

世界能源领域正呈现多元化、清洁化、低碳化转型发展趋势。我国以煤为主的能源资源禀赋决定了未来一定时期内煤电仍是我国电力安全可靠供应的基石，也是构建党的十九大报告提出的“清洁低碳、安全高效”现代能源体系的重要基础。

近年来，我国新能源发展取得了举世瞩目的成就，未来仍将持续高速增长。在大规模低成本储能技术成熟应用之前，为应对新能源电力可信容量不足的问题，一方面，电力系统需要煤电充分发挥“兜底保障”的重要作用，以提高电力安全保障的能力；另一方面，煤电要积极“转变角色”，由传统提供电力、电量的主体性电源，向提供可靠电力、调峰调频能力的基础性电源转变，积极参与调峰、调频、调压、备用等辅助服务，提升电力系统新能源消纳能力，将更多的电力市场让渡给新能源，为新能源健康持续发展，提供强有力的支撑保障；同时，低成本的煤电是全社会降低用电、用热成本的基础，对促进经济社会发展、提升人民幸福感具有重要意义。

面对新时代对煤电功能定位转变的新要求，煤电应以科技创新和技术进步为动力，进一步提升“内功”，持续推动自身高质量发展。

## **煤电技术面临的挑战**

### **（一）清洁低碳的更高要求**

构建清洁低碳的能源体系使煤电技术面临着以下四个方面的挑战：

一是对煤电全面超低排放、废水处理、重金属脱除等相关技术提出更高要求，煤电行业必须顺应清洁发展趋势，在污染物全面深度控制方面主动作为；

二是全国现有数十亿吨低热值煤，并且伴随着煤炭开采，每年将新增几亿吨，大量堆积会释放有害气体、污染土壤，占用大量土地，我国现有数百亿吨的高硫无烟煤和上万亿吨储量的高碱煤，这些特殊煤种的清洁高效利用仍存在技术难点；

三是农林废弃残余物和市政污泥的资源化、清洁化处置需求对煤电赋予更多新的功能，煤电需要不断主动作为，提升城乡固体废弃物协同处置的能力；

四是应对全球气候变化，低碳化发展趋势，建设全球生态文明，构建我国低碳的能源体系，对煤电势必带来重大挑战。

## （二）新能源的快速发展

新能源风电、光伏的大规模并网，其出力的间歇性和随机性，以及过高的渗透率，会影响系统电能质量，甚至威胁电网稳定运行。我国电力系统整体缺乏优质的灵活性电源，相比抽水蓄能、气电和储能，经灵活性改造之后的煤电是目前技术条件下最为经济的调峰电源。但是，煤电深度调峰对运行效率、污染控制甚至设备安全会产生不利影响，可谓“牵一发而动全身”。

因此，随着煤电功能定位的转变，低利用小时数、宽负荷运行、负荷跟踪、快速响应等新需求使得煤电在电力系统中的传统功能定位、

设计理念、设备性能、高效运行和寿命等方面面临着新的问题和挑战。

### （三）清洁供热需求的持续增长

随着城镇化和工业园区发展，我国热力需求不断增加，清洁高效热电联产集中供热稳步发展，2018年热电联产机组占火电机组比重达到41%。从2015年到2018年，全国集中供热面积增加34%、热电联产机组供热量增加31%，而发电量仅增加了15%，即便如此，北方部分地区电量消纳仍存在困难。

预计“十四五”期间，北方地区清洁高效热电联产机组供热需求仍将持续增长，而电量的消纳仍面临着一定挑战，局部地区甚至可能产生“窝电”问题。

## “十四五”我国煤电技术发展方向

随着我国能源电力转型发展，煤电需要通过自我变革和技术进步，充分发挥在能源和电力转型发展过程中“四个平台”的功能作用，即电热基础平台、灵活调峰平台、节能减排平台、耦合消纳平台，为能源电力转型高质量发展“保驾护航”。“十四五”期间，我国煤电技术将朝着高效、清洁、灵活、低碳和智能的方向发展。

### （一）提“内功”——持续发展高效发电技术

不断提高发电效率是减少煤炭消耗并相应降低污染物排放和碳排放的重要途径，也是煤电行业始终追求的目标。“十四五”期间，我

国煤电应持续推进高效发电技术的发展，主要包括以下三个方面。

一是持续提升机组效率。对于 60 万千瓦及以上大容量机组，总结推广 610℃~620℃ 二次再热先进高效超超临界煤电技术，同时对 600℃ 一次再热机组因地制宜地进行系统集成优化，如采用双机回热、低温省煤器、空预器综合优化、烟气余热深度利用等技术，发电效率可进一步提高约 2~3 个百分点，发电煤耗降低约 10-18 克/千瓦时。目前，我国 630℃ 示范机组首次实现发电效率（设计值）高于 50%，在此基础上，进一步攻关适合更高温度等级的材料、关键部件和总体设计等，为发展更高效机组奠定基础。

二是推广应用清洁高效热电联产技术。“十四五”期间，清洁高效热电联产仍将是解决我国北方城镇地区清洁取暖的主要途径，针对电、热不匹配问题，应以最小新增装机容量满足供热需求。对于存量机组，应重点推广提升供热能力技术如大机组高背压循环水直接供热、大温差吸收式热泵；对于新增机组，重点应用（抽）背及凝抽背（NCB）供热等技术。

三是积极研发前瞻性融合创新技术。研究开发整体煤气化燃料电池发电（IGFC）技术，其系统效率可提高至 56%~58% 甚至更高，同时便于实现污染物和 CO<sub>2</sub> 的近零排放，“十四五”期间应开展百千瓦级 IGFC 系统集成示范；超临界 CO<sub>2</sub> 发电技术，可采用可再生能源、余热、煤炭等多种热源，便于实现碳减排，设备体积更小，比超临界及以上参数的蒸汽循环机组效率可提升 2~3 个百分点，“十四五”期

间应开展研究验证超临界 CO<sub>2</sub> 发电技术及兆瓦级超临界 CO<sub>2</sub> 发电系统试验示范。

## （二）练“身手”——主动提高灵活发电技术

随着大比例新能源的接入，对电力系统安全运行及调峰提出了更高要求，煤电机组需要结合自身特点，提高运行灵活性，适应电力系统调峰需求，为新能源消纳提供安全基础保障，未来需要着重解决以下两方面的技术难点。

一是提高机组运行灵活性。要提高现有煤电机组的调峰幅度、爬坡能力以及启停速度，提高锅炉低负荷稳燃能力，实现更低负荷调峰的安全、稳定运行，需要掌握相关制粉系统、燃烧系统、汽机系统、供热系统、控制系统、热电解耦等关键技术。通过灵活性改造，煤电机组可以增加 20% 以上额定容量的调峰能力。

二是提升宽负荷运行经济性。煤电灵活性改造之后，宽负荷范围内运行会出现污染物控制难度增大、设备疲劳损伤以及发电效率损失等问题，需要进一步研究提高机组宽负荷运行效率的技术，以实现机组低负荷调峰高效经济运行，同时确保低负荷调峰运行工况下烟气污染物排放稳定。

对于新建机组，应满足系统对宽负荷运行需求，要从标准、设计、设备、运行管理等方面改变传统理念，提高宽负荷运行效率和经济性。对于存量机组，2025 年前大约有 4700 万千瓦的煤电机组面临退役和延寿问题，对于延寿机组应考虑系统调峰等性能要求，从系统功能

需求和能效、环保、安全角度考虑,约有2000万千瓦左右机组需要延寿。需要加强统筹规划,无论增量还是存量改造,针对不同机组类型、不同地区,应进一步开展灵活调峰机组示范,推动标准、设计、设备和相关技术的完善。

### (三) 固优势——不断提升清洁发电技术

我国燃煤电厂超低排放限值已经是世界上最严格的燃煤机组大气污染物排放要求。截至2019年底,全国共有8.9亿千瓦煤电机组实现了超低排放,占煤电机组的85%,我国已建立了世界上规模最大的清洁煤电体系。展望“十四五”,我国煤电仍可以主动作为,继续提升清洁化技术水平,进一步研发应用以下四种清洁燃煤发电技术。

一是深度攻坚全面实现超低排放。目前全国15%未达到超低排放的煤电机组贡献了近50%的煤电污染物总排放,主要涉及燃用低挥发分无烟煤机组、未改造的循环流化床机组及部分小容量机组,“十四五”期间除了部分淘汰关停之外,应对其余约1.3亿千瓦煤电机组开展超低排放深度攻坚,推进煤电机组全面实现超低排放,预计每年可使煤电行业烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放进一步减少27%(约4.9万吨)、37%(约30.7万吨)、22%(约17.8万吨),促进煤电行业进一步提升清洁化水平。

二是主动提升污染物全面脱除技术。在常规大气污染物控制的基础上,进一步推动煤电废气、废液、固废、重金属非常规污染物的全面深度控制,有利于实现煤电深刻转型和更高质量发展。“十四五”

期间，煤电行业应进一步提升电厂废水零排放技术、固体废弃物（主要包括粉煤灰、脱硫副产物、废旧脱硝催化剂等）的处理和综合利用技术，研发汞等重金属的脱除技术，加强与现有超低排放技术的协同控制，着重提高脱除效率、降低成本。

三是试验示范特殊煤种利用技术。针对西南地区数百亿吨储量的高硫无烟煤，陕北、新疆等国家级能源基地上万吨储量的高碱煤，应进一步研发低热值煤、高碱煤、高硫无烟煤等特殊煤种的综合利用技术，突破相关机理研究和结渣磨损防控技术，优化锅炉设计，开展特殊煤种超超临界循环流化床（CFB）技术和大容量锅炉燃烧特殊煤种集成技术工程示范，达到超超临界机组的效率和排放水平。

四是积极研发低成本超低排放 CFB 机组。探索低成本超低排放 CFB 技术，开展 CFB 燃烧深度控制氮氧化物方面的研发，通过循环流化床的流态设计、温度场控制以及炉内脱硫剂优化，取消炉后环保设施，在炉膛出口实现全负荷低成本的二氧化硫、氮氧化物超低排放。

#### （四）补短板——积极探索低碳发电技术

应对气候变化低碳发展是我国能源战略的重要内容。目前，包含电力行业在内的全国碳排放权交易体系已启动建设，预计煤电受碳交易市场建设的影响最大。可以从提高效率、源头和末端碳减排三个方面推动煤电碳减排。“十四五”期间，煤电除了进一步提高效率之外，还应积极推广源头碳减排技术和研发储备末端碳减排技术。

一是推广燃煤耦合发电技术。推广应用燃煤耦合生物质发电，一方面

实现农林废弃残余物、污泥、垃圾的减量化、稳定化和无害化处置，另一方面，通过“碳中和”燃料替代燃煤，作为附加效益实现碳减排。

二是示范高效低成本碳捕集技术。为应对气候变化，发展和储备碳捕集、利用和封存（CCUS）技术是在我国能源结构以煤为主的现实情况下，中长期有效控制 CO<sub>2</sub> 排放的重要技术选择。现有碳捕集技术会导致供电效率降低约 5~10 个百分点，经济代价过高，“十四五”乃至更长时期内，应鼓励研发高效低成本碳捕集技术，推进低成本、大规模、全流程碳捕集项目示范。

#### （五）强“大脑”——深度融合智能发电技术

大数据、人工智能、5G、物联网、互联网+等现代信息技术与电力工业的深度融合是未来发展趋势，将引发传统电力行业形态、生产模式、经营模式的重大变革。目前，我国发展智能电厂所需的数据和网络基础已经基本具备，“十四五”期间应统筹做好顶层规划，开展工程应用示范。

一是设计方面：完善智能电厂的标准，制定智能电厂分级体系标准规范、评价标准规范等，确定相关技术规范 and 性能指标，构建智能电厂技术体系，从整体规划上着手，打造智能电厂产业链；

二是设备方面：提升发电装备智能化水平，研发智能工业机器人和仪表，利用智能工业机器人，将劳动力从重复性、危险性的工作中解放出来，利用先进的测量技术，全面、准确地掌握运行参数，为精准控制提供支持；

三是工程方面：推动信息技术与电厂运行、维护、决策过程的



深度融合，重点开展以下内容的示范工程：能够自动快速响应负荷变化的智能电厂；采用状态检修模式运维的智能电厂；日常无人巡检、危险环境无人作业的智能电厂；利用智能辅助决策系统适应电力现货市场改革的智能电厂。

## 促进我国煤电高质量发展的相关政策建议

伴随着电力市场化改革的加速推进，煤电所面临的外部产业政策环境也亟需作出相应调整，充分发挥煤电在能源电力转型中的功能定位作用；同时要推动落实相关激励机制的建立和完善，促进和保障煤电向高效、清洁、灵活、低碳和智能化转型升级。

### （一）利用市场机制充分发挥煤电功能定位作用

构建涵盖电力现货、容量、辅助服务等不同交易品种的完整市场体系，充分反映煤电在电力系统中的价值，并通过市场机制的完善推动煤电功能定位重要作用的充分发挥。

一是建立价格与品质相统一的电力现货市场化机制。建设电力现货市场的核心价值在于发现价格，减少价格扭曲，通过实时价格反映不同供需形势下的电能成本差异，引导电力资源优化配置，即实现电能产品的“同时、同网、同质、同价”。

目前大部分省区推行的以中长期电量交易为单一品类的电力市场模式，由于用没有时序信号的电量为交易标的，隐去了电能交易中最关键的“同时、同质”信息，从而存在不同品质电能价格趋同、电力资源

的错配问题，并客观上导致从电力供应角度高品质的煤电其价值未能有效体现。为了促进电力资源优化配置、建立反映供能价值的电力价格体系，需要在总结前期电力现货市场试点省份建设经验的基础上，进一步完善电力现货市场的建设，真实反映煤电在电力系统中的价值，促进电力市场健康发展。

二是加快建立发电容量成本回收机制。“十四五”期间我国新能源装机和发电量占比都将持续提高。同时，以提高电力安全可靠供应保障和消纳新能源为主要功能的煤电，其整体利用小时数将继续维持在较低水平，部分地区将呈现下降趋势。在目前煤电执行单一制电量电价体系的情况下，如果利用小时数持续下降，煤电的投资回收难以达到预期。同时，随着电力市场化改革的快速推进，电源侧的激烈竞争将导致电价进一步下降，必然加剧煤电的经营困境，未来存在加快退出市场的可能性。近几年，在大规模高比例可再生能源集中省份，出现的煤电企业破产清算案例已不止一次为这一问题的严峻性作下鲜活的注解。

在新形势下随着煤电功能定位的转变，引入适当的发电容量成本回收机制助力煤电企业回收发电容量成本，并适度保障发电企业的积极性是十分必要的。煤电价格机制改革的指导性文件《关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见》（发改价格规〔2019〕1658号）提出了“对于燃煤机组利用小时严重偏低的省份，可建立容量补偿机制”。遵循渐近、稳步的改革推进原则，容量成本回收机制可在云南、四川、广西等清洁能源占比较高、煤电利用小时数长期偏低的矛盾突出省份优先开展试点工作。在试点方案设计中，须重点关注机组置信容量认定、

容量价格形成机制（避免过补偿或补偿不足）等方面。后期，在总结试点省份经验的基础上，逐步完善并向全国推广。

三是深化完善电力辅助服务市场机制。为了适应高比例新能源电力系统的安全稳定运行需求，需要通过设置合理的经济激励机制引导煤电等传统电源机组开展灵活性改造。过去几年，传统电源灵活运行的激励机制主要集中于电力辅助服务市场，在促进新能源消纳方面起到了积极作用。但随着新能源在电力系统占比的不断提高，也逐渐暴露出费用分摊责权不对等、零和博弈状态下分摊规模过于庞大等问题。

为了破解这一难题，“十四五”期间辅助服务市场建设应着眼于以下两个方面开展完善工作：一是建立与责权对等相协调的辅助服务费用分摊机制，避免由于责权不对等出现的“搭便车”效应，促进辅助服务费用在不同主体间的公平分摊；二是拓宽辅助服务费用来源，原有辅助服务费用在发电侧分摊过渡性质的制度安排不宜作为常态化机制。近年来快速攀升的辅助服务分摊费用，甚至在部分区域出现了辅助服务费用入不敷出的情况。

为此，需要在借鉴国外辅助服务费用分摊机制的基础上，结合我国经济发展的实际需要，拓宽辅助服务费用来源的方式及渠道。

## （二）依托产业政策促进煤电转型发展

“十四五”期间，研究制定并具体落实必要的产业政策是充分发挥煤电“四个平台”功能作用，促进煤电转型发展的重要保障。

一是积极落实采暖背压机组鼓励政策。在电力负荷缺口较小的城镇，建设容量适宜的背压机组满足居民清洁取暖需求是更为经济的选择，但采暖背压机组仅在冬季采暖期运行，经济效益较差。为充分发挥背压机组的节能环保优势，提高企业供热积极性，应在用地、税收等方面给予优惠，采取电价、热价等补贴方式对采暖背压机组给予适当的支持。

在电力现货市场试点地区，应采取采暖背压机组暂不参与市场竞争，所发电量全额优先上网并按政府定价结算。有条件的地区可考虑试行两部制上网电价，通过容量电价反映采暖背压机组平均投资成本，补偿非采暖期停发造成的损失。探索建立市场化煤热联动机制，理顺供热价格机制，疏导供热成本。

二是给予燃煤耦合生物质发电支持政策。燃煤耦合生物质发电利用存量的大容量、高参数燃煤发电设备，相比新建直燃电厂，可节省约30%~50%的初投资，且发电效率更高，相同燃料消耗量下发电量可提升约10%~30%，可实现兜底消纳农林残余废弃物，破解秸秆焚烧污染等社会治理难题。

现阶段，我国燃煤耦合生物质发电的发展约束在于耦合的生物质能电量没有合理的上网补贴，应通过合理的电价补贴，充分发挥生物质能在我国能源转型中的积极作用，对于普遍关注的生物质能电量计量真实性问题，可以通过成熟的计量技术手段加以解决。

