

火电厂设备节能改造与碳排放协同控制策略探究

王婷婷

华电新疆发电有限公司昌吉分公司 新疆 昌吉 831100

【摘要】：为助力国家“双碳”战略目标实现，从火电厂节能改造角度对碳排放进行协同控制具有重要意义。本文参考华电新疆发电有限公司昌吉分公司相关数据，分析了当前火电厂在改造过程中的不足和面临的挑战，并提出解决方案。全文以燃煤电厂普遍存在机组运行时间较长、机组节能、灵活与排放技术匹配不足、燃料结构复杂以及运行管理智能化水平偏低等问题，针对以上问题提出了高效机组升级、节能与超低排放一体化改造、完善碳排放监测核算体系以及引入智能控制与大数据运维平台等策略，以期为火电行业绿色低碳转型提供参考。

【关键词】：火电厂；节能改造；碳排放

DOI:10.12417/2811-0536.26.04.067

引言

为实现“国家2030年实现碳达峰，2060年实现碳中和”的重大战略目标，推动社会经济与能源发展全面绿色转型，节能减排已是所有火电厂不可回避的话题。随着一些火电厂服役时间的增长，深度调峰运行工况增长，严重影响机组健康水平，节能改造以及相关的低碳环保问题也逐渐呈现。但是火电厂内部的设备更新和技术升级面临着许多挑战：例如降低深调工况能耗水平技术难度大，准东煤、地煤、低钠煤等煤种掺配参烧后引起的燃料结构复杂多样，生产人员流动较快，人员技术水平出现断层等等。如何对这些火电厂进行有效的节能改造，并在此基础上对它们的碳排放水平进行协同控制等都将是未来很长一段时间内的一个巨大的挑战。

1 火电厂在国家“双碳”战略中的角色与压力

我国目前依然以火电为主，火电机组在保障电力系统稳定运行、调节供需平衡等方面起到至关重要的作用。同时为实现国家“双碳”战略，在保证国家一次能源供应稳定的前提下，煤电的清洁化改造和灵活调峰的重要性也日渐凸显。在我国提出“2030年碳达峰，2060年碳中和”的发展目标后，火电厂处在十分关键的位置，其既是排放二氧化碳的大户也是国家减排任务的关键影响因素，并且随着新能源装机容量占电网总装机容量的比例日益增多，煤电机组还承担着保障电网安全的重要任务^[1]。近年来国家相继出台多项节能减排和超低排放新标准，虽然给传统燃煤发电行业带来了巨大的压力，但也对火电企业进行环保治理和技术革新提出了新的要求。

2 火电厂设备节能改造与碳排放协同控制的难题

2.1 机组运行工况多变，节能潜力挖掘难度大

从区域内火电机组构成上看，35万超临界机组占

比超过70%，该类机组建设年代较近，并且经过多轮技术改造，设备整体技术水平并不落后，与60万等级机组相比，现阶段适用性更强，60万机组受建设成本、区域电力需求等因素影响，新增投产的可能性较低。由于新能源装机容量迅速增加，火电机组的功能定位也由原来的电量供应主体，变成了电力系统兜底保障、应急调峰的核心支撑。2025年公司机组利用小时数为4216.9小时，属于火电机组利用小时数断崖式下降的典型代表，区域内同类型机组长期处于40%以下的低负荷工况。低负荷运行时，机组就处在灵活性与节能降耗的突出矛盾之中，一方面为了满足调峰需求，机组要频繁地在低负荷区间启停、变负荷，从而偏离了设计的经济运行工况，造成锅炉燃烧稳定性下降、汽轮机通流效率降低、辅机系统偏离高效运行区间，综合能耗指标明显上升；另一方面，35万超临界机组虽然具备改造提升空间，但是受限于设备设计的额定参数，其节能优化方向主要集中在燃烧调整、辅机变频改造等局部环节，不能通过大规模的技术升级突破工况约束。与新型超超临界机组相比，这类机组在低负荷工况下能耗差异更大，节能潜力挖掘的难度也更大。

2.2 节能改造与排放控制技术匹配度不足

一般来讲，节能改造和碳排放控制的工作目标是协同的，但是在具体工程实施中两者的匹配度并不是很好。虽然该公司完成了机组供热改造、高背压改造等工作，但是从全国火电机组来看，在火力发电厂超低排放改造过程中，很多电厂主要以烟气脱硫、脱硝以及除尘等排放处理装置来达到污染物排放指标要求。由于没有从系统思维层面提升锅炉燃烧系统性能，未提高相应热力循环效率。所以虽然该类火力发电厂烟气污染物已经达到了国家超低标准，但其机组能效却没有同步得到提升，其总体的碳排放依然很大^[2]。此外就是有些节能技术在进行大规模推广应用的过程

中和目前设置的各项排放控制系统存在工艺方面的冲突。

2.3 燃料结构复杂，碳排放监测与核算体系不完善

由于我国煤炭资源禀赋的区域性差异，不同火电厂使用煤的种类存在较大差距。在燃煤元素中的灰分、硫分、挥发分等指标上，最大范围值可超过 50%；此外相当一部分火电厂需要掺烧生物质以及天然气等方式作为辅助燃料，或是以煤矸石、煤泥等低质辅料为主要原料的电厂中，在一定程度上减轻了市场煤炭供给的压力，但是同时却增加了其碳排放核算复杂程度。目前我国对火电企业碳排放测算普遍使用的办法依然是经验系数法，也就是通过发电或者用煤的量与平均碳排放因子相乘获得碳排放数值的方法。这种计算模式并不能实时对当前燃煤所含有的实际碳元素浓度及参数进行检测并精准计算，且当前大多数火电厂燃煤品种丰富多样甚至频繁出现大幅度变化的情况，因而这种方法很难得到有效的数据结果。并且现有的监测体系也给碳减排监测带来困难：部分火电厂虽然拥有碳排放在线检测系统，但是在安装位置方面无法确保能正确代表其整体污染物排放状况，而且经常没有进行定期校准或维护。

2.4 运行管理水平参差不齐，智能化管控能力不足

目前在我国，设备节能、降低碳排放的核心影响因素依然是运行管理水平。在火电厂领域，部分大型电力集团已经在集控系统等领域投入重资并形成了较为完备的智能化运维平台，对厂内所有发电主辅设备运行参数、设备状态及故障进行实时采集、实时分析，为运行调整提供了精准的依据。但另一方面也有不少火电厂仍然依赖手工巡检和经验管理方式，面对煤质变化或负荷波动需要较长时间才能做出工况调整，甚至根本没有针对降低能耗的目标采取运行调控手段。更值得关注的是，在现阶段大量智能传感硬件应用落地后，在部分缺乏高水平运维团队的机组，还存在“系统闲置”、“数据沉睡”的情况^[3]。即建设了大量的智能系统与感知设备，但是因为缺乏相应的专业人才来发挥系统价值，无法对大量采集到的数据进行处理挖掘从而产生业务价值，导致大量的设备状态数据变成“死数据”，没有充分发挥价值，也给后期维护增加负担。

3 火电厂设备节能改造与碳排放协同控制的策略

3.1 推进高效锅炉、汽轮机与发电机组升级改造，提升能效

目前，在新疆地区受地域、环境及气温的影响，

可以继续大力推广 35 万超临界空冷超机组为代表的新型技术。其热效率较常规机组提升 3%~5%。这意味着煤耗率的显著下降，还能直接减少每千瓦时 20~30 克二氧化碳的排放。此外，通过应用低氮燃烧器和分级燃烧技术，可以实现燃烧效率的最大化，同时抑制氮氧化物生成。在汽轮机部分进行改造与升级之时，应着重加强高效通流方面技术手段的应用，如优化动静叶型线、采用三维流动设计及防腐蚀涂层等。传统汽轮机在部分负荷下效率下降明显，而通过上述优化可以使汽轮机的等效热耗率降低 200 千焦/千瓦时左右。根据测算，一台 600 兆瓦机组经过上述优化设计后每年节约约 5 万吨标准煤，减少二氧化碳排放超过 12 万吨；最后针对发电机组而言主要工作内容包括：创新性发展冷却方式并使用更多新型高效率绝缘材料技术（例如氢冷以及高温超导体等），从而大大降低能量损耗和长期稳定性等问题。

3.2 推动超低排放改造与节能改造一体化设计，强化系统耦合优化

如果单独改造节能系统和超低排放系统，很容易造成重复投资、降低各系统的运行效率。一体化的改造技术通过耦合方式让节能改造与超低排放改造产生协同增效作用。以锅炉尾部烟气系统为例，传统工艺中节能设备如空气预热器与超低排放设备如湿法脱硫塔往往分开设置，导致烟气温度和阻力的耦合关系未被充分利用。一体化设计方案中，通过设置低温省煤器，将部分余热用于加热循环水，再将烟气温度调控在脱硫装置的最佳区间，从而同时提高节能水平和脱硫效率。据运行测试，该模式可使机组整体供电煤耗再下降 3~4 克标煤/千瓦时，脱硫效率保持在 98% 以上。对于脱硝环节，低氮燃烧与选择性催化还原（SCR）技术常常分步实施，若从一体化视角进行优化，则可以在锅炉设计阶段通过燃烧器布置与炉膛温度分布控制，降低初始氮氧化物生成量，再结合 SCR 催化剂层布置的改进，减少氨逃逸率，最终实现脱硝效率的提升。这种耦合方式不仅能降低还原剂用量，还避免了能耗增加。实践数据表明，经过优化的脱硝系统单位电量能耗下降 0.3 千瓦时/兆瓦时，氮氧化物排放浓度稳定控制在 30 毫克/立方米以下^[4]。此外，电厂在实施节能与超低排放改造时，必须充分利用数字化仿真手段进行整体热力与环境系统的优化建模。通过建立全流程动态模型，可以提前评估改造方案对机组效率、排放水平及运行稳定性的综合影响。例如，有项目团队在模拟中发现，若在低负荷工况下不进行合理的热力调节，即使单项改造设备表现优异，整体能效仍会

下滑约 1.5%。因此，系统优化的价值远高于单一设备的升级。一体化改造的最终目标在于构建既高效又清洁的运行模式。实际案例显示，一些大型燃煤电厂在完成一体化改造后，机组综合能耗下降 5% 左右，二氧化硫和氮氧化物排放浓度均稳定在国家超低排放标准以下，颗粒物排放甚至可以控制在 5 毫克/立方米以内。这种效果不仅缓解了能源消耗与环境污染之间的矛盾，也为火电厂在未来参与碳市场交易中争取更大主动权奠定了基础。

3.3 建立完善的燃料全流程碳排放监测与核算体系，推动数字化监管

构建全链条式碳排放监测体系，以实现入厂煤从采购、运输、储存，入炉煤从采样、制样、化验、燃烧到最终排放各阶段均能接入统一监测平台。例如通过在线近红外光谱仪直接测定煤炭进厂时的实时碳含量和热值参数，并将其接入电厂数据处理系统；在锅炉燃烧室顶部布置高精度烟气分析仪，在锅炉本体布设激光散射监测系统，将 CO₂、SO₂ 以及氮氧化物浓度数据实时接入数字监管平台。同时在厂区布设智能传感设备，通过对比不同时间段的发电功率与即时排放曲线之间的关系，进一步验证锅炉运行可靠性。在此基础上，构建多维度的碳排放核算模型，对 IPCC 通用的碳强度系数进行改良修正，结合锅炉实际燃烧特性形成独特的修正因子库。针对不同来源燃料的元素碳占比差异所导致的实际碳排放偏离理论值现象展开专项核算研究，最终将燃煤发电单位发电碳排放偏差控制在 2% 以内，从而支撑更精细化的企业碳核算工作。数字化监管平台还要求具备横向对比和纵向追踪两种功能，前者可直观展示同一时期不同机组、不同批次燃煤所产生的二氧化碳排放差异性；后者则可在某一固定窗口期内对单一机组碳强度的变化情况进行追溯分析。当国家碳市场发展逐步完善后，此功能

可应用于企业的碳交易实践之中。

3.4 引入智能控制与大数据运维平台，实现设备运行的精细化与低碳化

针对火电机组的负荷工况和外部环境的变化，传统逻辑多采用固定的经验证的参数，因此经常导致机组能效较大浮动、碳排放偏高。而利用智能控制与大数据综合运维平台能从源头实现运行精细化、低碳化，例如基于大数据平台预测锅炉燃烧最优状态，实时调整炉膛不同区域配风比例等。目前已有较多实际数据证明了这种模式带来的减排收益，以炉膛温度、烟气含氧量以及煤粉粒径等上千个运行变量通过布设于锅炉燃烧系统中的传感装置实时采集，并结合机器学习及算法优化对整个燃烧过程进行动态自适应调整。最终可以将锅炉燃烧效率提升 1.5%~2.3%，对应的 CO₂ 强度值可降低 1.2% 左右^[5]。另外由于部分机组运行小时长，通常会采用预防性维修策略，在此基础上大数据平台的历史运行曲线与当前监测信号对比分析，也可对相关设备出现的潜在不良问题或损坏提前预警并检修。如汽轮机叶片早期磨损时，振动频率特征会有轻微异常，此时平台可以发出相应维护提醒。在典型火力发电厂的预测性维护应用分析显示，该技术的应用能将设备非计划停机率降低 30% 以上，每年还可减少因效率下降产生的碳排放 2 万吨。

4 结语

当前实现国家“双碳”目标的背景下，火电厂设备节能改造与碳排放控制已经到了关键时期，因此在后续的研究中，应加快推进高效锅炉、汽轮机、发电机组设备的升级改造，并实现超低排放改造与设备节能改造的一体化设计，以推进火力发电设备节能降耗。其次，需要建立完整的火力发电机的碳排放监测与核算体系，并引入智能控制与大数据平台开展智慧运维和节能技术开发工作。

参考文献:

- [1] 徐岩峰,裴志铭.设备诊断技术在火电厂设备检修管理中的运用[J].电力设备管理,2025,(02):81-83.
- [2] 李大鹏.基于风险分析法的火电厂设备检修技术研究[J].电气技术与经济,2024,(12):100-102.
- [3] 马成.火电厂电气设备节能管理的典型技术路线[J].能源科技,2022,20(02):90-95.
- [4] 马成.火电厂电气设备节能管理的典型技术路线[J].上海节能,2021,(06):613-618.
- [5] 李武魁.火电厂设备维护与检修管理工作探究[J].中国市场,2019,(21):114-115.