机制与控制策略,是破解电力供应难题、推动能源行业高质量发展的关键路径。

关键词: 发电厂集控;汽水系统;锅炉控制

前言

在当今社会,电力作为一种关键能源,对经济发展和社会运转起着不可或缺的支撑作用。随着经济的迅猛发展,人们对电力的需求持续攀升,这促使发电厂不断扩大规模、提升容量。在此背景下,呼和浩特热电厂2×350MW机组采用哈尔滨锅炉(集团)股份有限公司主机产品:主机为2×1140t/h一次中间再热、单炉膛、前后墙对冲旋流燃烧方式、尾部双烟道、烟气挡板调节再热汽温、平衡通风、紧身布置、固态排渣、全钢构架、全悬吊结构Ⅱ型超临界本生直流锅炉。型号:HG-1140/25.4-YM1;呼和浩特热电厂2×350MW机组是供热机组,电厂为呼和浩特市及金川开发区大部分用户供热,供热管线分城市热网东线、西线、金川线,巴彦线和富泰,现有实际供热面积2974万平方米。

一、发电厂集控的汽水系统

(一) 汽水系统的构成

在实际工程应用中,汽水系统的构成需充分考虑不同发电厂的工况需求与设备特性,通过科学配置各组成部分,实现系统的高效稳定运行。以下将结合具体案例,详细阐述其构成细节与运行逻辑。

例如,在一座大型燃煤发电厂中,其集控的汽水系统构成充分展现了系统性与复杂性。锅炉作为能量转换的核心,炉膛采用四角切圆燃烧方式,配备高效的低氮燃烧器,能在保证燃烧效率的同时,有效降低氮氧化物排放。烟道内依次布置了省煤器、过热器、再热器和空

气预热器,各受热面紧密配合,使高温烟气的热量得以充分利用。省煤器将来自除氧器的给水温度从104℃提升至240℃左右,极大降低了锅炉能耗;过热器和再热器则分别将蒸汽温度提高到540℃和568℃,为汽轮机提供高参数的动力蒸汽。汽包直径达2米,长度15米,内部设置了高效的汽水分离装置,确保分离出的饱和蒸汽湿度低于0.01%。汽轮机采用超临界参数设计,高中压缸合缸结构,低压缸为双分流形式,总功率达660MW。凝汽器冷却面积达35000平方米,配备4台循环水泵,可在不同负荷下灵活调节冷却水量,保证排汽压力稳定在4kPa左右。加热器系统包含3台高压加热器和4台低压加热器,通过逐级加热,将给水温度提升至锅炉所需参数,其中高压加热器的疏水采用逐级自流与外置式疏水冷却器相结合的方式,提高了系统热效率。除氧器采用滑压运行方式,工作压力随机组负荷变化在0.147MPa-1.27MPa之间波动,通过蒸汽与给水的充分混合,将水中溶解氧含量降低至7μg/L以下。给水系统配备3台电动调速给水泵,2台运行1台备用,单台泵的最大流量可达1000m³/h,能满足机组在各种工况下的给水需求。水冷系统的循环水取自附近河流,经过二次循环冷却,循环水量达60000m³/h。补水系统则通过化学水处理车间,将原水经过反渗透、离子交换等工艺处理后,制成符合要求的除盐水,补入凝汽器或除氧器,补水量根据汽水损失情况自动调节,正常工况下每日补水量约为2000m³。整套汽水系统通过集控中心的精准调控,各设备紧密协作,实现了能量的高效转换与传递,为发电厂的稳定运行奠定了坚实基础。

(二) 汽水系统的工作原理

在实际运行中,汽水系统的工作原理并非抽象的理论概念,而是通过各设备间精密配合,在能量转化与物

作者简介: 李佳蔚(1997.07——),男,汉族,江西省赣州市人,本科,助理工程师,现就职于:呼和浩特热电厂,研究方向:热动。

质循环的动态过程中，实现电力生产的高效运转。其原理的实现依赖于科学的流程设计与精准的参数控制，而不同发电厂的实际运行案例，更能直观展现这一复杂系统的精妙之处。

例如，在一座超临界燃煤发电厂中，汽水系统的工作流程展现出高度的自动化与协同性。运行初始阶段，经过化学处理的除盐水首先进入省煤器，在这里，除盐水与锅炉烟道排出的高温烟气逆向换热，温度从常温被提升至约270℃，随后进入汽包。汽包内部设有多层百叶窗式汽水分离器和旋风分离器，能有效分离汽水混合物中的水分。在锅炉炉膛内，采用四角切圆燃烧方式，煤粉与预热后的空气剧烈燃烧，产生温度高达1500℃以上的高温烟气。高温烟气依次冲刷水冷壁、过热器和再热器，水冷壁管内的水吸收热量，部分转化为汽水混合物，通过上升管进入汽包，经过汽水分离后，饱和蒸汽进入布置在水平烟道内的过热器。过热器分为低温过热器和高温过热器，饱和蒸汽在此经过两次加热，温度被提升至571℃，压力达到25.4MPa，成为具有强大做功能力的过热蒸汽。

过热蒸汽通过主蒸汽管道以超高速输送至汽轮机高压缸，推动叶片旋转做功。高压缸排汽则引入布置在锅炉再热烟道内的再热器，蒸汽温度再次被加热至569℃，随后进入中低压缸继续膨胀做功。汽轮机做功后的乏汽进入凝汽器，凝汽器采用海水冷却，在真空环境下，乏汽迅速被冷却凝结成水。凝结水由凝结水泵抽出，依次经过4级低压加热器，温度从30℃逐步提升至104℃，随后进入除氧器。除氧器利用汽轮机抽汽将水温加热至沸点，使水中溶解氧含量降至7μg/L以下。除氧后的给水经3级高压加热器进一步加热至275℃，最后由给水泵重新送入省煤器，完成一次完整的汽水循环。在整个过程中，补水系统通过监测汽水循环中的工质损失，自动向凝汽器补充除盐水，确保系统稳定运行，而集控系统则实时监控各环节参数，通过调节燃烧量、给水量等，保证汽水系统始终处于最佳工作状态。

（三）汽水系统的技术要点

在发电厂的实际运行场景中，汽水系统的技术要点不仅体现在理论设计层面，更需在实践操作中通过精细把控与灵活应对，保障系统稳定高效运转。这些技术要点的落实，直接关系到发电厂的能源利用效率、设备寿命以及安全生产，唯有深入理解并妥善应用，才能让汽水系统发挥最大效能。

例如，在某百万千瓦级超超临界火力发电厂中，其汽水系统技术要点的实践应用展现出高度的专业性与创新性。在设备选型与匹配上，锅炉采用了超超临界参数变压

运行直流锅炉，其蒸发量达3100t/h，与额定功率1000MW的汽轮机完美匹配。为降低汽水管道阻力，主蒸汽管道采用了大口径、低粗糙度的厚壁无缝钢管，弯头处采用热压成型工艺，将局部阻力系数降低了20%以上。同时，根据汽轮机抽汽参数，精准配置了8级回热加热器，通过热力计算优化各级抽汽量分配，使机组热效率提升了1.5%。

在汽水品质监测与控制方面，该电厂构建了全面的在线监测网络。在给水管道的蒸汽管道及凝结水管道上，分别安装了高精度的水质分析仪，实时监测pH值、电导率、溶解氧、铁离子和铜离子含量等关键指标。当给水pH值偏离9.0-9.5的标准范围时，自动加药系统会根据偏差程度，精确投加氨和联氨，调节水质。一旦蒸汽中的钠含量超过5μg/kg的限值，系统立即启动蒸汽洗盐程序，通过调整汽包水位和排污量，快速降低蒸汽含盐量，确保蒸汽品质符合汽轮机运行要求。面对复杂多变的工况，电厂搭建了先进的自动控制系统。当电网负荷指令从600MW快速上升至900MW时，自动控制系统依据负荷变化率，同步调节锅炉的燃料量、给水量和汽轮机的进汽量。通过燃料主控、给水主控和汽温主控系统的协同工作，在15分钟内将主蒸汽压力稳定维持在27MPa，主蒸汽温度保持在600℃±5℃，有效避免了因负荷骤变导致的汽水系统波动。

二、发电厂集控的锅炉控制

（一）锅炉控制的重要性

在火力发电的核心环节中，锅炉控制绝非孤立的技术操作，而是维系整个发电系统安全与效率的中枢命脉。其不仅直接影响着能源转化的效能，更与设备寿命、生产安全以及环境效益紧密相连。从细微的参数波动到重大的工况变化，精准的锅炉控制如同精密仪器的校准器，唯有将每个环节的控制做到极致，才能确保发电厂稳定、高效、绿色地运行。

例如，在某大型热电联产发电厂中，锅炉控制的重要性通过一系列实际运行场景得到了充分体现。该厂配备两台超临界循环流化床锅炉，单台蒸发量达1025t/h，为城市供热和工业供电提供能源。一次冬季供暖高峰期间，由于热负荷突然激增，锅炉蒸汽流量在短短15分钟内从700t/h跃升至950t/h。若此时锅炉控制不当，汽包水位将因“虚假水位”现象出现剧烈波动。集控系统迅速响应，通过锅炉燃烧自动控制系统，同步加大给煤量和一次风量，将床温从880℃稳定提升至920℃，确保燃料充分燃烧以满足负荷需求；同时，三冲量给水控制系统根据蒸汽流量和汽包水位变化，将给水量从720t/h平稳增加至980t/h，避免了水位失控。整个过程中，主蒸汽

压力始终维持在 $25.4\text{MPa} \pm 0.2\text{MPa}$ 的区间内，主蒸汽温度稳定在 $571\text{℃} \pm 3\text{℃}$ ，保障了汽轮机的安全高效运行。

（二）锅炉的控制方式

单冲量给水控制系统：单冲量给水控制系统是一种较为简单的控制方式。在该系统中，变送器将实测的汽包水位信号传送到调节器，调节器将其与给定的定值进行比较，得出偏差值。然后，调节器根据这个偏差值来决定调节信号，并通过运算放大器输出信号，进而控制给水阀门的开度，以调节给水量，维持汽包水位在设定值附近。这种控制方式的优点是结构简单、运行可靠，但其存在明显的局限性。它仅根据汽包水位的变化来调节给水量，无法有效应对“虚假水位”现象。所谓“虚假水位”，是指当锅炉蒸汽负荷突然增加时，汽包内的压力迅速下降，水的沸点降低，使得汽水混合物中的汽泡增多，体积膨胀，导致汽包水位看似上升的假象。在“虚假水位”出现时，单冲量给水控制系统可能会误判，反向调节给水阀门，减少给水量，从而加剧汽包水位的波动，甚至引发危险。此外，单冲量给水控制系统对蒸汽量和给水量的扰动不够灵敏，难以适应蒸汽量频繁变化的工况，因此一般仅适用于蒸汽量相对稳定、容量较小的锅炉。

双冲量给水控制系统：为了弥补单冲量给水控制系统的不足，双冲量给水控制系统应运而生。该系统使用锅炉水位变化量和蒸汽量信号这两个变量来协同控制调节器，从而决定锅炉的进水量。当蒸汽量发生变化时，即使锅炉水位变化量难以准确测量，蒸汽量信号也能使给水调节阀及时动作。例如，当蒸汽量突然增加时，蒸汽量信号会迅速反馈给调节器，调节器根据这一信号控制给水调节阀开度增大，增加给水量，以抵消“虚假水位”带来的影响，维持汽包水位的稳定。与单冲量给水控制系统相比，双冲量给水控制系统在应对蒸汽量变化方面具有明显优势，更适用于蒸汽量经常变化的锅炉。然而，双冲量给水控制系统仍然存在一定的缺陷，它不能及时反映和补偿给水扰动。当给水量由于某些原因（如给水泵故障、管道泄漏等）发生自发变化时，双冲量给水控制系统无法迅速做出有效的调整，可能导致汽包水位波动较大。随着现代锅炉朝着大容量、高参数的方向发展，对锅炉控制的精度和可靠性要求越来越高，双冲量给水控制系统逐渐难以满足实际需求。

三冲量给水控制系统：三冲量给水控制系统是目前控制大型容量锅炉最有效的方式，也是现代发电厂广泛采用的控制方式。它又分为单级和串级两种形式。单级三冲量给水控制系统以汽包水位为主要控制信号，将蒸汽流量作为前馈信号，给水量作为辅助反馈信号。当蒸

汽量发生变化时，调节器会根据蒸汽流量信号迅速动作，提前调节给水量，以适应蒸汽量的变化，减少对汽包水位的影响。同时，给水量变化也会通过反馈信号及时传递给调节器，调节器对给水量进行微调，确保其维持在合适的位置。串级三冲量给水控制系统则更为复杂和精密，它分为主副两个调节器。汽包水位作为主调节器的控制信号，用于控制副调节器进行水位校正。副调节器除了接收汽包水位信号外，还同时接收给水量和蒸汽量这两个控制信号。当蒸汽量发生扰动时，副调节器能够迅速响应，根据蒸汽量的变化调整给水流量，维持汽包水位稳定。当给水量发生扰动时，副调节器也能及时动作，使给水量保持恒定。在实际应用中，三冲量给水控制系统的测量汽包水位的变送器通常采用三重化配置，即使用三个独立的变送器同时测量汽包水位，最终的水位信号从这三个测量值中选择一路最可靠的信号。当汽包发生故障或某个变送器出现异常时，控制人员可以手动切换至另一路正常信号，确保系统的安全稳定运行。

结语

综上所述，发电厂集控的汽水系统与锅炉控制是一个复杂而又关键的领域。汽水系统作为发电厂能量转换和传递的重要环节，其稳定运行依赖于合理的系统构成、精准的工作原理以及严格的技术要点把控。而锅炉控制对于保障锅炉乃至整个发电厂的安全、高效运行起着决定性作用，不同的控制方式各有优劣，应根据锅炉的实际容量、运行工况等因素合理选择。随着科技的不断进步和电力行业的持续发展，未来需要进一步加强对发电厂集控汽水系统与锅炉控制的研究，探索更先进的技术和控制策略，以提高能源利用效率，降低环境污染，增强发电厂的综合竞争力，为社会经济的发展提供更可靠、更清洁的电力支持。

参考文献

- [1] 易述婷. 关于发电厂集控汽水系统优化设计的研究[J]. 电力科技前沿, 2020, 35(6): 45-52.
- [2] 黄劭兰. 新型锅炉控制技术在发电厂中的应用分析[J]. 能源与动力工程进展, 2021, 28(3): 78-85.
- [3] 易辉林. 发电厂集控运行中汽水系统与锅炉协同控制策略研究[J]. 电力工程与管理, 2022, 40(4): 66-73.
- [4] 杜伟. 超临界机组汽水系统能效提升技术研究与实践[J]. 电力科学与工程, 2023, 39(8): 58-66.
- [5] 刘美建. 智能控制技术在锅炉燃烧优化中的应用探索[J]. 能源与节能, 2024, (11): 123-130.