

构建百亿千瓦灵活性电源近零碳支撑体系

蔡观¹, 王子渊², 曾宇佳³, 蔡花艳⁴

1. 武汉双碳产业研究院, 湖北 武汉 430062

2. 武汉理工大学安全应急管理学院, 湖北 武汉 430070

3. 武汉理工大学交通与物流工程学院, 湖北 武汉 430070

4. 湖南农业大学人文与外语学院, 湖南 长沙 410000

DOI: 10.61369/SSSD.2026090042

摘 要 : 我国电力消费2025年已正式迈入10万亿千瓦时(10PWh)时代,并正向20PWh能源强国目标(乃至100PWh)加速跃升。在这一宏大背景下,传统以煤电为“压舱石”的能源安全观正面临前所未有的挑战。受限于材料极限,百万千瓦级超超临界机组主蒸汽温度难以突破1000K,导致度电碳排放存在物理“天花板”;同时,煤电项目全面推广碳捕集、利用与封存(CCUS)技术将面临巨大的成本压力,陷入“经济悬崖”。若继续沿用“风光+煤电兜底”的传统路径,还需新增建设二三十亿千瓦煤电装机,不仅碳排放总量无法控制,更将造成巨大的资产搁浅风险。基于对全球能源转型趋势及我国资源禀赋的深度分析,提出必须彻底转变思路:从依赖“单一煤电调峰”转向构建由创新水能、先进光热、深层地热、高值生物质、多元新型储能、绿氢耦合及工业余热组成的七大新型灵活性电源体系。建议国家层面将“近零碳电网”建设上升为国家战略,通过技术集群攻关、市场机制重构与产业政策引导,打造“实时在线”一二百亿千瓦级的清洁低碳电源灵活性调节能力,替代传统煤电角色,确保我国新型电力系统在10PWh~50PWh新阶段中,实现安全、绿色、经济的能源消费深度转型。

关 键 词 : 灵活性电源; 近零碳电网; 新型电力系统

Construction of Near-Zero Carbon Support System for Hundred-Million-Kilowatt Flexible Power Sources

Cai Guan¹, Wang Ziyuan², Zeng Yujia³, Cai Huayan⁴

1. Wuhan Double Carbon Industry Research Institute, Wuhan, Hubei 430062

2. School of Safety and Emergency Management, Wuhan University of Technology, Wuhan, Hubei 430070

3. School of Transportation and Logistics Engineering, Wuhan University of Technology, Wuhan, Hubei 430070

4. College of Humanities and Foreign Languages, Hunan Agricultural University, Changsha, Hunan 410000

Abstract : China's power consumption has officially entered the 10 trillion kWh (10 PWh) era in 2025 and is accelerating toward the energy power goal of 20 PWh and even 100 PWh. Against this grand backdrop, the traditional energy security concept with coal power as the "ballast stone" is facing unprecedented challenges. Restricted by material limits, the main steam temperature of million-kilowatt ultra-supercritical units can hardly break through 1000 K, resulting in a physical ceiling for carbon emissions per kilowatt-hour. Meanwhile, the full-scale promotion of Carbon Capture, Utilization and Storage (CCUS) in coal power projects will face enormous cost pressure and fall into an economic cliff. If the traditional development path of "wind-solar power plus coal power backup" is followed, an additional 2 to 3 billion kilowatts of coal power installed capacity will be required, which will make it impossible to control total carbon emissions and trigger massive asset stranding risks. Based on an in-depth analysis of the global energy transition trend and China's resource endowment, this paper proposes a fundamental shift in thinking: shifting from relying solely on coal power peak regulation to building a new flexible power system consisting of seven categories, including innovative hydropower, advanced concentrating solar power, deep geothermal energy, high-value biomass energy, diversified new energy storage, green hydrogen coupling and industrial waste heat. It is suggested that the construction of a near-zero carbon power grid be elevated to a national strategy. Through key breakthroughs in technological clusters, reconstruction of market mechanisms and guidance of industrial policies, China can build a 10 - 20 billion-kilowatt real-time online flexible regulation capacity of clean and low-carbon power sources, replace the role of traditional coal power, and ensure the in-depth, safe, green and economical transformation of energy consumption of China's new power system in the new stage ranging from 10 PWh to 50 PWh.

Keywords : flexible power source; near-zero carbon power grid; new power system

一、形势研判：能源转型进入“深水区”，煤电传统路径触及双重极

（一）规模量级跃升带来的结构性矛盾

2025年，我国全社会用电量达到10.37万亿千瓦时，成为全球首个年用电量突破10PWh的国家。2025年我国原煤产量为48.3亿吨，进口煤炭4.9亿吨。煤炭消费量占能源消费总量的比重约为51.4%。电力行业作为煤炭消费主力，其碳排放量约占全社会总排放的40%以上。据部分前瞻性研究及极端情景测算，若未来我国实现交通、工业、建筑及能源化工等领域的全面深度电气化，并涵盖绿氢制备等新负荷，全社会年用电总量理论需求可能向20 PWh、50 PWh甚至100 PWh数量级迈进。这表明新型能源系统在电力、动力、热力、算力、近零碳能源化工等诸多方向上的绿电需求总量高达100PWh数量级（100万亿度电），新型电力系统任重道远。

然而，我国现有的电力系统架构是建立在化石能源为主导的火电项目基础之上，主要是煤电——此亦即所谓的“煤电压舱石”。若按照当前“风光大规模开发+煤电兜底保供”的模式推演，为平衡“10PWh风光绿电增量”且保障系统安全，理论上需要新增配置二三十亿千瓦的煤电装机容量。更重要的是，当全年总用电量迈向20PWh时，所需的煤电装机总规模将占到全球的三分之二以上（甚至五分之四），会在资源供给、环境容量、经济成本与环境外交等诸多方面背负“不可承受之重”。因此，单纯依靠增加煤电装机来平衡波动性可再生能源的路径，显然已走到尽头。

（二）煤电脱碳的“技术天花板”

从热力学角度分析，燃煤发电效率的提升依赖于蒸汽参数的提高。目前，我国最先进的百万千瓦级二次再热超超临界机组，其主蒸汽温度约为883K（610℃），材料极限大约在900K~1000K之间。受限于传统铁素体耐热钢的性能，常规超超临界机组的主蒸汽温度长期徘徊在600℃~620℃（约873K~893K）。虽然国际能源署（IEA）及多国研究指出，要进一步将主蒸汽温度提升至700℃以上（突破973K，向1000K迈进），面临着镍基高温合金成本高昂、焊接工艺复杂及长期服役性能验证等巨大挑战，但这被视为下一代高效清洁煤电技术（A-USC）的关键突破口，而非不可逾越的热力极限。尽管先进超超临界技术有望将煤电净效率提升至50%以上、度电碳排放降至700g/kWh以下，但在大规模工程应用中，受限于设备老化、燃料品质波动及调峰运行工况，全行业平均效率提升和碳减排仍面临挑战。有观点认为，若技术迭代放缓，2035年即便煤电规模控制在5PWh，其碳排放总量仍可能维持在较高水平（如40亿吨左右），且深度调峰带来的效率损失和磨损问题也不容忽视。

（三）CCUS面临的“经济悬崖”

碳捕集、利用与封存（CCUS）被视为煤电低碳化的终极手段。根据国际能源署（IEA）及国内多家研究机构（如清华大学、中电联）的测算，受限于当前化学吸收法的高能耗与高设备投资，燃煤电厂加装碳捕集装置将导致度电成本（LCOE）增加约

0.2~0.4元人民币。这一增量使得含CCUS的煤电上网电价较常规机组大幅上涨（甚至翻倍），在当前电力市场机制下尚缺乏独立的市场竞争力。其次，全球及我国对二氧化碳的化工利用需求（如制甲醇、尿素等）仅为十亿吨级，而煤电产生的二氧化碳是百亿吨级。巨大的供需缺口意味着绝大部分捕集的二氧化碳必须进行地质封存，这不仅需要庞大的基础设施投资，还涉及长期的监测责任和潜在的环境风险，煤电产生的二氧化碳成为消纳痛点。尽管我国全国碳市场碳价近年来稳步攀升，目前已突破90元/吨，但在外部经济性机制尚不完善、碳价信号仍偏弱的背景下，当前的碳价水平（约90~100元/吨）距离煤电+CCUS项目实现盈亏平衡所需的200~300元/吨仍有巨大差距。因此，短期内单纯依靠碳市场收益难以弥补CCUS项目的普遍亏损，仍需依赖财政补贴或专项基金支持。若强行全面推广，将导致电价飙升，冲击国民经济，形成所谓的“经济悬崖”。我国煤电转型已不再是简单的“节能改造”或“局部优化”，而是面临着生存逻辑的根本性重构。必须做到“先立后破”，寻找能够替代煤电“压舱石”功能，且具备零碳、低成本、大容量特征的新型灵活性电源体系。

二、战略破局：构建七大关键技术路径支撑的“近零碳电网”

面对上述挑战，必须摒弃“煤电为主、新能源为辅”的旧思维，确立“新能源为主体、新型灵活性电源为支撑”的新范式。重点布局七大关键技术路径，构建总规模达一二百亿千瓦级的“实时在线”灵活性电源体系，实现对传统煤电功能的全面替代和超越。

（一）创新水能：从“单一发电”向“流域超级储能枢纽”升级

我国理论水能资源丰富（多年平均约7PWh/丰水年份约10PWh），但传统水电开发已接近饱和。常规水电站蓄能升级是未来发展关键。跨流域抽水蓄能可依托复杂地形，突破常规工程限制，凭借大型隧洞技术挖掘高落差水能，大幅提升水能开发潜力，还能延长储能时长，强化电网稳定调节能力。依托流域清洁能源基地，融合数字孪生与智能技术，革新水电调度模式，搭建多目标协同机制，推动水电从单一发电转向流域资源综合优化配置，助力新能源消纳，增强流域防洪与生态调节能力，构建多元高效的现代化流域能源治理体系。

（二）创新光热：打造“超级热能枢纽”与热电协同

光热发电（CSP）具有自带储能、输出稳定的特性，是替代煤电基荷与调峰功能的理想选择。重点研发应用铌钨超高温合金等新材料，将吸热器工作温度提升至1600℃以上（~2400℃），结合外燃式燃气轮机（热空气动力循环）与熔盐储能/超临界二氧化碳（SCO₂）等热能动力循环发电技术，将光热发电效率提升至50%以上，大幅降低灵活性电源度电成本。此类全新一代的光热发电结合熔盐储能，其技术开发潜力可达一二百亿千瓦及以上。利用光热产生的1000℃以上高温热源，直接驱动水分解或

二氧化碳还原反应，生产零碳航空燃料（SAF）和绿氢。这不仅解决了长时储能问题，更为航空、航运等难电气化领域提供了脱碳方案。在现有煤电厂附近地区增设光热发电项目，且推广“蒸汽加热熔盐储热”技术（如安徽宿州示范项目），建设大规模熔盐储罐。利用低谷电或余热加热熔盐，高峰时释放蒸汽驱动汽轮机。该技术可实现热电解耦，使煤电机组最小技术出力降至30%以下，顶峰能力提升至100%，热-热转换效率超95%。若对全国30%的煤电装机进行此类改造，可催生数千亿元的市场空间，极大提升存量资产价值。

（三）深层地热：开发“无限基荷”与区域零碳能源岛

地热能是唯一不受天气影响、可全天候提供的可再生能源。利用“波钻”（毫米波钻井）等颠覆性钻井技术，突破硬岩钻进瓶颈，向地下2万米甚至更深部进军，开发遍布全国的干热岩资源。探索“地热+熔盐储能”、“地热+液态空气储能”特别是“地热+SCO₂地下储能”技术。利用深层高温岩体作为天然热库，注入超临界二氧化碳进行换热并封存，实现跨季节能量平移。这使得地热电站不仅具备类似抽水蓄能的灵活调节能力，还能实现碳负排放。据估算，我国深层地热开发潜力可达一二十亿千瓦及以上，足以支撑多个区域级的零碳能源岛。

（四）生物质能：唯一可再生碳源的高值化与负碳化

生物质是自然界唯一可再生碳源，具备突出负碳发展潜力，资源总量显著高于化石燃料年度消耗量。伴随能源作物培育、生物工程等技术迭代，全球白颗粒生物成型燃料产能潜力可达百亿吨级，可有效替代电煤，油气转化等能源化利用路径经济价值广阔。严格管控农林废弃物露天焚烧，加快向热解气化、液化等高端技术转型，推动农林剩余物、园林废弃物、城乡生活垃圾等生物质资源化利用，产出绿色甲醇、生物天然气、可持续航空燃料（SAF）及高附加值生物炭。健全 CCER、PURO 等绿碳认证体系，普及生物炭基肥还田模式，以生物炭替代石油焦等化石原料。依托生物炭土壤封存路径，同步实现土壤改良、地力提升与长期固碳，打造农业—能源—生态协同循环体系。生物质生长阶段可固存二氧化碳，结合碳捕集与封存技术形成 BECCS 负碳模式；探索煤炭分质产物与生物质循环流化床耦合燃烧，集成富氧燃烧、碳捕集一体化技术，为工业残余碳排放抵消提供核心支撑。

（五）新型储能：多元技术路线与车网互动（V2G）

储能是新型电力系统建设的核心支撑，需秉持长短时储能协同、多技术路线并行的发展思路。稳固锂电池短时调频调峰优势，重点发展熔盐储热、压缩空气储能、重力储能、飞轮储能、液流电池等长时储能技术，覆盖秒级至跨季节全周期电网调节需求。充分挖掘电动汽车移动储能潜力，伴随电动车规模化普及，

依托车载电池的充放电互动能力，通过智能聚合调度，推动 V2G 车网协同应用，引导电动汽车参与电网调频、负荷调峰，形成大规模分布式灵活调节资源，重塑传统电网运行调控模式。依托海量电动汽车构建规模化应急电源体系，打造兆瓦至吉瓦级移动应急供能载体，以交通与能源跨界融合培育能源领域新质生产力。

（六）氢能：深度脱碳载体与系统耦合剂

氢能作为清洁二次能源，是串联电力、交通、工业领域的关键枢纽，也是破解新能源时空错配、实现全域深度脱碳的核心能源载体。针对我国风光资源夏盛冬缺、用电负荷冬高夏低的逆向供需格局，发挥氢能长周期、大容量储能优势，建设大型跨季能量缓冲体系。依托西北新能源基地富余绿电，夏季规模化制备绿氢、液氨、绿甲醇并长期储存；冬季通过燃料电池、掺氢轮机、氢氨混燃设备反向供电供热，弥补电力基荷缺口，将新能源调节周期从小时级拓展至季度级，破解长时储能短板，大幅提升新能源消纳水平。依托技术突破与产业规模化，力争 2030 年实现绿氢成本大幅下降，达成与化石制氢平价竞争。面向长远发展，绿电、绿氢与灵活调节电源组合，已具备逐步替代传统煤电基础保障作用的技术条件，成为能源结构低碳转型的核心抓手。

（七）工业余热：被忽视的“负成本”资源

工业生产伴生的大量废弃热能（在此处还可将核裂变能特别是乏燃料低放嬗变处理之所释热能视为“工业余热”），是极具开发价值的“负成本”绿色资源。超级热泵技术突破（200℃工业蒸汽~1500℃工艺热），“热/电”储能转换值得期待，通过全面电气化与技术迭代，将传统“排空”的低品位热能转化为高价值能源产品。结合液化空气储能等长时储能技术，解决余热产生与用热负荷的时间错配问题，实现热能的时空转移与稳定供应，灵活性电源开发潜力达一二十亿千瓦及以上。

三、结语

我国能源转型正处于由“量变”积累向“质变”飞跃的关键历史节点。面对未来50PWh乃至更高量级的能源需求，继续依赖传统煤电路径（煤电压舱石）不仅无法实现“双碳”目标，更将使我国陷入能源安全与经济发展的双重困境。

通过系统性布局创新水能、先进光热、深层地热、高值生物质、多元新型储能、绿氢耦合及工业余热七大路径，我们完全有能力构建“实时在线”一二百亿千瓦级灵活性电源支撑的“近零碳电网”。这不仅是破解煤电转型困局的必由之路，更是中国从“能源大国”迈向“能源强国”，在全球绿色产业竞争中占据制高点、引领人类可持续发展的关键一招。时不我待，需以壮士断腕的决心和久久为功的韧劲，加快推进这一历史性变革。

参考文献

[1] 国网能源研究院. 中国能源电力发展展望2024[R]. 北京：中国电力出版社，2024.
[2] 国家能源局. 《全国煤电机组改造升级实施方案》[Z]. 北京：国家能源局，2021.