

新型电力系统下

煤电清洁低碳发展路径研究报告

RETHINKING THE ROLE OF COAL POWER IN CHINA'S NEW POWER SYSTEM



二〇二五年六月

ARE
ASIA RESEARCH
& ENGAGEMENT



关于我们

关于亚洲研究与参与（Asia Research and Engagement）

推动企业变革，助力投资者参与。

亚洲研究与参与（ARE）促成领先的投资者与亚洲上市公司开展对话，解决可持续发展挑战，协助企业与投资者的优先事项保持一致。我们拥有深厚的亚洲本地经验，由跨文化团队组成，深刻理解本地区的独特需求。凭借高质量的独立研究、强大的投资者网络及丰富的对话经验，ARE 为企业领导者和金融决策者提供能够促成具体行动的洞察力。

ARE 目前重点项目及目标：

- 能源转型：推动与《巴黎协定》相一致的可信转型路径
- 蛋白质转型：制定与投资者共识一致的 2030 愿景下的转型路径

ARE 成立于 2013 年，总部位于新加坡，在北京设有办公室，并在印度和日本设有常驻团队。

关于中国能源研究会

中国能源研究会于 1981 年 1 月成立，是由从事能源科学技术的相关企事业单位、社会团体和科技工作者自愿结成的全国性、学术性、非营利性社会组织，全国性 4A 级社团。中国能源研究会以国家战略思想和战略方针为主线，坚持“研究、咨询、服务、交流”的定位，团结能源领域的科技工作者，发挥能源科技智库的作用，积极开展能源领域重大政策和课题研究，服务能源科技进步和体制机制创新，推动国内外的学术交流与合作，成为国家能源管理部门与企业联系的桥梁和纽带，是中国能源领域最具影响力的学术团体之一。

作者与鸣谢

作者

亚洲研究与参与 (ARE): 羊润锦 王 然

编辑与评论

亚洲研究与参与 (ARE): 贾晓华

鸣谢:

中国能源研究会: 刘惠宏 宋文洋 刘 伟

国网综合能源服务集团有限公司: 洪瑞新

机械工业出版社: 王 宁

执行摘要

为应对气候变化、落实《巴黎协定》目标，中国提出力争于 2030 年前实现碳达峰、2060 年前实现碳中和。根据国际能源署（IEA）2023 年发布的数据，在碳排放总量中，我国能源活动占比近 90%，其中电力行业约占 40%，煤电减排已成为实现传统能源低碳转型的关键路径。当前，煤电正从电量型电源向基础保障型和系统调节型电源转变，在实现“双碳”目标与保障能源安全之间发挥着重要支撑作用。本报告聚焦煤电新增与双碳目标深层的协同逻辑，探讨新型电力系统下煤电清洁发展的本质，并系统梳理了实现碳减排目标的路径。

煤电发展现状：自“十一五”以来，我国煤电装机规模持续增长，但随着风电和太阳能快速扩展，煤电在电力总装机中的占比逐年下降，至 2024 年降至约 35.5%。尽管煤电总发电量仍保持一定增长，但在各类电源总发电量中的占比持续下降：2022 年首次降至 60% 以下，2024 年进一步降至约 54.8%。在碳达峰前，煤电发展遵循“增机控量”原则，合理布局装机以保障电力平衡，同时严格控制发电量，煤电逐步由电量型电源向基础保障型和系统调节型转型，利用小时数呈下降趋势。与此同时，煤电清洁化水平显著提升，截至 2023 年，全国 95% 以上煤电机组实现了超低排放，平均度电碳排放为 816 克二氧化碳 / 千瓦时，较 2010 年下降 8.5%。

伴随电力体制改革的深化，煤电全面实现电量市场化，2023 年煤电发电量达到 5.7 万亿千瓦时，逾 90% 的机组参与市场交易，市场化电量占比超 70%。在高比例新能源并网的背景下，煤电依赖电能量市场收入已难以覆盖全部成本，煤电作为调节性资源的作用需被重新认识与激励。这也推动煤电逐步发展其在辅助服务和容量市场中的多元价值。此外，煤电也已纳入全国碳市场交易体系，其在新型电力市场中的作用将进一步发挥。

新增煤电的原因：在 2030 年碳达峰前，我国仍需新建一定规模的煤电机组，主要原因包括以下几个方面：

第一，我国“富煤、贫油、少气”的资源禀赋决定了无法依赖天然气等其他化石能源作为顶峰调节电源，煤电作为资源最为丰富、调控能力最强的能源形式，仍是保障电力系统安全稳定运行的重要支撑。

第二，在全社会用电需求持续增长的背景下，煤电在新增电量及电力供给中依然发挥关键作用。2020—2024 年间，煤电分别贡献了约 26%、54%、14%、50% 和 20% 的新增发电量。由于用电需求高速增长以及可再生能源出力不稳定，尤其水电受来水情况影响显著、年际波动较大，加之气电和核电受资源、技术及建设周期等因素限制，非煤电源难以有效承接电力增长需求。因此，

当前阶段仍需依靠新增煤电来保障电量增长。与此同时，依赖提高现有煤电机组的利用小时来填补缺口也面临诸多现实制约。热电联产机组受“以热定电”原则影响，调节能力有限；部分基荷电厂本已高负荷运行，提效空间较小；加之煤价市场化与电价调控机制之间的矛盾，影响了发电企业的出力意愿。因此，仅通过提高煤电利用小时数，难以有效满足当前和未来的用电增长。

更为关键的是，电力负荷的持续上升也对系统容量提出了更高要求，系统充裕度问题日益突出。根据我国备用容量规划标准，为保障电力供应安全，系统容量应按照高于高峰负荷 20% 的备用容量要求进行配置。若自 2025 年起不再新增煤电，经测算，到 2030 年我国将面临约 6700 万千瓦的容量缺口，占最大负荷的 3.31%，电力系统安全运行将面临较大挑战。为还原电力系统在高峰时段的运行情况，报告模拟 2030 年全年 8760 小时的时序生产发现，光伏出力在中午可达装机容量的 50%，但在晚间高峰时段几乎为零。尽管煤电提供了约 10 亿千瓦的支撑，并叠加储能系统的高频充放电，电力供应仍出现缺口。弥补电力缺口，按煤电机组 25 年设计寿命并可延寿 5 年的假设，“十五五”期间预计将有约 4671.5 万千瓦的落后煤电机组退役，占总装机容量的约 4%。若部分拟退役机组延迟退役，叠加约 2 亿千瓦在建煤电，整体装机规模有望满足 2030 年电力系统平衡需求。由此可见，电力负荷增长及由此带来的容量保障压力，已成为当前推动新增煤电的核心因素之一。

第三，当前电力系统灵活性电源供给不足。天然气装机占比低、抽水蓄能受限于地形限制，新型储能受制于技术、成本和电价机制的不健全，短期难以支撑高比例可再生能源并网调节需求。尽管跨省输电不断发展，2024 年跨省市场化交易电量达 1.4 万亿千瓦时，比 2016 年增长十余倍，但跨省输电仍面临通道建设周期长、已建通道运行受限、负荷高峰重叠加剧调电难度等挑战。特高压输电通道难以充分发挥调配作用，省间壁垒和交易机制不足进一步限制了电力资源的高效配置，难以应对突发电力需求。因此煤电成为短期内满足能源安全需求的首选方案。

第四，随着高比例新能源并网，电力系统稳定运行对煤电可提供的系统惯性和电压支撑有刚性需求。煤电具备天然的惯量和无功调节能力，在应对频率扰动和电压波动方面不可替代。当前，新能源大基地普遍采用“新能源 + 煤电或水电”打捆送出的模式；若送端电源由 100% 新能源构成，缺乏传统电源支撑，系统惯量将近乎为零，电网稳定性将面临较大压力。在先进替代技术尚不成熟的背景下，新能源基地项目需合理配置一定比例的煤电作为支撑电源，以确保系统安全可靠运行。

最后，新建煤电的原因还包括民生供热需求和煤电审批权的下放。北方地区冬季集中供热依赖煤电，热电联产装机持续增长；同时，煤电审批权下放至地方后，地方政府可根据能源安全、产业发展和财政需要灵活推进煤电项目。

煤电降碳路径：尽管中国在“十五五”前仍将适度布局煤电项目，但从中长期来看，中国致力于构建以新能源为主体的新型电力系统。在这一发展目标下，煤电必须加快转型步伐，通过低碳化改造与灵活性改造，逐步适应系统对清洁化和调节能力的更高要求。

在低碳化改造方面，根据《煤电低碳化改造建设行动方案（2024—2027年）》，生物质掺烧、绿氨掺烧以及碳捕集利用与封存（CCUS）被明确为典型的技术路径。同时，煤电转型以“清洁低碳”为核心目标，通过结构优化和技术升级，实现降碳与灵活性调节的协同提升。一方面，对300MW及以上机组开展延寿改造，在保持机组容量不变的情况下，可实现减少碳排放；对200MW及以下机组则优先选择关停或转为应急备用，以控制排放。另一方面，推进“上大压小”，以高参数、大容量、低能耗的先进机组逐步替代落后产能，降低供电煤耗和碳排放。

同时，通过实施“三改联动”——节能降耗改造、供热改造和灵活性改造，系统提升煤电机组的运行效率与调节能力。发展“新一代煤电”技术，进一步提升灵活性调节水平、降低最小出力和提升变负荷速率等关键指标，促进煤电在高比例可再生能源接入背景下对电网安全和新能源消纳的支撑作用。

碳中和目标下的煤电装机展望：在碳中和目标下，当前新建煤电机组将在2030至2060年间陆续退役，为新能源接替煤电提供了过渡窗口。随着煤电装机的退减，可靠出力电源比例下降，电力平衡面临挑战。为此，国家要求退役煤电“关而不拆”，转为应急和调峰使用。研究预计，2030年我国煤电应急电源规模将达到约5000万kW，基础煤电容量为13.5亿千瓦。到2060年，煤电基础装机约4亿千瓦，应急电源装机约6.7亿千瓦，合计10.7亿千瓦，与当前煤电装机规模基本持平。

总之，尽管新建煤电机组在短期内可能导致碳排放增加，但中国的减碳实践正在推动这些机组在中长期内实现深度脱碳。煤电与新能源的协同发展不仅保障了国家电力系统的安全稳定运行，也为能源转型在关键技术成熟之前的平稳过渡提供了重要支撑，整体路径与碳中和目标相契合。煤电转型作为一项系统性工程，需综合考虑技术进步、经济效益、环境影响及社会可接受性，在确保能源安全的前提下，有序推进清洁低碳转型，助力实现碳中和战略目标。

目 录

CONTENTS

1	研究背景及意义	1
2	煤电发展现状	3
2.1	发展概况	3
2.2	生产技术水平	5
2.3	市场经营情况	6
2.3.1	煤电参与电能量市场现状	7
2.3.2	煤电参与辅助服务市场现状	8
2.3.3	煤电参与容量补偿（市场）现状	9
2.3.4	煤电参与碳市场现状	11
3	新增煤电原因分析	14
3.1	资源结构决定转型路径	14
3.2	保供需求迫切	17
3.2.1	电量需求增长	17
3.2.2	电力负荷增长与容量充裕度考量	21
3.2.3	2030 年电力缺口估算	23
3.3	其他灵活性资源不足	28
3.3.1	天然气发电的资源和经济性制约	29
3.3.2	抽水蓄能的需求错配和长建设周期	29
3.3.3	风光 + 储能组合的技术和经济局限	29
3.3.4	跨省输电难以提供根本性的保障	31
3.4	电网稳定性与系统惯性的刚性需求	32
3.5	供热需求的增长	34
3.6	煤电审批权的变革	34
4	煤电降碳路径和创新实践	37
4.1	国家政策	37

4.2	降碳策略和企业实践	38
4.2.1	煤电低碳化改造	38
4.2.2	煤电结构优化和改造升级	42
5	2060 碳中和目标下的煤电装机展望	45
6	建议与小结	46
7	参考文献	49

1 研究背景及意义

2016年,《巴黎协定》正式实施,其长期目标是将全球平均气温较前工业化时期上升幅度控制在 2°C 以内,并努力将温度上升幅度限制在 1.5°C 以内。作为全球最大的能源消费国和碳排放国之一,中国一直积极履行国际气候治理责任。2020年,习近平主席在联合国生物多样性峰会上讲话中指出:中国将秉持人类命运共同体理念,继续作出艰苦卓绝努力,提高国家自主贡献力度,采取更加有力的政策和措施,二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值,努力争取2060年前实现碳中和,为实现应对气候变化《巴黎协定》确定的目标作出更大努力和贡献。

中国作为《巴黎协定》首批缔约方,积极履行承诺采取措施,持续向双碳目标迈进,根据生态环境部2023年发布数据显示,截至2022年我国碳排放强度较2005年下降了51%,降碳工作取得了显著成效^[1]。然而,作为人口大国和能源消费大国,实现“双碳”目标仍面临诸多挑战。能源活动作为碳排放的主要方向需要重点采取降碳举措,我国能源活动碳排放占总量近90%左右,我国电力行业碳排放占全国排放总量的40%,实施煤电低碳化改造建设,是推动降低煤电碳排放水平,促进传统能源低碳转型的重要途径^[2]。

在能源低碳转型过程中,能源安全始终是首要前提和基础条件。党的二十大报告明确提出“先立后破”的能源转型原则,中央深化改革改委第二十二次会议强调“推动能源清洁低碳转型与能源安全保障协同并进”。这一战略指引明确了我国能源转型必须稳步有序、安全可控的基本路径。

煤电机组在双碳目标的实现和国家能源安全的保障方面,均扮演重要角色,肩负着双重责任,2023年《新型电力系统发展蓝皮书》要求煤电装机在2030年前达峰,但明确其需承担电力安全保障和灵活调节的“兜底”作用^[3]。2023年中电联发布数据显示,2022年夏季川渝地区因极端干旱导致水电出力骤降40%,2023年冬季北方风电出力波动超60%,特殊时段的能源保障均需煤电机组承担完成,这凸显了在目前的情况下新能源系统对传统电源尤其是煤电机组的调节依赖。

目前,我国电力系统的绿色低碳转型已进入快速发展阶段,可再生能源发电(尤其是风电和光伏发电)装机容量持续增长,根据国家统计局2023年数据,新能源装机占比已超过36%。然而,伴随着新能源的快速发展,电力系统对灵

活性和备用容量的需求也逐步提升。根据国家能源局 2024 年数据：2023 年全国新增煤电装机 52GW，创十年新高，而且煤电仍承担着 57% 的发电量，燃煤发电正在从电量型电源向基础保障型和系统调节型电源转变。

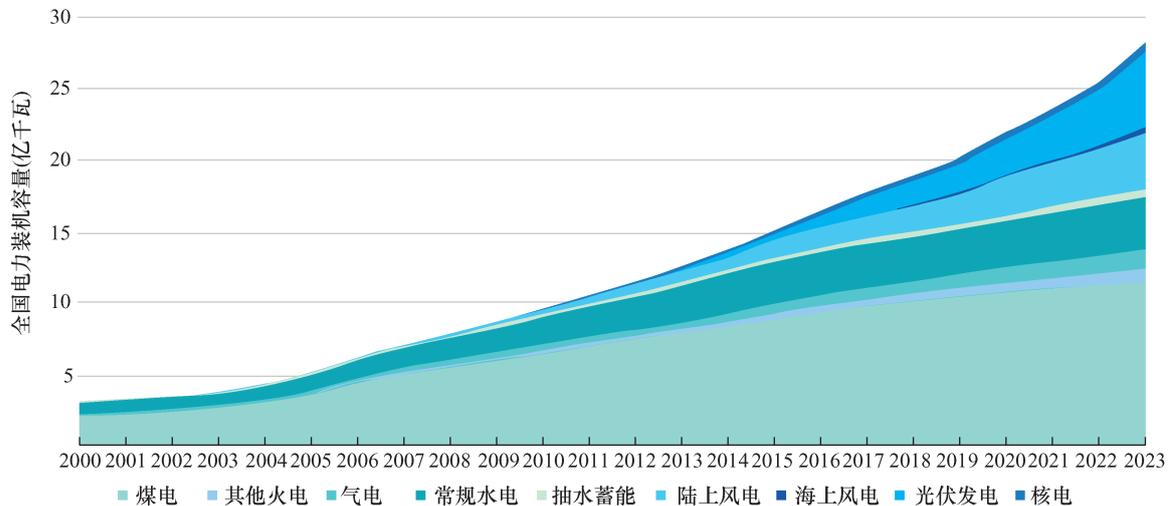
本报告旨在探索以下关键问题：煤电新增与双碳目标的深层协同逻辑，煤电清洁发展本质、清洁降碳策略，以及煤电企业降碳实践。

2 煤电发展现状

2.1 发展概况

煤电装机占比持续走低，结构不断优化。从“十一五”至“十四五”的前四年，我国年均煤电新增装机分别为 5600 万、4600 万、4000 万、2700 万千瓦。2023 年底，我国风电和太阳能发电总装机规模突破 10 亿千瓦，非化石能源发电装机首次超过火电装机规模，煤电装机占比首次降至 40% 以下；2024 年 6 月底，我国风电与光伏发电装机规模（11.8 亿千瓦）首次超过煤电装机（11.7 亿千瓦）^[4]。2024 年底我国发电装机容量 33.5 亿千瓦、同比增长 14.7%，其中火电装机 14.4 亿千瓦；煤电装机容量增至 11.9 亿千瓦、占发电总装机 35.5%^[5]。尽管煤电装机容量有所增加，但其在电力总装机容量中的占比持续下降，如图 1 所示（数据来源：中电联发布的年度电力工业统计数据和相关行业报告）。

图 1 中国发电装机变化趋势，2000—2023（亿千瓦）



煤电机组从电量型电源向基础保障型和系统调节型电源转变，利用小时数呈下降趋势。根据煤电发展路径，在碳达峰之前，按照“增机控量”的原则，发展一定规模的煤电项目以满足电力平衡要求，同时控制煤电发电量，优先利用清洁能源发电，降低电力碳排放强度。根据中电联统计数据，2013 年我国煤电利用小时数为 5078 小时，随后逐年下降，2016 年降至近年来的最低点 4221 小时；

2024 年，火电装机利用小时数为 4200 小时，其中煤电机组利用小时数约为 4256 小时。近十年我国煤电利用小时数基本保持在 4300 小时左右，较 2013 年呈现明显降低态势，这体现了煤电在电力系统中角色转变的必然结果。未来，随着清洁能源占比的进一步提升和电力系统调节需求的增加，煤电机组将更多承担调峰、保供等辅助服务功能，其利用小时数可能进一步下降。全国煤电机组平均利用小时如图 2 所示。

图 2 全国煤电机组平均利用小时

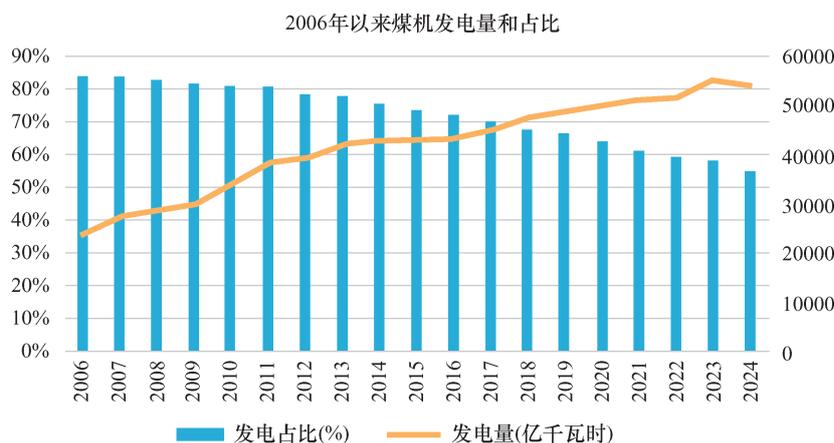


机组运行方式发生显著转变，可靠性和经济性降低。在新型电力系统构建过程中，随着新能源发电规模大幅增长，其间歇性、随机性、波动性特点对电力系统的调节能力提出更高要求。为保障电力供应安全，煤电机组将承担更多的调峰功能，深度调峰不断创出新纪录，最低负荷率可低至 15%^[6]。长期低负荷运转和频繁启停调峰将会成为常态，对机组的热耗、煤耗等有较大影响，如某 600MW 等级超临界燃煤机组，100%THA 工况供电煤耗为 313 克 / 千瓦时，50%THA 工况下供电煤耗为 328 克 / 千瓦时左右，40%THA 工况下供电煤耗为 339 克 / 千瓦时左右，深调至 20% 额定负荷时供电煤耗升至 406 克 / 千瓦时左右。随着煤电机组运行调节更加频繁，且在超低负荷、快速爬坡等极限工况运行，机组跳闸风险大幅增加，安全运行成本随之提高。煤电被动偏离设计值运行，导致供电煤耗增加，设备可靠性和经济性受到冲击，这也为煤电在新型电力系统中由传统基荷电源向调峰电源的功能转型带来了更为紧迫的挑战。

煤电发电量仍有增长，但电量占比逐年降低。2011 年之前，我国煤电作为电力供应的绝对主力，煤电发电量占比始终保持在 80% 以上，支撑着经济高速增长带来的电力需求。然而，随着清洁能源的快速发展和能源结构调整的深入推进，虽然我国煤电发电量逐年上升，但自 2012 年起，煤电发电量占比开始

下降。根据中电联统计数据，2012年至2020年，煤电发电量占比从78.5%降至64.0%，年均下降约1.6个百分点，尤其进入“十四五”后，在“双碳”目标的推动下，煤电发电量占比进一步降低，2022年首次降至60.0%以下，2024年降至54.8%左右。我国煤电发电量变化趋势如图3所示。

图3 我国煤电发电量变化趋势



数据来源：基于中电联年度数据分析

煤电在保障电力安全方面的作用日益凸显。尤其是在极端天气和用电高峰期间，其稳定性和可靠性成为保障电力供应安全运行的关键支撑。以2024年为例，在冬季大范围寒潮和夏季高温叠加下，全国用电负荷屡创新高，最高达14.5亿千瓦，同比增长1.1亿千瓦。尽管煤电装机占比不足40%，却承担了近60%的用电量供应及超过70%的顶峰负荷，煤电在电力系统中的基础保障作用进一步凸显。

2.2 生产技术水平

节能降耗方面，我国积极实施煤电节能改造，煤电机组碳排放水平逐步降低，“十一五”“十二五”“十三五”和“十四五”前三年全国平均供电煤耗分别下降37.0克/千瓦时、17.6克/千瓦时、9.9克/千瓦时和1.6克/千瓦时^[7]。2022年，全国超过10.5亿千瓦煤电机组完成超低排放改造、占煤电装机比例93.8%，单位火电发电量烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放分别为17毫克/千瓦时、83毫克/千瓦时、133毫克/千瓦时，比10年前分别降低95.6%、96.3%、94.5%^[8]。2023年，95%以上的煤电机组实现了超低排放，全国煤电平均度电碳排放约816克二氧化碳/千瓦时，相比2010年降低了76克二氧化碳/千瓦时，降幅达8.5%，如图4所示。

科技创新方面，煤电超超临界、自主可控等技术不断进步。超超临界二次再热技术达到国际先进水平，近年来我国进一步发展了超超临界二次再热发电技术。目前已建成国电泰州二期、华能莱芜、华电句容、大唐雷州等10余台1000MW级超超临界二次再热发电机组，主要采用的参数水平为31MPa/600℃/610℃/620℃。目前我国正在进行650℃超超临界燃煤发电机组的研发工作，并取得了积极进展，为推进电力行业高效清洁、绿色低碳发展奠定了坚实的技术基础。煤电工业控制系统实现自主可控，国内首套全国产化DCS系统发布，从核心芯片到基础电子元器件，从操作系统、数据库等基础软件到应用软件全部使用自主技术，软、硬件国产化率均达到100%，实现了锅炉、汽轮机、发电机的全覆盖控制，将我国电力基础设施国产自主可控工作推向崭新阶段。数字化智慧化建设迈上新台阶。推动传统电厂向数智电厂转型升级，不仅可以提高机组控制精度、加快机组响应速度、适应机组调峰要求，还能更加全面、及时掌握机组健康状况，从而使机组运行始终处于较高的安全水平。近年来，已建或在建的数智电厂项目有数十项，较为典型的数智电厂建设案例有华电莱州电厂、国能定州电厂等。

图4 全国平均供电煤耗，2010—2023（克/千瓦时）



2.3 市场营销情况

随着我国新一轮电力体制改革不断向纵深推进，煤电已全电量进入市场，煤电价值通过电能量、辅助服务、容量和碳市场综合体现，价格均由市场竞争形成，煤电机组的市场竞争能力和运营水平对煤电经营和发展产生了重大影响。

2.3.1 煤电参与电能量市场现状

2021年10月11日，国家发展改革委印发了《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》(发改价格〔2021〕1439号)(以下简称“1439号文”)，有序放开全部燃煤发电电量上网电价，燃煤发电电量原则上全部进入电力市场，标志着燃煤发电电价将全部通过市场化方式形成。

(1) 煤电参与省内电能量市场情况

早在2015年实施新一轮电力体制改革以来，我国先是以中长期交易开始起步，推动各类型电源价格由市场交易形成。“1439号文”印发后，理论上煤电价格全部由市场化方式形成。2023年我国煤电发电量为5.7万亿千瓦时，全国超过90%的煤电机组参与了电力市场交易，市场化电量占总发电量的比重达到70%以上。但是，电力作为一个只有实时交易、不具备大规模、经济性储存特点的特殊商品，只有现货市场才能真正反映市场供需。因此，建立电力现货市场、推动各类型电源参与现货市场，才是真正实现了市场化方式形成价格。从2017年启动第一批以省为实体的电力现货试点建设以来，历经七年实践探索，目前全国已有10个省/地区(包括南方区域市场)运行电力现货市场，其中，山西、广东、蒙西、山东、甘肃、湖北、浙江等7个已进入连续结算试(正式)运行，基本搭建起了中长期+现货市场的交易模式。

煤电发电有了时间价值。从2023年交易情况来看，5个连续运行地区电力现货市场日前出清月度均价(以下称现货月度均价)全年变化幅度较大，最高现货月度均价为8月0.523元/千瓦时，最低现货月度均价为1月0.339元/千瓦时(2023年春节在1月)。山西、广东、甘肃在迎峰度夏期间市场价格位于较低水平，迎峰度冬期间市场价格较高，而蒙西、山东迎峰度冬期间价格低于迎峰度夏时期。其中，蒙西月度均价波动最大，8月与1月价差最大，为0.772元/千瓦时；山西省现货月度均价波动最小，2月与11月价差最大，为0.200元/千瓦时。总体来看，电力现货市场价格有效反映了各地区电力供需情况，并且由于供需关系变化，现货市场价格会自然形成分时价格，从而赋予了电力这种商品在不同时段以不同的价值。

煤电发电有了位置价值。以往一个区域内所有煤电机组都执行一个基准价的情况不再存在，而是其电价水平与其所在位置、所在节点的负荷情况、电网阻塞情况都息息相关。一般来说，与此前靠近煤源建厂、以获得成本优势的规划思路不同，在电力现货市场环境中，相比成本优势，靠近负荷中心(负荷高、电价高)的机组往往会获得更高的收益。

(2) 煤电参与跨省跨区电能量市场情况

为应对我国能源分布与用能需求逆向分布的现实格局，2000年国家正式提出将实施“西电东送”作为西部大开发的标志性和骨干工程，工程全面启动。2011年，随着青藏直流联网工程的投入试运行，全国除台湾地区以外的全国联网，基本建成统一电力网络，初步形成了“西电东送”“北电南送”的跨区域电力资源优化配置格局^[9]。由于西部靠近煤炭产地、西部煤电相对东部地区具有较大成本优势，因此此前所建设的输电通道，除大水电之外，大部分都是以输送煤电为主。在2014年，为落实《大气污染防治行动计划》，国家能源局提出加快推进大气污染防治行动计划12条重点输电通道建设，以特高压输电为主的西电东送开始承载新的历史使命，开始输送西部地区的清洁能源^[10]。2017年，开始组织省间富裕可再生能源交易。2022年省间现货市场开始试运行，至此，省间中长期+省间现货交易的跨省跨区交易框架基本形成。据国家能源局数据，2023年，我国跨省跨区送电量已达到1.85万亿千瓦时，约占全社会用电量20%。2024年全国市场化交易电量达到6.2万亿千瓦时，全社会用电量的63%都来自市场化交易电量。其中，跨省跨区市场化交易电量在2024年达到1.4万亿千瓦时，比2016年增长十多倍^[11]。

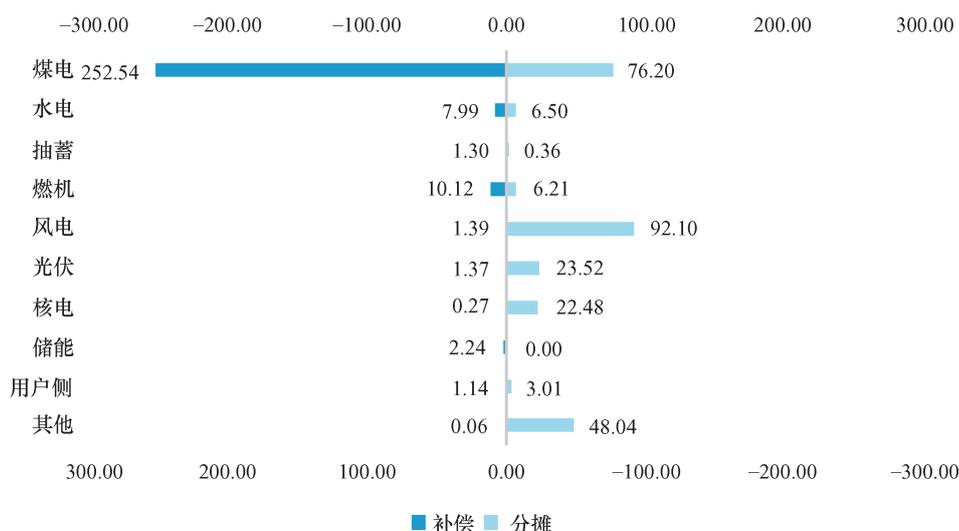
2.3.2 煤电参与辅助服务市场现状

电力现货市场的建设，使得电力商品可以进一步细分为电能量、辅助服务和容量，并通过不同细分市场的建设体现电力系统中不同电力商品的价值。随着中长期价格与现货价格的趋同，煤电仅依靠电能量市场收入很难回收全部成本，高比例新能源带来的系统平衡问题则为煤电辅助服务价值提供了广阔市场。

目前，全国已开展的电力辅助服务交易品种主要包含调峰、调频、备用，部分省区因地制宜建设了省间备用、黑启动等辅助服务市场。其中，华北、华中等5个区域建立调峰辅助服务市场；华东、西北、东北区域建立备用辅助服务市场；南方区域建立“统一”调频、备用辅助服务市场；辽宁、吉林、陕西、黑龙江等24个省级市场，建立了以调峰为主的辅助服务市场；四川、贵州、云南建立了黑启动辅助服务市场。另外，在交易模式上，由电网确定调节需求，各市场主体通过“报量报价”“报量不报价”等方式，采取“集中竞价、统一出清”“集中竞价、边际出清”等模式，由市场决定调用价格及顺序，初步实现系统调节成本的最优化。

因煤电发电的稳定性和可调节能力强，煤电机组在辅助服务市场中通常占主导地位。2023年上半年，全国电力辅助服务补偿费用共278亿元，占上网电费的1.92%，从电源类型看，电力辅助服务费用大部分用于补偿煤电机组，共252.54亿元，占比90.8%^[12]；分摊费用主要由风电、光伏、核电、水电承担，2023年上半年全国各类型组电力辅助服务补偿费用的补偿与分摊费用如图5所示。

图5 2023年上半年全国各类型机组电力辅助服务补偿分摊费用



注：其他分摊费用包含跨区水电分摊、省间备用、省间调峰、“两个细则考核”等

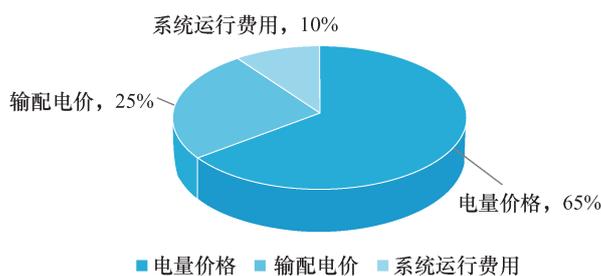
2.3.3 煤电参与容量补偿（市场）现状

以新能源为主体的新型电力系统长周期维度对系统充裕度提出了更高要求，电力系统必须保证在满足最大用电高峰时留有充裕的电源容量以应对突发事件并保证电网安全，煤电则承担了此重要作用。容量电价机制将通过容量价格来回收煤电固定成本，是保障煤电发展的重要措施，也是适应煤电功能转型的必然需要。2023年11月8日，国家发改委、国家能源局联合印发了《关于建立煤电容量电价机制的通知》（发改价格〔2023〕1501号），从2024年起，煤电开始全面实行容量电价机制。容量电价机制是保障煤电发展的迫切需求，是适应煤电功能转型的必然需要。

我国选择以容量电价机制作为多元化煤电价值的切入点，主要基于两方面考量：一方面考虑新型电力系统和传统电力系统的底层逻辑的变化。随着风电、光伏等新能源发电比重持续提升，电力系统的不确定性和波动性显著增强，电力系

统从“以电量为中心”向“多元价值并重”转型，其中容量价值的重要性日益提高，煤电作为调节性资源的作用需被重新认识与激励；另一方面兼顾终端电价的承受能力。为避免电价大幅上涨煤电容量电费纳入系统运行费用，由工商业用户按月用电量分摊，其在终端电价中占比相对较小。在市场化用户终端电价构成中，电量价格占 65%，输配电价占 25%，系统运行费用占 10%（包括辅助服务、政府性基金与附加、上网环节线损费、煤电容量电费），如图 6 所示。但容量电价的总额规模可观，通过 2024 年 1 月全国各省电网代购电价来看，大多数地区工商业煤电容量电费分摊为 0.01 ~ 0.02 元 / 千瓦时，以 2023 年全社会用电量 9 万亿千瓦时、工商业用电占比 80% 计算，容量电价费用将达到 700 ~ 1400 亿元左右。总体来看，从电力系统运行安全性、市场发展阶段及用户承受能力综合考量，容量电价机制是契合当前我国电力系统的转型趋势。

图 6 市场化用户终端电价构成示意图



煤电容量电价按照回收煤电机组一定比例固定成本的方式确定，固定成本实行全国统一标准为每年每千瓦 330 元，通过成本回收来保障电网有效容量。从 2024—2025 年容量电价政策执行情况来看，全国大部分地区通过容量电价回收固定成本的比例约为 30%。而在煤电功能定位转型较为迅速的地区，固定成本回收比例已提升至 50%，以适应煤电机组角色转换的实际需要^[13]。采用 50% 比例的省份分为三类：第一类是火电装机占比较低，比如四川、云南、青海，近年来其火电装机比例均低于 15%；第二类是近年用电量增速快且水电占比较高的地区，比如广西、湖南、重庆；第三类是煤电发电利用小时数低的煤电装机大省，本地电网及其所在区域电网平衡能力有限的省份，比如河南。

但煤电容量电价机制是一项过渡性政策，适用于合规在运的公用煤电机组，容量电价仅解决了全部成本 7% ~ 8% 的问题，占比太小，煤电容量电价机制

无法帮助煤电企业从根本上脱困。从全国调研情况来看，煤电容量电价执行中仍面临以下问题：一是由于容量电价政策执行时间不长，部分地区如辽宁、黑龙江、云南等政策落实情况不理想，不提高整体用户电价水平，将容量电价与电能量电价合为一体，未按照政策要求落实容量电价政策，无法发挥固定成本回收、体现容量资源价值的作用。二是从各地容量电费考核细则来看，除河南等个别地区外，大部分地区热电联产机组因供热导致发电出力受限容量均不计入最大出力，影响容量电费回收比例，当前我国售热价格特别是采暖热价整体偏低，热价与供热成本长期倒挂。三是跨省跨区外送煤电机组仅确定容量电费分摊原则，具体容量补偿方式和标准未明确，目前仅少数外送机组按两部制电价完成结算，黔电送粤、吉泉、天中等配套外送电源容量电费暂未结算，京津唐、山西等省区域明确按外送电比例扣除煤电机组容量电费，与政策规定不符。四是容量电费考核严格，存在与《发电厂并网运行管理实施细则》和《并网发电厂辅助服务管理实施细则》（已修订为《电力并网运行管理规定》和《电力辅助服务管理办法》）（以下简称“两个细则”）重复考核现象，煤电机组非计划停运在两个细则和容量电价政策中都属于考核内容，南方区域明确规定，在纳入容量电费考核管理的机组，非能源保障供应期间（能源保供期指冬季和夏季用电高峰期），不再执行并网运行管理细则中的非停考核条款，但在电力保供期间，仍要执行并网运行管理细则中的加倍考核。

2.3.4 煤电参与碳市场现状

全国碳市场于 2021 年 7 月启动交易，交易平台设在上海，碳配额登记系统设在武汉。目前，发电行业已纳入全国碳市场，第一个履约周期（2019、2020 年度）纳入发电行业重点排放单位共 2162 家，年度覆盖二氧化碳排放量约 45 亿吨；第二个履约周期（2021、2022 年度）纳入发电行业重点排放单位共 2257 家，年度覆盖二氧化碳排放量约 51 亿吨。由于纳入行业较少，因此当前全国碳市场运行情况基本可以反映煤电企业参与碳市场现状。

（1）煤电企业碳配额分配和履约情况

我国碳市场配额分配制度设计与多数欧盟碳市场所采用的预先设置排放上限、对覆盖排放量进行总量控制的制度设计不同。我国碳市场以免费分配方式向煤电企业核发碳配额，即根据被纳入煤电企业所拥有的燃煤机组的实际供电量，按照预先规定的碳排放强度基准值，向纳入全国碳市场的煤电企业免费分配配额。

目前全国碳市场对燃煤企业按照煤基规模和类型设有三个基准值类别。在全国碳市场首个履约周期中，煤电企业获得了碳配额总量的99.1%。其中，300MW及以上常规燃煤机组获得的配额占比为32.4%，300MW及以下常规燃煤机组占比为48.3%，非常规燃煤机组占比为18.4%。在该履约期内，共有847家重点排放单位出现配额缺口，累计缺口约1.88亿吨。企业共使用约3273万吨国家核证自愿减排量（CCER）用于抵销，整体履约率达到99.5%。共有1833家重点排放单位按时足额完成配额清缴，说明整体配额发放相对宽松。

在第二履约周期（2021、2022年度），全国碳市场配额发放量分别为50.96亿吨、51.04亿吨，经核查的实际排放量（应清缴配额量）分别是50.94亿吨、50.91亿吨，2021年度盈余147万吨，2022年度盈余1298万吨，占配额发放总量的0.03%、0.25%，配额分配盈亏基本平衡。在这期间，煤电企业共使用371.74万吨国家核证自愿减排量用于配额清缴抵销，2021、2022年度配额清缴完成率分别为99.61%、99.88%，较首个履约周期进一步提升。此期间免费配额的发放依旧比较宽松。

尽管全国碳市场整体履约情况较好，但由于目前碳配额发放基本在9、10月，因此全国碳市场履约期集中在第四季度。这正处于煤电企业入冬前采购燃料的关键时期，煤价和碳价走势高度重合以及能源保供影响给发电企业带来巨大的短期经营挑战。

（2）煤电企业碳交易和碳价情况

全国碳市场首个履约周期共运行114个交易日，碳排放配额累计成交量1.79亿吨，累计成交金额76.61亿元，成交均价42.85元/吨，价格总体稳中有升^[14]。在第二个履约周期中，碳排放配额累计成交量2.63亿吨，累计成交额172.58亿元，碳排放配额成交量和成交额较首个履约周期分别上涨47.01%和125.26%。2024年上半年，月均成交量达366.82万吨，同比上涨174.90%。截至2024年8月底，全国碳市场碳排放配额累计成交量4.73亿吨，累计成交额276.6亿元。在碳配额价格方面，2023年底全国碳市场平均碳价为79.42元/吨，较开市首日开盘价上涨65.46%。随着《碳排放权交易暂行条例》颁布实施，以及全国碳市场第三个履约周期的持续推进，市场交易价格整体呈现稳步上扬态势，碳价于2024年4月24日首次突破100元/吨，目前碳价较略有回落，在90元/吨水平波动^[15]。整体来说交易的活跃度还有待进一步的改善与提高。

(3) 煤电企业面临的碳市场新制度变化

根据生态环境部新发布的《2023、2024年度全国碳排放权交易发电行业配额总量和分配方案（征求意见稿）》，2024年底前将完成全国碳市场第三周期履约。全国碳市场第三履约周期仍延续免费配额分配方式，但不同煤电机组的碳排放基准值均有不同比例的下调。从《征求意见稿》中公布的2023年基准值看，大机组下降比例较小，配额分配下降的部分主要集中于300MW等级以下和非常规机组，见表1。按全国碳市场排放量52亿吨估算2023~2024年总的缺口约为8840万吨，较前两个履约周期的整体缺口大幅增加。对于部分发电效率偏低的企业，配额缺口将增加，履约经济负担较大。此外，全国碳市场第三履约周期还引入了配额结转政策。煤电企业2019—2024年度的配额如有盈余，需通过出售一定数量配额的方式，结转剩余部分至2025年度及之后使用。结转政策设计的目标是鼓励有配额盈余的煤电企业出售配额、释放配额供给，但结转政策的实际效果还有待于进一步的追踪与观察。

表1 燃煤机组碳排放配额分配基准值

		2022年	2023年	2023年基准值降幅	2024年	2024年基准值降幅
30万千瓦等级以上燃煤机组	发电基准值	0.8177	0.7861	-3.86%	0.7822	-0.50%
	供热基准值	0.1105	0.1038	-6.06%	0.1033	-0.48%
30万千瓦等级及以下燃煤机组	发电基准值	0.8729	0.7984	-8.53%	0.7944	-0.50%
	供热基准值	0.1105	0.1038	-6.06%	0.1033	-0.48%
非常规燃煤机组	发电基准值	0.9303	0.8082	-13.12%	0.8042	-0.49%
	供热基准值	0.1105	0.1038	-6.06%	0.1033	-0.48%

注：2024年基准值数据为《2023、2024年度全国碳排放权交易发电行业配额总量和分配方案（征求意见稿）》数据；基准值单位：tCO₂/MWh（发电）、tCO₂/GJ（供热）。

3 新增煤电原因分析

在“双碳”目标的引领下，我国能源结构正加速向绿色低碳转型，以风电和太阳能为代表的可再生能源正逐步成为电力装机的主力。尽管国际权威机构在中国能源转型方面已开展大量研究，但多数聚焦于总量层面的趋势分析，普遍预测中国需在2050年前大幅削减煤电规模，以实现碳中和目标。然而，此类研究普遍缺乏对电力系统中电量与电力平衡的量化模拟，难以准确反映我国电力系统运行所需的动态调节能力，进而忽视了在高比例可再生能源接入背景下，煤电若过快退出可能带来的系统安全风险，与中国电力系统运行的实际复杂性存在一定偏差。

结合国内几个权威机构分别测算结果看，“十五五”期间我国煤电依然需要新建，从其新增煤电背后原因来看，主要包括有以下几个方面：

3.1 资源结构决定转型路径

我国能源结构呈现“富煤、贫油、少气”的特点，丰富的煤炭资源使煤炭在我国能源结构中占据主导地位。我国的能源生产、消费结构与美国、欧洲等国存在显著不同，见表2。

表2 中国、欧洲和美国能源产销结构

地区	原煤（亿吨）		石油（亿吨）		天然气（亿立方米）	
	产量	消费量	产量	消费量	产量	消费量
中国	47.1	56.6	2.09	7.56	2297	3952.6
欧洲	0.5	1.28	N/A	N/A	1827	4634
美国	5.28	4.0	6.33	10.18	10716.0	9242.1

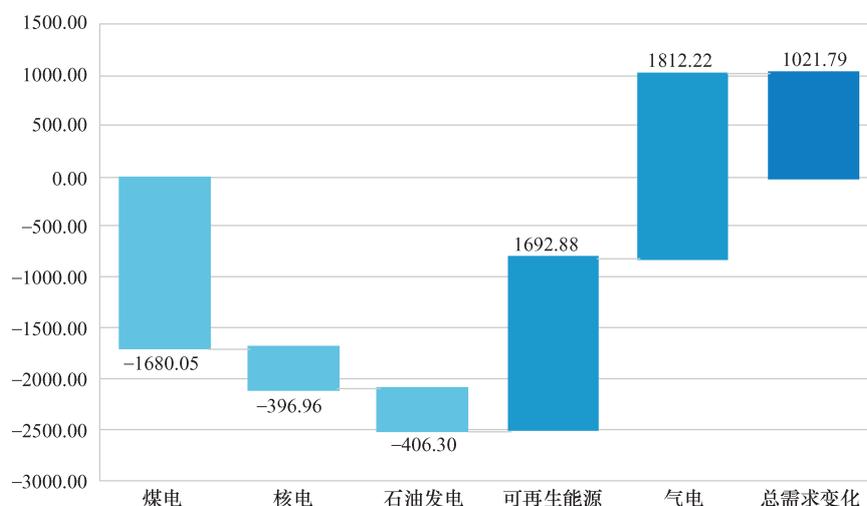
数据来源

1. 中国：石油消费量来自中国石油集团经济技术研究院数据，其他数据来自国家统计局或能源局。
2. 欧洲：欧洲统计局，石油产、销量未见公开数据，天然气产量采用消费量减进口量获取。
3. 美国：美国能源信息署（EIA 数据），单位有折算。

从图7和图8可以看出，对比OECD国家2000年和2020年发电量，煤电发电量下降最为明显，可再生能源和气电发电量增长幅度最大。作为对比，中国在这20年里，煤电发电量贡献了电量增长的一半以上，而风光发电量才仅煤电发电量的三分之一。相比西方发达国家，我国在能源转型路径过程中面临缺乏充足天然气资源以及电量需求持续增长的双重挑战。在OECD国家，燃气发电的

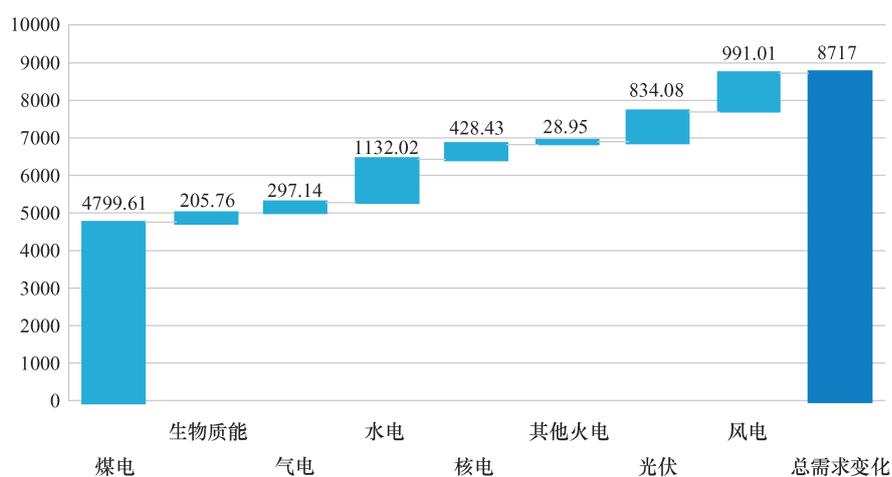
增长在很大程度上替代了燃煤和核电，用以满足相对稳定的存量用电需求，燃气起到了关键的过渡能源作用，是能源转型路径中重要的过渡措施。而在中国，过去二十年几乎所有类型的电源装机和发电量都在同步增长，以应对不断攀升的电力需求。尽管非煤电电源增长迅速，但主要是为满足新增负荷，而非对存量电量的替代。同时，受资源禀赋限制，我国难以照搬西方以油气替代煤炭、以新能源替代油气的碳中和路径，这使得煤电在保障存量电力供应中依然会发挥着不可替代的作用。

图 7 OECD 国家不同电源发电量的变化，TWH，2000—2020



数据来源：IEA

图 8 中国不同电源发电量的变化，TWH，2000—2024



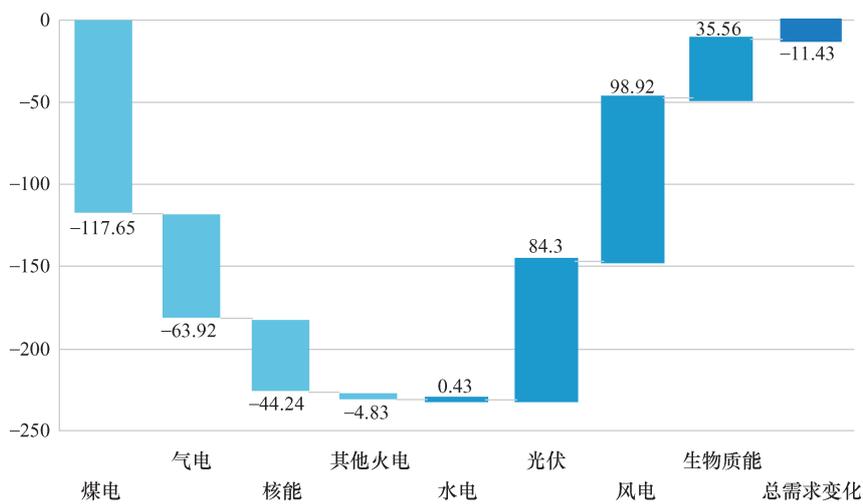
数据来源：EMBER

英国作为 G7 中最早实现煤电清零的国家，于 2024 年 9 月彻底关停了所

有燃煤电厂。2000—2024年，英国不同电源发电量的变化如图9所示，可以看出生物质能和风光发电有显著增长，煤电发电量下降最多，气电与核电均在回落。

分析显示，近年来英国煤电退出的主要替代来源是可再生能源发电，而非天然气发电，但其电力系统的稳定运行依赖于天然气发电作为兜底保障。英国本土天然气资源较为丰富，北海气田提供了可靠的供应，同时英国拥有成熟、稳定的天然气进口和调度体系，使得天然气能够长期稳定地承担电力系统的顶峰调节功能。在英国T-4容量市场中，天然气始终占据主导地位，例如，2027—2028交付年度中，其中标容量占比高达66.97%，2028—2029年度为63.27%^{[16][17]}。尽管天然气发电在英国总发电量中不高（2024年占比在25%左右），但其装机容量受到制度性保障，确保了其在退煤后的电力系统中发挥基础支撑作用。

图9 英国不同电源发电量的变化，TWH，2000—2024



数据来源：EMBER

中国同样面临类似挑战：随着可再生能源比重的持续上升，煤电发电量占比已呈下降趋势，但由于风电、光伏出力的不稳定性，新能源短时间内尚无法独立支撑电力系统的稳定运行。在此背景下，中国通过引入容量电价机制等手段，试图增强煤电的容量投资能力。然而，与英国不同的是，中国“富煤、贫油、少气”的资源禀赋决定了其无法依赖天然气等其他化石能源作为顶峰调节电源。因此，从系统可靠性的角度来看，煤电作为国内最丰富、最可控的能源形式，依然是中国电力系统中不可或缺的支撑性电源，通常称之为“压舱石”地位。

因此，尽管中国和英国都面临容量市场激励不足的问题，但由于资源禀赋的巨大差异，两国选择的“兜底电源”路径也必然不同：英国依靠本土及进口天然

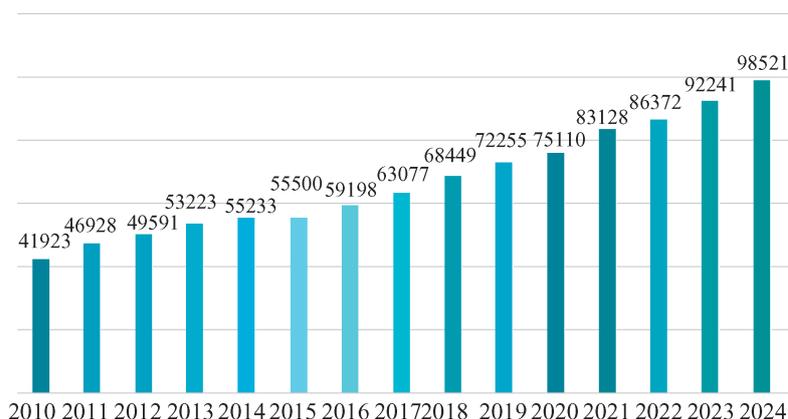
气来保障电力系统的稳定与安全，而中国则在资源现实的约束下，仍需依托煤电承担系统容量支撑和调节能力的重要角色。

3.2 保供需求迫切

3.2.1 电量需求增长

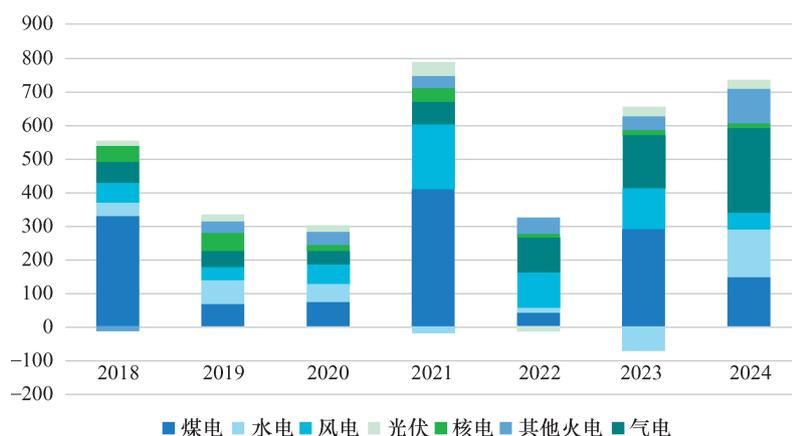
用电量的快速增长。从国家能源局发布数据来看，2024年，全社会用电量98521亿千瓦时，同比增长6.8%，其中规模以上工业发电量为94181亿千瓦时。从分产业用电看，第一产业用电量1357亿千瓦时，同比增长6.3%；第二产业用电量63874亿千瓦时，同比增长5.1%；第三产业用电量18348亿千瓦时，同比增长9.9%；城乡居民生活用电量14942亿千瓦时，同比增长10.6%。回顾2010年以来全社会用电量看（见图10），中国经济形势发展强劲，经济社会发展的本质要求对电量需求在持续增加。

图10 中国历年全社会用电量（2010—2024年）



统计数据表明煤电依然是过去几年电量增长的重要保障。当前光伏、风电、核电、气电等其他电源无法满足全部增量用电。2023年新增的煤电发电量占新增发电量的50%，2024年新增的煤电发电量占新增发电量的20%左右。出现这一现象的根本原因在于，当前阶段可再生能源和其他非煤电源尚难以完全覆盖新增用电需求。虽然风电、光伏装机大幅提升，但其受限于波动性强、出力不稳定、区域分布不均等特征，导致其对电量增长的支持仍存在边界；同时，水电受来水情况影响大，年际波动明显，气电与核电的快速发展也受限于资源、技术和建设周期等因素。

图 11 2018—2024 年各电源新增发电量，TWH



数据：国家统计局

从后期十五五期间的电量需求增长来看：

(1) 宏观经济驱动

尽管中国经济增速整体放缓，但仍保持中高速增长态势。根据国际货币基金组织（IMF）预测，中国经济增速在 2026 年至 2029 年期间将持续放缓，年均增长率预计从 2026 年的 4.5% 逐步下降至 2030 年的 3.4%^[18]。考虑到电力弹性系数未来依旧会在 1 以上（2018—2023 年，我国电力弹性系数平均值为 1.16）^[19]，对应的电量需求增速约为 4% ~ 5.4%。

(2) 产业结构变化

传统制造业向智能制造、新能源、新材料等高新技术产业升级，数据中心、5G 基站等数字基础设施快速发展，这些新兴产业普遍具有高电耗特征，单位产值电力消费强度显著高于传统产业。此外，战略性新兴产业如集成电路、生物医药、航空航天等对供电可靠性和电能质量要求极高，进一步推动电量需求刚性增长。

(3) 电气化进程提速

工业、交通、建筑等终端能源消费领域电气化水平加快提升，成为电力需求增长的重要推动力。传统高耗能行业（如钢铁、电解铝、玻璃）在转型升级过程中加速采用电能替代，同时，光伏制造、新能源汽车等新兴产业的快速发展亦显著拉动电力消费。预计到 2030 年，工业、建筑、交通电气化率分别为 40%、51% 和 10%^[20]，累计新增用电需求约 1 万亿千瓦时，年均电能替代量保持在 2000 亿千瓦小时左右，见表 3。

表 3 中国部分领域电气化进程预测

行业	2024 年终端能源消费 (亿吨标准煤)	2030 年终端能源消费 (亿吨标准煤)	当前电气化率	2030 年目标电气化率	电力效率优势	累计替代电量 (亿 kWh)
工业	23.22	24.38	27.60%	40%	3	8425
建筑	11.93	12.67	48.10%	51%	4	750
交通	7.45	8.38	4.30%	10%	3.5	1106
总计	42.6 ^[21]	45.43	28%	—	—	10281

(4) 新兴产业带动

人工智能、大数据中心、高端制造等用电密集型新兴产业快速发展。如若数据中心用电量年均增速约为 25%，预计到 2030 年将接近 6000 亿千瓦时，是 2023 年的约 3 倍，占总用电量 5% 左右。

基于上述因素综合分析，构建了电力需求情景预测模型，结果见表 4。

表 4 年度电力需求增长与新增发电量 (单位: 万亿千瓦时)

年份	电力需求增速	当年总用电量	较上年增量	累计新增电量	电力需求增速
2025 (基数)	—	10.4	—	—	—
2026	5.40%	10.65	0.56	0.56	5.40%
2027	5.00%	11.18	0.55	1.11	5.00%
2028	4.60%	11.69	0.53	1.65	4.60%
2029	4.30%	12.19	0.52	2.17	4.30%
2030	4.00%	12.68	0.50	2.67	4.00%

预计未来每年新增用电量将维持在 5000 ~ 6000 亿千瓦时的高位。在“双碳”目标和能源结构优化要求下，风电与光伏等可再生能源将成为新增电力需求的主要来源。然而，可再生能源的持续高速扩张面临两大制约因素：一是电网接入能力，二是项目经济性回报。

在接网方面，集中式新能源项目受制于特高压输电通道的规划与建设节奏，分布式新能源则受到配电网承载能力的限制。当前新能源项目的消纳能力正成为制约其装机和发电量增长的关键因素。2024 年，全国已有超过 400 个县区出现低压配电网承载力不足的问题，部分地区因局部消纳能力受限，已暂停分布式光伏项目的备案受理^[22]。2024 年全国弃风率达到 4.1%，超过 5% 的省份依次为西藏、蒙西、河北、青海、新疆、吉林、蒙东、甘肃、陕西。弃光率 3.2%，

超过 5% 的省份依次为西藏、青海、甘肃、新疆、蒙西、甘肃。

在收益方面，国家发改委发布的 136 号文明确提出，2025 年 6 月起新增新能源项目原则上全面进入市场，不再享有保障性收购机制。随着新能源全面参与市场化交易，项目收益将受到现货电价波动的影响，企业对新建项目在项目选址和建设上须更加审慎，特别是在供需矛盾突出的中东部地区。

国家能源局提出到 2025 年全国风电和光伏装机合计将达到 2 亿千瓦的目标^[23]。这与 2023 年与 2024 年连续突破 3 亿千瓦装机，形成鲜明对比。这也意味着新能源装机也从“发展数量”转向“质量为先”。

因此，在缺乏强有力并网能力提升和配套市场机制支撑的前提下，以“停止新建煤电”作为推进新能源建设的前提条件，在现实中尤其是短期内并不可行。煤电仍需在保障电力系统稳定运行、配合新能源调节方面发挥基础性作用。

在国家能源局 2025 年目标的基础上，假设 2026—2030 年风光装机以年均 2.5 亿千瓦增长，同时其他类型电源（如水电、核电等）保持近九年复合增速，则测算显示：我国火电（特别是煤电）发电量有望在 2028—2029 年前后达到峰值，这也将成为电力行业碳排放的拐点，如图 12 所示。但这一进程仍受制于水电的来水情况、抽水蓄能投产节奏、其他储能配网技术及其经济性的提升速度等因素，具有一定不确定性。但可以看出“十五五”期间的前期，火电发电量可能还有少量增长空间。

图 12 各类电源年度新增发电量明细（单位：亿千瓦时）



因此，虽然从长期趋势看，煤电发电占比将持续下降，但在“十四五”末、“十五五”初的过渡阶段，煤电的新增在一定程度上仍是对当前可再生能源供给能力和系统调节能力尚不完善的一种现实回应，以保障整体电力系统的安全稳定运行。

单纯提高煤电利用小时数来保障电量需求不可行。如果以 2023 年的煤电新增电量为例子，如果不新增煤电装机容量，只考虑增长利用小时数，这意味着全国煤电机组需要平均提升 520 小时。实际显然无法做到。电力系统平衡稳定需要基于电力电量两方面的平衡，在提高煤电利用小时方面收到多方面制约，比较显著的有几个方面：

1) 热电联产机组的利用率难以调节，一般采用“以热定电”的原则，这类机组的运行时间、负荷是由“供热”需求决定的，而不是“用电”需求；所以，热电联产机组的利用小时数并不能随意调节，无法靠它们来解决电力需求快速增长的问题。

2) 电力系统中仍然有部分机组为基荷电厂，长时间已经保持稳定且较高的利用率。

3) 煤炭价格直接影响发电企业的出力意愿。由于煤炭价格市场化，而电价还受较强的政策管制，使得煤炭的价格很大程度影响煤电出力的充分性。

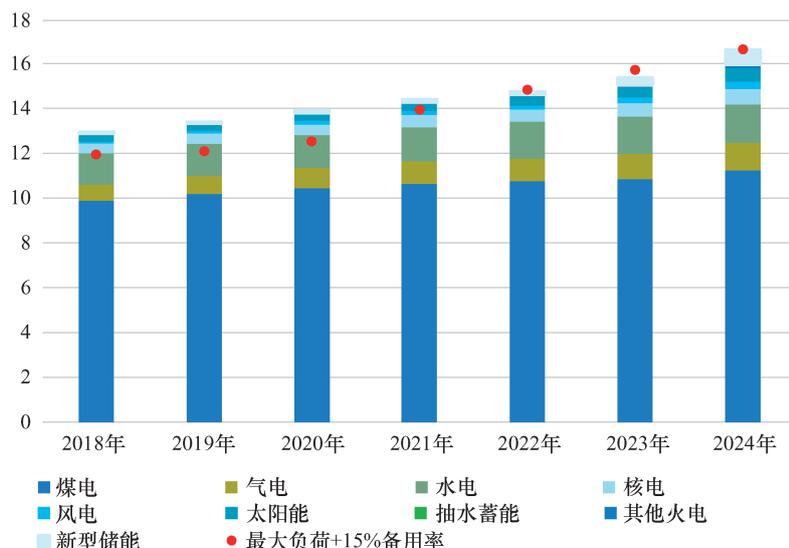
因此，受多重因素影响，在用电需求持续增长的背景下，单纯依靠提高煤电机组利用小时数来弥补用电缺口的路径是难以实现的。

3.2.2 电力负荷增长与容量充裕度考量

仅仅考虑电量平衡，从煤电的利用小时数来看，往往会认为目前电力宽松，煤电装机过剩。但实际上，在电力平衡方面，电力平衡的本质是系统装机容量规划的充裕性问题。所谓充裕性，指的是电力系统在面对各类不确定性（如负荷快速增长、新能源波动出力、机组非计划停运等）时，是否具备足够的备用资源来保障电力供应安全。我国长期以来一直采用确定性规划原则（即保证一定的系统装机备用率）来衡量系统装机是否充足。根据《电力技术导则》(GB/T 38969)，我国通常采用三类备用容量指标：①负荷备用容量：为应对负荷超预期增长，为最大系统负荷的 2% ~ 5%；②事故备用容量：用于应对大型机组或关键输电设备突发故障，一般为最大发电容量的 10% 左右；③检修备用容量：为保障设备计划检修期间的系统供电能力，通常一般取 5%^[24]。实际上，满足电力平衡是需要新建煤电更重要的原因，这在国家电网公司的模拟计算中得到充分体现。新能源并网会减弱电源总体调节能力，危及负荷的安全可靠供电。置信容量是反映新能源参与电力平衡的重要指标，指在负荷高峰时段，新能源在某一保证率下的出力。在电源规划当中，风电与光伏的置信容量大概在 5% 和 0%^{[25][26]}。2024 年迎峰度夏期间，全国最大用电负荷达到 14.51 亿千瓦，其中我国煤电提供的有效保障容量达到约 10 亿千瓦，为满足高峰用电需求提供了重要支撑^[27]。

这也是电力需求快速上涨时，作为可调度机组的煤电装机也同时快速增长的主要原因。图 13 展示了在全社会最大用电负荷快速增长背景下，不同类型电源所提供的有效容量。可以看出，煤电在系统有效容量中占据主导地位。随着电力系统顶峰装机容量与最大负荷之间的差距逐步缩小，系统的实际备用容量率将面临下行压力，进而可能对电力供应的安全性和稳定性构成挑战。

图 13 各发电类型提供的有效容量，2018—2024 年，(亿千瓦)



注：1. 容量贡献系数：反映各类电源在系统最大负荷时段的可用程度

煤电、气电、核电：高可靠性，系数 90% ~ 96%。

水电：受季节和水情影响，系数 30% ~ 40%。

风电：受风资源波动影响，系数 5% ~ 10%。

太阳能：晚高峰基本不考虑其容量价值，系数 0 ~ 0.05%。

抽水蓄能：作为调节电源，系数可达 90%。

新型储能：新能源储能没有发电能力，一般需要与电源相结合评估置信容量，但国内目前与其他国家采用 ELCC 方法不同，注重高峰时期的支撑能力，为简便计算假设系数取 90%。

2. 系统备用系数按照 15% 的要求。

以安徽的《电力供应保障三年行动方案》，2022—2024 年电力需求与供应计划平衡表见表 5，具有电力供应能力的电源主要是煤电、抽水蓄能和生物质能等可调度电源，可再生能源在满足峰值负荷方面的价值为零。《行动方案》提出，临时省外来电受区域电网供需形势及外来电力通道制约，存在较大不确定性。安徽省提出加快长三角特高压枢纽建设、争取省间市场化协议、优化峰谷电价机制等措施。然而，区域供需形势与通道限制的长期性，仍需通过加强储能建设、推动虚拟电厂等需求侧管理技术，进一步提升电力系统的灵活性和韧性。

表 5 安徽 2022—2024 年电力需求与供应计划平衡表

项目	2022 年	2023 年	2024 年
一、电力需求（规划备用）	6350	6910	7314
（一）全社会最大负荷	5670	6170	6530
（二）规划备用容量（12%）	680	740	784
二、电力供应能力	5557	6371	6890
（一）存量电力供应能力	4835	5557	6371
（二）当年新增电力供应能力	722	814	519
1. 规划新增电源	187	524	144
其中：煤电	167	396	136
抽水蓄能	0	120	0
生物质能	20	8	8
2. 规划新增准皖直流分电	125	75	0
3. 争取临时省外来电	350	125	125
其中：白鹤滩直流分电	0	100	100
长三角年度互济	200	0	0
长三角临时互济	100	0	0
区外临时来电	50	25	25
4. 推动灵活性电源建设	60	90	250
其中：应急备用电源	0	60	60
天然气调峰电站	0	0	160
电化学储能	60	30	30
三、用电负荷削减	350	375	400
（一）电力需求侧管理	150	175	200
（二）有序用电方案	200	200	200
四、电力供需缺口（规划备用容量下）	443	164	24

另外，东部省份例如广东、江苏等沿海负荷中心，由于依赖外来电力较多，在能源紧张情况下倾向于新增本地煤电，以减少外部供应的不确定性，从而用新增煤电装机容量来填补电力缺口。

3.2.3 2030 年电力缺口估算

根据国家电网公司的预测模型，“十五五”期间全国最大电力负荷将由 2025 年的约 16.43 亿千瓦增长至 2030 年的 19 亿千瓦，新增负荷约为 3 亿千瓦^[28]。而中电联预测，2030 年最大负荷可达到 20.1 亿千瓦^[29]。保障这一负荷增长的电源结构需具备高度的稳定性与可调度性，主要依赖煤电、气电、抽水蓄能及风

光配储能等多元电源组合，负荷侧管理以及省间的电网互济。为确保电力系统安全可靠运行，有必要系统地评估非煤电方案在容量支撑、调节能力及资源匹配等方面是否具备充分可行性。

为准确评估未来电源结构对 2030 年高峰负荷的保障能力，有必要从可计容量角度开展测算，并参考国家电网公司及电规总院的计算方法。依据中电联预测 2030 年全国最大用电负荷预计将达到 20.1 亿千瓦的数据，在不考虑新增煤电的前提下，按 2024 年底煤电装机容量 11.9 亿千瓦作为测算基础。

此外，为确保系统运行的稳定性和安全性，需计入备用容量要求。根据《电网调度管理条例实施办法》的要求，电网的总备用容量不宜低于最大发电负荷的 20%^[30]。

上述因素共同构成系统在保障峰值负荷时所需的最小可靠容量基线，据此可以进一步测算各类电源（如煤电、水电、核电、风光、抽水蓄能、气电、储能等）在系统中可计入的可靠容量，明确在当前新增煤电受限的情形下，其他电源是否具备弥补容量缺口的能力，见表 6。

表 6 电力平衡各相关容量情况

电力平衡各相关容量	2030 年	备注说明
一、系统所需容量	24.7	总需求
高峰负荷	20.1	全国最大负荷预测值
各用备用	4.6	19% 备用容量
- 负荷备用（5%）	1.0	按照电网调度管理条例实施办法
- 事故备用（10%）	2.0	按照电网调度管理条例实施办法
检修备用（8%）	1.6	按照电网调度管理条例实施办法
二、系统平衡可计容量	22.73	总供应
1. 火力发电装机	14.18	传统电源
- 燃煤机组	11.9	截止 2024 年底为 11.9 亿千瓦
- 燃气机组	2.03	中国石油规划总院预测，2030 年我国天然气发电规模将达到 1.82 ~ 2.24 亿千瓦（按 1.82 ~ 2.24 亿千瓦中值） ^[31]
- 其他火电	0.25	生物质等
- 受阻容量	0.85	受阻系数按照 6%
火力发电可计容量	13.33	
2. 新能源装机	24.5	可再生能源
- 风电装机	10	风光装机年均 2.5 亿千瓦增长

(续)

电力平衡各相关容量	2030年	备注说明
- 光伏装机	14.5	风光装机年均 2.5 亿千瓦增长
风电可计容量 (10%)	1	晚高峰贡献率
光伏可计容量 (0.5%)	0.07	晚高峰分布式贡献
3. 水电机组	4.05	常规水电
可计容量	3.29	一般丰季, 受阻系数 19%
4. 储能机组	3.2	储能系统
- 抽水蓄能	1.2	装机容量按国家规划建设, 受阻系数为 10%
- 电池储能	2.49	国家能源局预测, 2025 年新型储能累计装机将突破 100GW ^[32] ; 2025—2030, 复合年均增长率 20% 计算; 受阻系数 10%
储能可计容量	3.32	考虑充放循环
5. 核电机组	1.2	基荷电源
可计容量	1.08	考虑检修, 受阻系数为 10%
6. 其他电源	0.8	地热、生物质等
可计容量	0.64	新兴能源
7. 负荷侧管理	1.3	中金预测为最大负荷的 6.6% ^[33]
三、电力盈余	-0.67	供电缺口
缺口比例	-3.31%	需要填补

在该情景假设下, 即便充分挖掘了需求侧响应资源约占峰值负荷 6.6% 的调节潜力, 并且各个电源机组的受阻系数较为低估的情况下, 2030 年仍面临约 6700 万千瓦的容量缺口, 占预测最大负荷的 3.31%。如若保障电力平衡, 系统备用率将降至 19.5%。如果遇上来水不足, 水电的受阻系数会变大, 电力缺口会进一步扩大。这一缺口需通过系统性手段加以弥补, 以确保电力系统在高峰负荷时段的安全稳定运行。

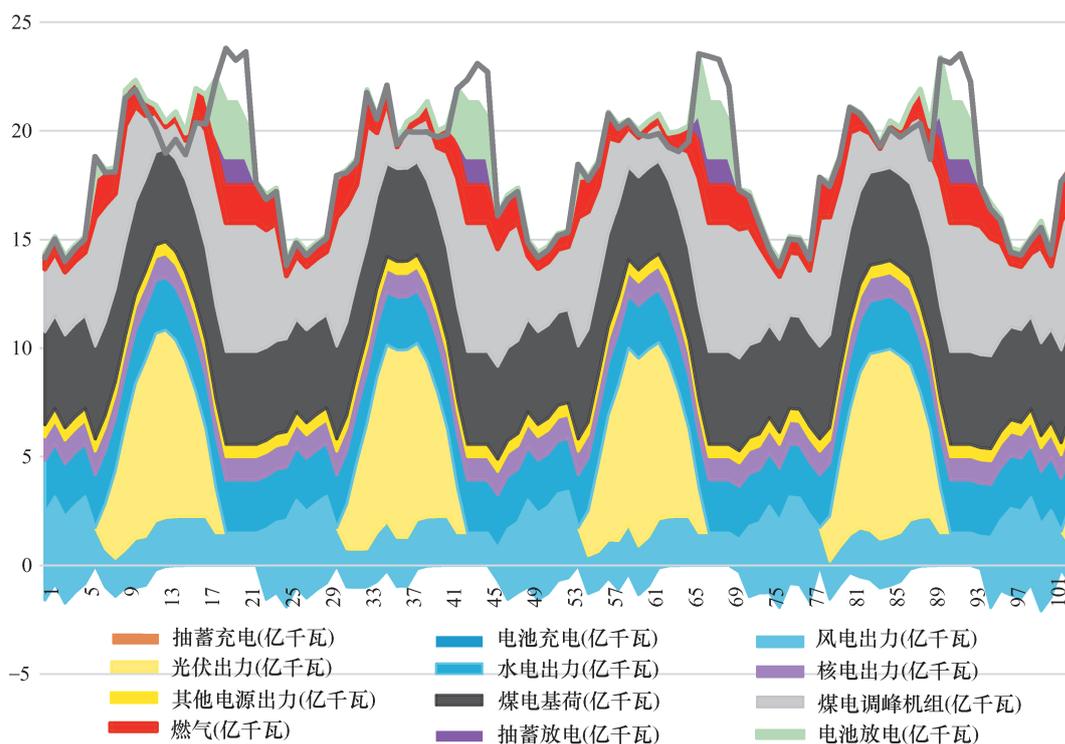
基于表 6 的装机结构, 模拟假设储能系统规模为 2.49 亿千瓦/10 亿千瓦时, 全年用电量为 12.8 万亿千瓦时, 最大负荷为 20.1 亿千瓦, 开展全年 8760 h 的时序生产模拟, 并且全年水电以最乐观的情况出力。模型中将煤电机组划分为两类运行模式:

1) 基荷机组 (45%) : 高效大参数煤电机组作为基荷电源, 以约 85% 的出力率稳定运行, 承担系统基荷。

2) 灵活调节性机组 (55%) : 完成运行灵活性改造, 参与日常调峰, 具有快速爬坡能力, 出力范围为 30% ~ 100%。

图 14 展示了全国夏季高峰某一时期的电力负荷平衡情况 (在夏季高温叠加夜间风电出力下降的极端情况下)。模拟结果表明, 光伏的发电出力在正午时最高可至装机容量的 50% 左右, 但是在负荷晚峰高峰时段出力基本为 0。煤电在系统调峰中仍发挥关键作用, 出力需要随着净负荷变动, 尽管煤电机组已全面启动, 在高峰提供了约 10 亿千瓦的出力, 并辅以储能系统的高频率充放电, 在考虑系统 20% 的备用容量要求的前提下, 电力供应出现缺口, 存在缺电风险。如果考虑到需求侧管理能力的提升, 电力缺口会缩小, 但仍然有缺电风险。

图 14 2030 年全国夏季高峰某一时段负荷电力平衡模拟 (亿千瓦)



注：此图为面积堆积图，电源出力为负的情况是因抽水和电池充电导致。

我们分析，可行的补足路径主要包括以下三种情形：

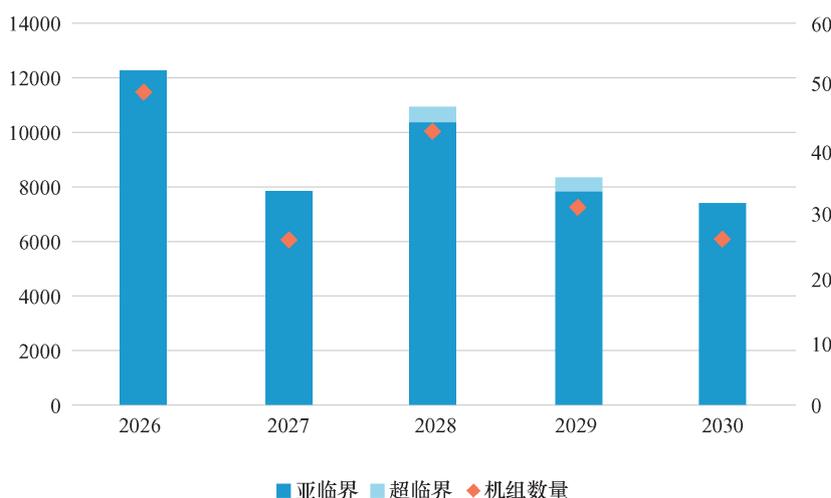
1) 以煤电为主的方案：全部由新建高效灵活煤电机组填补缺口，兼顾系统惯量支撑与调节能力；

2) 非煤电替代方案：通过提升抽水蓄能、电化学储能、天然气调峰电源、核能出力等及进一步强化需求响应能力来覆盖容量缺口；

3) 组合方案：在上述两类方案基础上，实施“以煤为稳、以新为补”的组合路径，实现煤电与非化石调节电源的协同部署，以兼顾安全性与低碳转型。

此外，还需综合考虑“十五五”期间中小型煤电机组的退役节奏。基于 Global Energy Monitor 的数据，结合机组 25 年设计寿命及可延寿 5 年的假设，对全国 1690 台在运煤电机组开展系统梳理，并以累计运行 30 年、单机容量低于 600MW 且为较为落后的技术（例如，亚临界机组）为主要退役判据，“十五五”期间预计将有 175 台、共计约 4671.5 万千瓦的中小型煤电机组陆续退出运行，约占当前全国煤电总装机容量的 4%（见图 15）。鉴于上述机组多为技术相对落后的亚临界机组，其有序退出将有助于提升煤电机组整体能效水平与环境合规性，有利于行业结构优化与绿色转型。

图 15 “十五五”期间预计老旧中小机组退役规模（兆瓦）和数目



数据来源：基于 Global Energy Monitor 的数据分析

考虑到截止 2025 年 1 月，国内仍有约 2 亿千瓦煤电项目在建，若部分拟退役机组适度延长服役年限，则在新增机组全部投产的情况下，预计能替代老旧机组的退役的容量缺口，并且整体煤电装机规模有望满足 2030 年电力系统平衡的需求。尽管从全国层面来看，电力供需处于基本平衡状态，但这一宏观平衡并不意味着区域的平衡。当前，中国电力系统的平衡区域划分以省级电网公司为主要边界，各省调度中心承担本省电网内的实时供需平衡职责。各省在规划阶段更倾向于配置足够的、甚至是冗余的本地可调度电源，以确保在高负荷或极端气象条

件下具备独立保障能力。如果能够推动形成以更大区域为单位的供需平衡机制，通过区域协同优化调度、共享灵活性资源，将有望显著降低系统层面的冗余装机需求，提高电力系统整体运行效率和经济性。

需要指出的是，此处所测算的煤电装机规模并非对实际煤电发展趋势的预测，而是基于保障电力系统合理备用容量率所进行的理论测算。因此，合理设定备用容量率也尤为关键：过低的备用率将削弱电力系统的调节与抗风险能力，威胁电力供应安全；而过高的备用率则可能导致电源建设冗余，降低系统运行效率并增加投资成本。

国际电力系统规划经验

中国当前电力系统规划普遍采用确定性负荷预测与资源配置模型，主要依据最大负荷及保供要求测算所需装机容量，并在省级电力发展规划中设置各类电源建设目标。在此框架下，光伏等可再生能源由于波动性强、可控性弱，往往在满足峰值负荷方面被赋予极低的容量价值，在多数省份规划模型中，其在可靠性评估中的边际作用趋近于零。

相比之下，美国和欧洲主要采用概率性容量充裕度评估方法，在系统层面引入 LOLE 等指标对备用容量进行优化配置。美国越来越多的区域输电组织（RTO）和独立系统运营商（ISOs）采用边际有效负荷承载能力（ELCC）方法来计算风电和光伏的容量可信度^[34]。

尤其在可再生能源与储能协同配置的背景下，ELCC 方法能够动态识别其联合出力特性及系统价值，显著提升光伏在高峰时段的容量贡献水平。此类科学的容量评估机制不仅可提高系统运行效率，避免过度冗余建设，也有助于合理引导新能源投资结构，降低系统整体碳排放强度。

3.3 其他灵活性资源不足

近年来，中国电力系统灵活性需求不断增加，尤其是新能源渗透率快速提升后，电网需要更强的短时调节能力，以应对风光出力的波动。根据国际能源署（IEA）预测，到 2030 年，中国短期灵活性需求将达到 2022 年的三倍以上^[35]。

然而，目前来看，多元化的战略路径可能更符合中国等实际情况。因为可靠性电源中的水电、核电、气电受制于各种因素，其增量均有限且难以匹配。在相当长的一段时间内，系统内灵活性电源供给仍显不足，难以全面满足高比例可再生能源接入对电网调节能力的要求。

3.3.1 天然气发电的资源和经济性制约

截至 2024 年底，燃气发电装机容量为 1.4 亿千瓦，仅占总装机容量的 4%^[36]。虽然由于天然气发电调峰能力的优势，电力系统灵活调节能力对天然气发电装机的需求增大，但受制于燃料供应的不确定性和成本高企问题，难以大规模推广。2024 年公开数据，中国天然气对外依存度已达 41%，国际气价波动较大，使得气电的运行成本难以稳定控制，这使得其在短期内难以承担主要的灵活性调节任务。

3.3.2 抽水蓄能的需求错配和长建设周期

据中电联数据，截至 2024 年底，抽水蓄能装机容量为 5800 万千瓦，仅总装机容量的 2%。根据国家能源局 2021 年发布的《抽水蓄能中长期发展规划（2021—2035 年）》，中国计划到 2025 年将抽水蓄能容量增至 6200 万千瓦，2030 年达到 1.2 亿千瓦，另有 1.67 亿千瓦抽水蓄能项目在规划或建设中^[37]。但仍然无法解决基础负荷缺口问题。

一是资源储备与发展需求不匹配。抽水蓄能作为当前最成熟的长时、大容量储能技术，在电力系统调峰、填谷和系统惯量支撑方面具备显著优势。然而，其选址受到地形地貌、水文条件和季节性水源可用性的限制较多，导致其区域发展受限，整体调节能力增长空间有限，如图 16 所示。当前获批和在建的抽水蓄能电站项目主要集中在西南、华中等地，而新能源装机规模快速扩张的三北地区（即华北、东北、西北）布局显著不足，难以匹配区域性消纳和系统调节的迫切需求。以京津冀及蒙东地区为例，区域新能源装机规模快速增长，新能源出力波动性强，对本地灵活调节能力提出了更高要求。河北、内蒙古、山东等地在建风电和光伏规模持续扩大，但同期抽水蓄能项目核准和建设进度相对滞后，抽水蓄能对应新能源装机的比例明显偏低。以内蒙古和山东为代表的新能源发展重点省份，其获批、核准、在建的抽水蓄能装机规模与本地风光装机规模严重不匹配，甘肃、宁夏等省区亦存在类似问题，系统调节资源结构性短板加剧，已成为制约新能源就地消纳和系统稳定运行的重要瓶颈。

更重要的是抽水蓄能项目建设周期较长，一般需要 6 ~ 8 年。即便有政策大力推动，短期内新增装机仍然有限，无法迅速填补电网灵活性需求的增长。

3.3.3 风光 + 储能组合的技术和经济局限

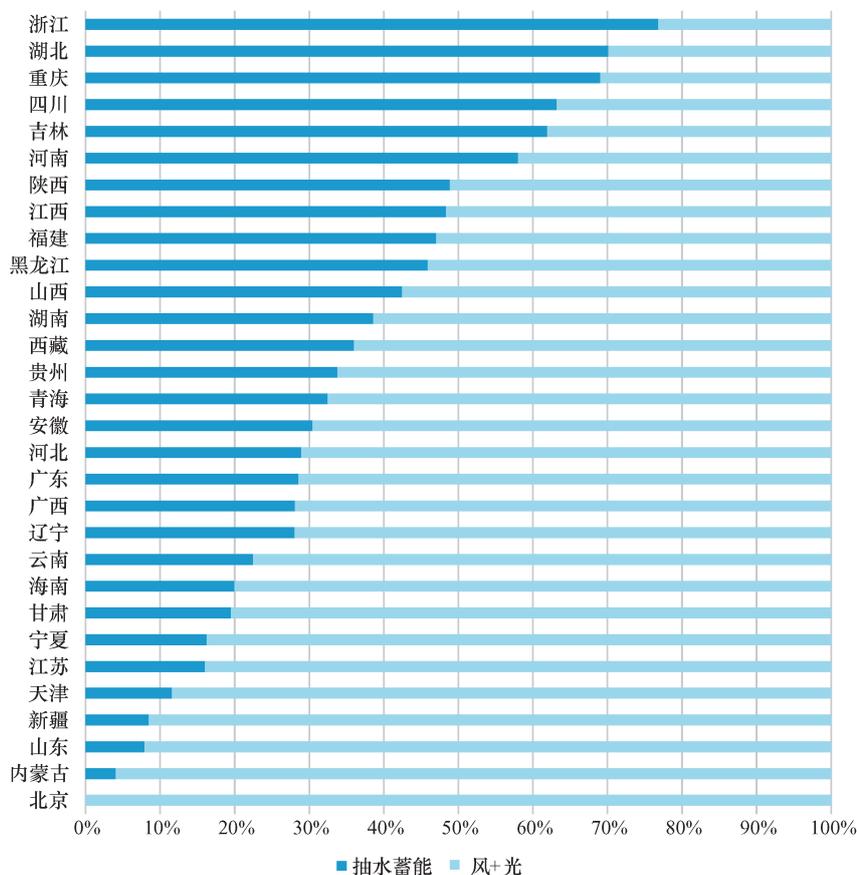
风光 + 新型储能组合理论可以提供稳定输出。理论上，该模式可通过储能系统在高发时段吸收多余电量、在负荷高峰释放，实现部分“类常规电源”特性，增

强风光资源的并网友好性。

当前，中国新型储能发展迅速，特别在锂电储能、压缩空气储能和飞轮储能等技术。国网浙江电科院赵波等研究总结了不同储能的技术特点，见表7。截至2024年6月底，全国新型储能累计投运装机容量达4444万千瓦、储能规模约9906万千瓦时，锂离子电池占比达96.4%。其中，磷酸铁锂作为主流路线已具备产业化基础。

但从运行情况来看，新型储能系统的利用效率仍偏低。根据中电联统计，2024年上半年，我国电化学储能电站日均运行时长为4.27h，日均利用时长为2.55 h，平均利用率仅为42%。从电网运行角度看，当前电池储能仍存在显著局限。储能系统单体容量小、布局分散、数量众多，与集中式火电或抽水蓄能相比，调度管理更为复杂，对电网的监控与控制能力提出更高要求。另一方面，储能缺乏清晰的商业回报机制。电池储能的成本高，盈利周期较长。当前多数新能源配储能项目无法独立并网运行，盈利主要依赖于减少新能源弃电、降低偏差考核费用等间接收益，缺乏稳定的电量电价收入支撑，充放电行为难以形成有效收益闭环。这需要一定时间，通过完善电力市场机制、探索储能容量租赁、辅助服务补偿、现货套利等多元化收益路径来完善。

图 16 各省获批、核准、在建的抽水蓄能装机规模与本地风光装机规模比例



储能可以在一定程度上替代煤电的部分功能，例如在煤电低负荷运行时，承担短周期内的频繁调频任务，并减少弃风弃光。然而，当前储能技术在提供长时段储能能力以及为电网提供惯量支撑方面仍存在明显局限。

另外，储能质量和安全问题也不容忽视：例如电池的能量密度和容量与实际需求存在差距、衰减问题严重，储能安全有关标准不健全等。因此，在大容量、长寿命、低成本储能电池的研发方面，仍然需要进一步突破。

表 7 不同储能的技术特点

储能类型		功率 /MW	能量 /MWh	效率 /%	持续发电时间	响应时间	寿命 / 年	成本 (美元 / kWh)
长周期储能	抽水蓄能	100 ~ 5000	500 ~ 8000	70 ~ 85	小时 - 天	分钟	30 ~ 60	5 ~ 430
	压缩空气	5 ~ 300	600 ~ 3000	70	小时 - 天	秒 - 分钟	30 ~ 40	2 ~ 120
	氢储能	0.1 ~ 1000	1 ~ 5000	50	小时 - 天	秒 - 分钟	10 ~ 15	1 ~ 500
短周期储能	锂电池储能	0.1 ~ 100	0.02 ~ 10	90 ~ 97	秒 - 小时	≤5ms	5 ~ 15	600 ~ 3800
	飞轮储能	0.01 ~ 20	0.75	90 ~ 95	秒 - 分钟	秒	15 ~ 20	1000 ~ 5000
	超级电容	0.01 ~ 1	0.0005	90 ~ 98	秒 - 分钟	≤5ms	5 ~ 10	300 ~ 2000

3.3.4 跨省输电难以提供根本性的保障

即使在全国范围内实现了电力的总体平衡，也不代表所有省份或区域内部的电力供需平衡。

各省区用电负荷快速增长但并不均衡。从省级层面来看，广东、山东、江苏、浙江等多个地区仍面临不同程度的电力缺口。尽管目前跨省跨区输电已经发展到一定程度，跨省跨区市场化交易电量在 2024 年达到 1.4 万亿千瓦时，比 2016 年增长十多倍^[38]。截止 2024 年底，国家电网已累计建成 37 项特高压工程，其中包括 21 条特高压交流线路和 16 条特高压直流线路。南方电网则拥有 4 条特高压输电线路。目前国内特高压输电线路总共有 41 条。国家能源局在今年 2 月底发布的《2025 年能源工作指导意见》明确指出了持续提升跨省跨区输电能力。但是，跨省跨区输电还没有达到理想状态，依然是目前付诸实施的一项重要措施。制约跨省输电的难题主要表现在如下四个方面：

一是输电通道建设滞后。特高压输电通道是跨省电力调配的核心，核准及建设周期较长，直流特高压建设周期大约是 2 ~ 3 年，交流特高压 1 ~ 2 年^[39]。华北、西南至今仍未实现直接互联^[40]。

二是已有输电通道的运行瓶颈。①运行效率受限：部分已建成的特高压通道因设计缺陷或技术限制无法满负荷运行。如山西长治—南阳特高压通道因单回线路设计（原为试验性工程），运行功率从设计值大幅下降至 100 万千瓦，导致配套煤电和新能源无法有效送出。②省间联络线物理限制：现有联络线的物理网架结构和调度规则限制了送电潜力。如安徽争取从白鹤滩直流工程分电时需与江浙竞争，实际分配电量可能低于需求。③检修与自然天气影响：输电通道需定期检修或面临极端天气威胁。如闽粤联网工程在检修期间输电能力受限；山西外送通道在极端天气下需加强特巡以防故障。

三是区域供需矛盾与调度壁垒。①负荷高峰叠加与资源配置不合理：经济发达地区（如长三角、京津冀）用电需求同步增长，各省份负荷高峰时段重叠，加剧跨省调电难度。例如，北京冬季采暖负荷占比近 50%，需依赖山西、内蒙古外送电力，但山西自身在极端寒潮下也面临供应压力。②省间市场化交易机制不完善：尽管中长期交易和现货市场逐步发展，但省间壁垒仍明显存在。例如，山西与北京、江苏等地签订的中长期合约优先保障协议省份，导致富余电力难以灵活调剂至其他急需省份。此外，现货市场覆盖范围有限，跨省交易响应速度不足，难以应对突发性电力缺口。

在这样的背景下，煤电因其建设周期短、成本较低、煤炭资源丰富，成为短期内满足能源安全需求的首选方案。截至 2024 年，中国约有 50% 左右的在役煤电机组承担了可再生能源出力波动的调节任务^[41]。国家在多个文件中已经明确，新建煤电中必须同步具备灵活性调峰能力。对存量机组而言，所提要求是灵活性改造应改尽改，应快尽快。2025 年 3 月发布的《新一代煤电升级专项行动实施方案（2025—2027 年）》提出，无论是现役机组还是新建煤电都需要具备深度调峰技术要求，其中现役燃煤机组需具备最低 25% ~ 40% 最小发电出力；新建燃用烟煤的煤粉炉机组在纯凝工况下力争达到 25% 或更低。新一代煤电试点示范机组最小发电出力达到 20% 额定负荷以下，从而更好适应为电网提供调节灵活性的角色

3.4 电网稳定性与系统惯性的刚性需求

电力系统的安全稳定运行对电源的物理特性提出了严格要求，尤其是在系统惯性与电压支撑方面，传统同步发电机组（如煤电、气电、水电）具备天然优势。其大型转动部件具有显著的转动惯量，能够在系统遭遇扰动时释放或吸收动能，从而延缓频率变化速率（RoCoF），在维持系统频率稳定方面发挥不可替代的作用。

从电压支撑角度看，同步机自带励磁系统，具备良好的无功调节能力，能够实时响应电压波动，提供强有力的电压稳定支持。相较之下，无论是电源侧的风电、光伏，配网侧的分布式光伏及储能，还是负荷侧的新能源汽车等新能源主要依托电力电子变流器并网，不具备天然的惯量与无功支撑能力，其大规模接入导致系统电力电子化程度持续上升，系统惯量显著下降。在相同扰动条件下，系统频率偏移加剧，运行稳定性面临更大挑战^[42]。

当前，新能源大基地项目普遍采取“新能源 + 煤电或水电打捆送出”的模式，正是出于对电网安全稳定的综合考虑。在这种模式下，每 3 千瓦风光新能源需要配套约 1 千瓦的煤电。目前，已批复的大型沙漠荒漠戈壁外送基地配套新能源均在 1000 万千瓦以上，煤电规模在 400 万千瓦左右、配置储能 400 ~ 500 万千瓦左右，满足通道晚高峰时段受端对通道支撑电力需求。例如，华能库布齐南部基地项目总装机 1600 万千瓦，其中煤电 400 万千瓦，占比约 25%。

如若新能源基地送端电源系统是 100% 新能源构成的，没有常规电源支撑，惯量近乎为零。

尽管构网型变流器、同步调相机、柔性直流输电系统等先进技术理论上具备一定替代能力，但其在技术成熟度、经济性及大规模应用方面仍存在不足，短期内难以全面替代传统同步电源的系统支撑功能。

因此，从系统运行可靠性的角度出发，仍需保留一定比例的高质量可调度同步电源，而在缺乏更成熟的替代方案背景下，部分新建高参数煤电作为系统支撑电源的合理性依然存在，这也是部分地区推动新建煤电项目的关键因素之一。

新型解决方案缓解电网稳定性问题

构网型变流器技术：变流器控制模式可分为跟网型（grid-following, GFL）和构网型（grid-forming, GFM）。跟网型技术其工作状态依赖于电网的电压和频率，无法独立提供电压和频率的支撑^[43]。构网控制技术能够有效提高变流器的电压、频率支撑能力，电网惯量阻尼特性，为系统提供电压和频率支撑。该技术处于研发阶段。

同步调相机技术：同步调相机本质是一个没有负载连接的电动机，可提供惯量、短路电流和无功支撑^[44]。目前，新一代大容量同步调相机和新型分布式调相机项目均实现工程应用^[45]。同步调相机的投建成本仍较高，接近火电机组装机成本，且年运维成本高，改造退役的火电机组将成为提升同步调相机装机的重要来源^[46]。

柔性直流输电系统（Flexible HVDC）：柔性直流输电是面向高比例新能源接入的下一代直流输电技术。相较于传统直流输电依赖强交流电网支撑（即送、受端均需具备稳定且足够强度的交流系统），柔性直流输电系统基于电压源换流器（VSC）技术，具备主动构网能力，可在弱电网甚至孤岛运行场景下独立提供电压和频率支撑，显著增强电网适应性与控制能力。其最大优势在于：不仅不依赖强网接入，还可反向送电，为送端新能源基地提供并网所需的电压支撑与频率源，具备实现新能源电源黑启动的潜力，大幅提升新能源系统的自主运行能力和恢复能力^[47]。然而，目前柔性直流仍面临若干关键技术挑战，特别是在直流系统电压源主动支撑控制策略、系统协调保护机制、以及大容量、高可靠性工程化应用等方面尚需持续攻关。

3.5 供热需求的增长

供热机组是目前新增煤电的另一来源。煤电作为基础保障性电源，在保障民生供热方面的现实需求不容忽视。特别是在我国北方地区，冬季供暖是民众生活的基本需求，而煤电正是这一需求得以满足的重要支撑。国家能源局在印发的《2024年能源工作指导意见》中明确提出：促进北方地区清洁取暖持续向好发展，因地制宜推进超低排放热电联产集中供暖^[48]。近几年，我国集中供热快速发展。据国内行业统计，2023年中国热电联产行业累计装机容量为5.88GW，同比上升5.8%；新增装机容量为0.32GW，同比上升18.5%。2023年城镇集中供热面积达到115.5亿平方米（36.3亿GJ），集中供汽量达到6.5亿GJ^[49]。我国集中供热的热源主要以化石能源为主。据中国城镇供热协会2022年数据，集中供热使用的化石能源占比93%，燃煤热电联产占比46%。相关趋势图如图17和18所示。2024年以来，我国热电联产开工了多个建设项目，如新疆最大的热电联产项目喀什华电2×66万千瓦热电联产项目，华电龙口公司四期2×66万千瓦热电联产项目，哈尔滨热电有限公司二期2×660MW热电联产

扩建项目等。这些项目的建设投运将直接推动我国热电联产行业装机容量持续增长。

3.6 煤电审批权的变革

2013年，国务院常务会议推动经济体制改革，决定进一步简政放权。在能源领域，将火电单机60万千瓦以下及煤炭新增产能120万吨/年以下项目的核准权限下放至地方。审批权下放，有效地解决了中国幅员广阔，各地区资源禀赋、产业结构、电力特性差异较大，需要具体对待。相比之前“一刀切”式的审批方式，更能够考虑各地区的实际，也让煤电建设的决策周期更短。如今，百万机组的建设均在省发改委审批核准。审批权下放后，地方政府一方面出于本地能源发展更灵活地决定是否建设新煤电。例如部分省份，尤其是负荷中心（如华东、华南）通过新建煤电减少对外来电力的依赖以及煤炭资源丰富地区（如山西、内蒙古）可以推动煤电新增，以保障本地煤炭产业链稳定。另一方面煤电项目不仅能够带动本地煤炭产业，还能带动就业和财政收入。审批权下放使得地方政府可以结合本地经济发展战略，将煤电作为支撑产业链的一部分进行规划。但是，部分省份也会从促进当地GDP以及增加就业等多因素考虑，在过去两年内审批、建设了一大批煤电项目。因此，新建煤电的另一重要原因之一是审批权限从中央下放到地方后，地方政府可根据本地能源安全、产业发展和财政需求灵活决策，推动煤电作为支撑产业链和保障供电的重要手段。2025年1月外媒披露的中国各省份煤电机组规划和建设情况如图19所示。

图 17 2017—2023 年我国集中供热发展情况

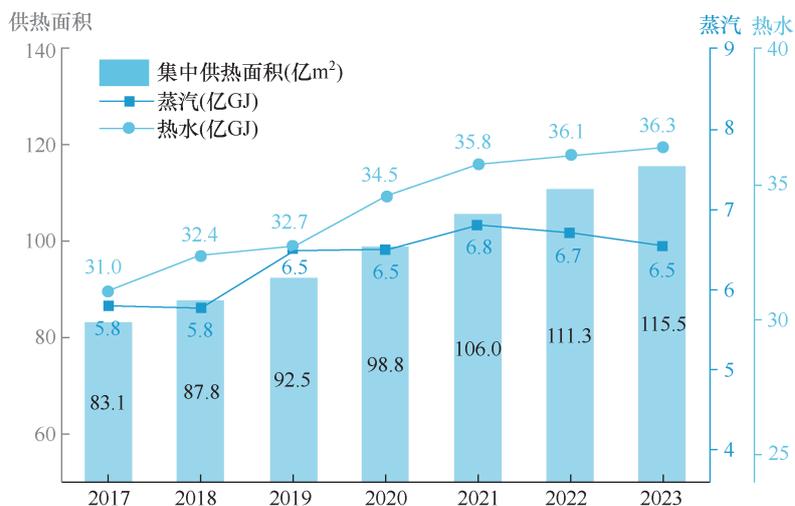


图 18 2017—2023 年我国集中供热发展情况

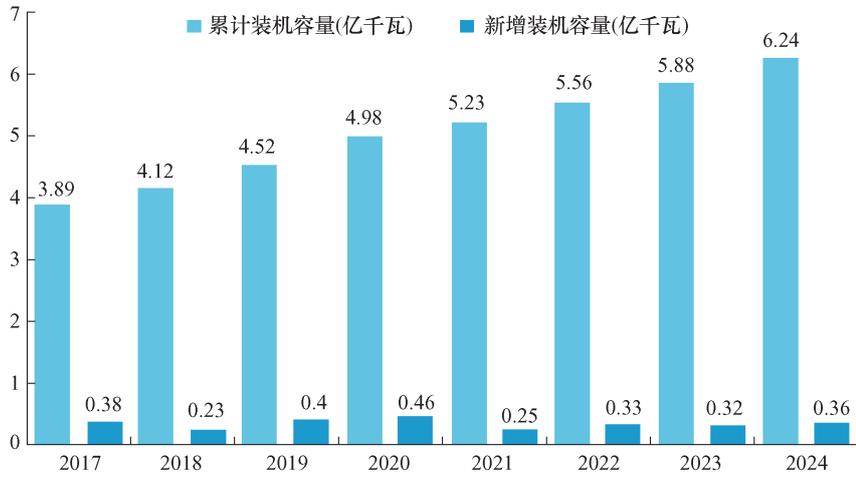
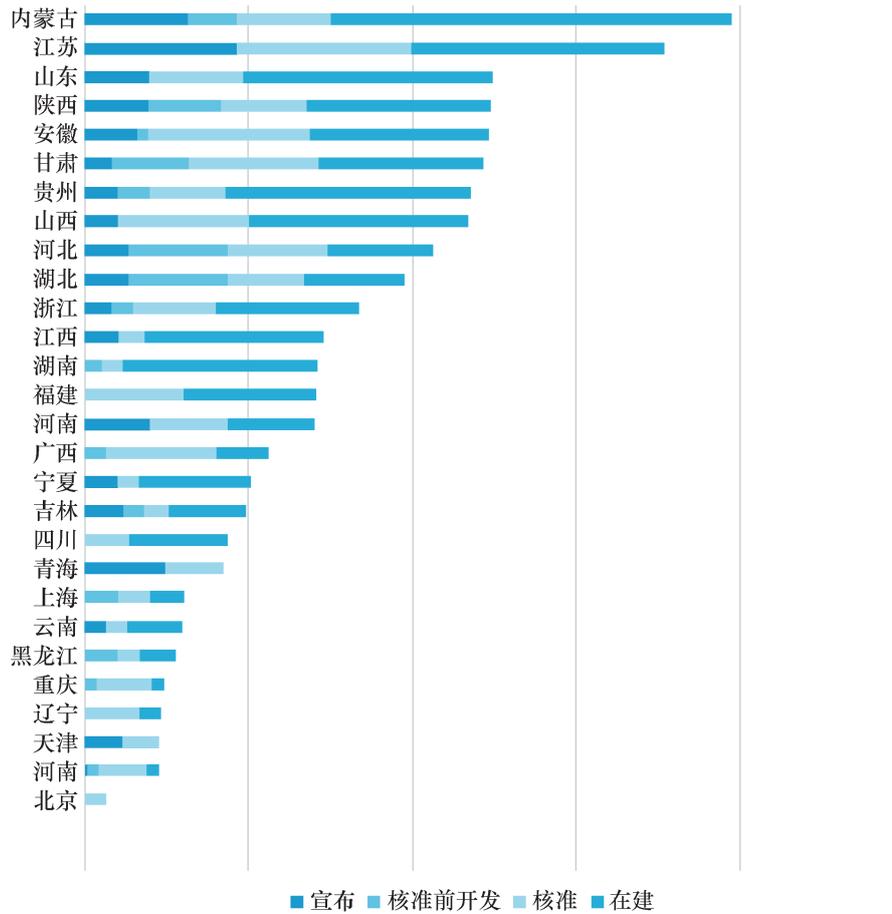


图 19 中国各省份煤电机组规划和建设情况（单位：兆瓦）



数据来源：Global Energy Monitor。

注：数据截至 2025 年 1 月

4 煤电降碳路径和创新实践

基于煤电发展现状，以及当前煤电在中国能源体系中的基础保障和系统调节功能定位的分析，可以看到，能源保供直接关系民生，是中国政府要求履行的重大政治责任之一，新型电力系统建设是中国政府“3060”庄严承诺的重大发展战略，二者都需要煤电作为重要支撑。实现碳中和目标意味着煤电发电的温室气体排放需逐步下降，但是煤电机组在可预见的未来仍将在中国能源结构中发挥“兜底保障”作用。低碳化是中国煤电高质量转型发展的必然选择，中国政府和中国能源领域的企业也正在朝着煤电低碳化发展做出努力。

4.1 国家政策

作为基础保障型和系统调节型电源，煤电在中国能源产业发展中扮演重要角色。政策层面既坚持新型电力系统建设，也重视能源安全与保障，纠正“运动式减碳”，推动煤炭与新能源优化组合，保障新型电力系统建设进程中煤电清洁低碳发展。国家支持煤电降碳有关政策详见表 8。

表 8 国家支持煤电降碳有关政策一览表

政策出台时间	政策名称	要点
2022 年 1 月	《十四五现代能源体系规划》	统筹电力保供和减污降碳，加快推进煤电由主体性电源向提供可靠容量、调峰调频等辅助服务的基础保障性和系统调节性电源转型
2024 年 5 月	《2024—2025 年节能降碳行动方案》	加强煤炭清洁高效利用，推动煤电低碳化改造和建设，推进煤电节能降碳改造、灵活性改造、供热改造“三改联动”
2024 年 6 月	《煤电低碳化改造建设行动方案（2024—2027 年）》	要求煤电机组对标天然气发电机组碳排放水平，采用生物质掺烧、绿氨掺烧、碳捕集利用与封存方式分阶段推进煤电机组低碳化改造建设，试点项目到 2025 和 2027 年较 2023 年同类煤电机组平均碳排放水平分别降低 20%、50% 左右
2024 年 7 月	《加快构建新型电力系统行动方案（2024—2027 年）》	提出新一代煤电升级行动，明确未来煤电转型的主线任务是“清洁低碳、高效调节、快速变负荷、启停调峰”，关键作用是“更好发挥煤电的电力供应保障作用，促进新能源消纳”，长期目标是“应用零碳或低碳技术，促进煤电碳排放水平大幅下降”

(续)

政策出台时间	政策名称	要点
2024年9月	《关于加强煤炭清洁高效利用的意见》	明确推动煤电行业减污降碳，持续推进煤电节能降耗改造、供热改造和灵活性改造。开展煤电低碳化改造和建设，鼓励煤电项目规划建设二氧化碳捕集装置
2024年10月	《2023、24年度全国碳排放权交易发电行业配额总量和分配方案》	对于掺烧生物质（含垃圾、污泥）热量比超过10%且不高於50%的发电机组暂不纳入配额管理
2024年10月	《关于大力实施可再生能源替代行动的指导意见》	结合资源条件因地制宜推进大型燃煤发电锅炉掺烧农林废弃物等耦合生物质燃烧技术改造
2024年底	《电力系统调节能力优化专项行动实施方案（2025—2027年）》	到2027年，电力系统调节能力显著提升，各类调节资源发展的市场环境和商业模式更加完善，各类调节资源调用机制进一步完善。支撑2025—2027年年均新增2亿千瓦以上新能源的合理消纳利用，全国新能源利用率不低于90%
2025年3月	《新一代煤电升级专项行动实施方案（2025—2027年）》	新建机组应预留低碳化改造条件，鼓励具备条件的实施低碳化建设。积极推进现役机组实施低碳化改造。新一代煤电试点示范机组采用降碳措施后，度电碳排放水平应较2024年同类型机组降低10%~20%，鼓励进一步提高碳减排水平

4.2 降碳策略和企业实践

煤电在保障电力系统安全运行的同时，还需要为中国的低碳转型提供支撑。因此，推动煤电降碳改造是当前的关键任务。在国家政策引导下，煤电行业正加快推进降碳转型的具体实践。在《十四五现代能源体系规划》中明确提出，大力推动煤电节能降碳改造、灵活性改造、供热改造“三改联动”，力争到2025年，煤电机组灵活性改造规模累计超过2亿千瓦，“十四五”期间节能改造规模不低于3.5亿千瓦。新增煤电机组全部按照超低排放标准建设、煤耗标准达到国际先进水平，有序淘汰煤电落后产能，“十四五”期间淘汰（含到期退役机组）3000万千瓦^[50]。除了政策加持，中国能源企业尝试开发多维度降碳策略，在煤电低碳化改造、新一代煤电、“风光火”打捆和灵活性资源建设等方面进行创新实践，推动双碳目标实现。

4.2.1 煤电低碳化改造

(1) 生物质掺烧

中国将生物质掺烧作为降碳的典型技术路线之一，在《煤电低碳化改造建设行动方案（2024—2027年）》中明确要求改造建设后煤电机组应具备掺烧10%

以上生物质燃料能力。

我国农业废弃物、林木废弃物、城市有机垃圾和藻类等主要生物质资源年产量约为34.94亿吨，预计到2030年将增长至37.95亿吨。若届时能够实现60%的资源回收率，生物质资源每年可实现资源化利用达22.77亿吨。虽然当前生物质产业整体规模偏小、经济效益不佳，但在政策支持不断强化、技术持续进步的推动下，行业普遍看好其未来发展潜力。相比之下，生物质独立燃烧发电存在效率低、装机规模有限、设备腐蚀严重、投资成本高等问题，而与燃煤机组进行耦合发电则被认为是一种更具可行性和经济性的生物质利用路径。

近20年来，我国持续开展了燃煤锅炉直燃耦合生物质燃烧发电工作。2021年燃煤价格大幅上涨，国内各燃煤电厂陆续启动各类生物质掺烧项目。国内煤电耦合生物质掺烧相关实践详见表9。

表9 煤电耦合生物质掺烧部分实践案例

电厂名称	时间	机组容量	掺烧比例	减排成效
大唐安徽发电有限公司	2024年	660MW	不详	每年可减排二氧化碳27万吨，产生2.3亿度绿电
华能山东日照电厂	2022年	680MW	5%	投产后年发电量1.7亿千瓦时、消耗生物质燃料9.55万吨、减排二氧化碳约14万吨、烟尘约19吨
华电十里泉发电厂	2005年	140MW	5-8%	不详
国电长源荆门热电厂	2012年	640MW	1.7%	按照电力行业碳减排交易市场运算，每增加1MW生物质耦合发电装机，可减排二氧化碳0.826吨/小时
华电襄阳电厂	2019年	600MW	1.8%	每小时可以处理农林废弃物8吨，每年可以发电5900万度，可以替代1.8万吨标煤，减少二氧化碳排放约5万吨
大唐长山热电厂	2018年	600MW	3%	每年大约消耗生物质秸秆10万吨，实现生物质发电1.1亿千瓦时，相当于节省标煤约4万多吨，减排二氧化碳约14万吨
华润贺州电厂	2021年	1000MW	10%~15%	年掺烧生物质10万吨，减少CO ₂ 排放约5.7万吨

该技术路线主要应用场景，应在生物质掺烧和降碳政策较为明确的地区、农林资源富集区域，如河南、山东等农业大省资源密度较高地区，通过生物质气化耦合、直接掺烧等技术路线实施改造。其中直接掺烧方式具有效率高、建设和运维成本低等优势，是大型燃煤耦合生物质发电技术主力发展方向。根据中国可再生能源学会特邀理事、陕西煤业新型能源科技股份有限公司总经理徐国强观点^[51]，预计到2030年，我国资源资源化利用的生物质可替代约8.43亿吨

标煤，可减排 22 亿吨二氧化碳。与绿氨掺烧和 CCUS 技术相比，生物质掺烧尤其是直接掺烧，最具推广价值。

(2) 绿氨掺烧

中国将绿氨掺烧作为降碳的典型技术路线之一，在《煤电低碳化改造建设行动方案（2024—2027 年）》明确要求改造建设后煤电机组应具备掺烧 10% 以上绿氨能力。

目前我国日益重视氢能经济发展，2022 年国家重点研发计划、国家自然科学基金专项等均有氨燃烧项目支持计划，国能、国电投、皖能、京能、吉林电力等国内能源巨头在“三北”地区陆续布局多个绿氨示范项目。在国家明确鼓励沙漠、戈壁、荒漠地区大型风电光伏基地配套煤电项目率先实施绿氨掺烧示范的政策支持下，2024 年 12 月，内蒙古发改委率先发布消息，内蒙古煤电低碳化改造项目共计 30 个，已改造项目 5 个、正在改造项目 4 个、谋划储备项目 21 个，正在改造项目和谋划储备项目总投资分别达 61.87 亿元、335.86 亿元。其中，生物质掺烧项目 12 个、绿氨掺烧项目 6 个、碳捕集利用与封存（CCUS）项目 12 个。中国华电集团有限公司成功获取白音华金山发电有限公司燃煤锅炉掺氨燃烧技术研究项目。截至 2024 年底，国内可再生能源制氢合成氨项目超过 120 个，其中 90 个以上的项目已披露合成氨产能，合计约为 2160.59 万吨 / 年（含规划、在建和建成）^[52]，进一步为燃煤锅炉掺氨燃烧技术路径增加了可行性。

该技术路线主要应用场景，在新疆、内蒙、青海、甘肃等可再生能源富集区域，结合区域出台政策和氨储运条件等情况，可逐步开展绿氨掺烧示范应用。

绿氨掺烧本质上是一个“绿电 - 绿氢 - 绿氨 - 燃烧发电”的能量转换过程。根据当前技术水平，电解制氢效率约为 65% ~ 70%，氨合成效率约为 80% ~ 85%，氨燃烧发电效率约为 45% ~ 50%。整个转换链的综合效率仅为 23% ~ 30%，远低于绿电直接并网的 85% ~ 90% 效率^{[53][54]}。这种巨大的效率差异表明，绿氨掺烧技术的经济合理性主要体现在储能和载能功能，而非直接的发电应用。因此，完全由无法消纳的多余的风光来制造绿氨才有合理性。绿氨掺烧技术可在长时储能、跨区域调节等特定领域发挥重要作用。

此外，绿氨作为一种零碳能源载体，成为重要的降碳战略资源，但当前绿氨生产成本居高不下、市场需求不足、技术成熟度有待提高，这些因素短期内限制了其进一步发展。相比标煤单价，目前绿氨成本过高，是制约煤掺氨燃烧技术大规模推广应用的关键因素。当前国内外绿氨交易价格波动较大，处于高位，受绿氢和电价影响，短期内绿氨价格下降趋势有限。未来随着绿氨规划产能陆续释

放，在技术创新、碳税及政策支撑下，绿氨成本有望进一步降低，助力煤电耦合绿氨掺烧降碳。

（3）碳捕集利用与封存（CCUS）

中国将 CCUS 作为降碳的典型技术路线之一，在《煤电低碳化改造建设行动方案（2024—2027 年）》明确，采用化学法、吸附法、膜法等技术分离捕集燃煤锅炉烟气中的二氧化碳，推广应用二氧化碳高效驱油等地质利用技术、二氧化碳加氢制甲醇等化工利用技术，因地制宜实施二氧化碳地质封存，并要求项目所在地及周边具有长期稳定地质封存条件或二氧化碳资源化利用场景。

与国际较为先进的二氧化碳捕集技术相比，中国的碳捕集技术还存在代差，但进步较快，尤其在电力、油气和化工行业 CCUS 示范项目较多、规模较大。继国家能源锦界电厂 2021 年 6 月建成 15 万吨 / 年有机胺法二氧化碳捕集示范项目后，2023 年 6 月国家能源泰州电厂 50 万吨 / 年有机胺法 CCUS 项目投产成为亚洲最大煤电 CCUS 项目，目前在建的华能陇东电厂 150 万吨 / 年有机胺法碳捕集及驱油封存一体化项目在投产后将再次刷新煤电碳捕集世界纪录。

根据行业研究统计^[55]，截至 2024 年 8 月，中国已投运 CCUS 项目 67 个，包括 61 个投运中项目和 6 个间歇运行项目。典型项目案例见表 10。

表 10 碳捕集利用与封存（CCUS）部分实践案例

项目	捕集规模	能耗指标	吸收剂来源
华电句容电厂	1	3.2	中石化南化研究院
华润海丰	2	3.24	壳牌公司
中石化胜利电厂	4	2.9	中石化南化研究院
华能石洞口电厂	12	2.8	华能清能院
国能锦界电厂	15	2.4	中石化南化研究院
国能泰州电厂	50	2.4	浙大和国能新能源研究院
中石化胜利油田	50	—	中石化南化研究院
华能甘肃陇东	150	2.4	华能清能院

该技术路线主要应用场景，应优先考虑 CCUS 项目所在地是否具有二氧化碳资源化利用的场景需求，例如化工利用，产出附加值较高的化工产品，如甲醇、碳酸盐、乙酸、乙醇等，或者在石油资源丰富的地区，如新疆、山东等区域，可开发利用 CO₂ 驱油提高石油开采率等应用场景。结合当地出台政策，探索碳捕集、利用与封存（CCUS）技术的示范应用。

目前 CCUS 技术示范成本偏高，技术和市场、碳封存选址等尚不成熟，与生物质掺烧相比不具备竞争优势，短期发展仍以示范为主。

4.2.2 煤电结构优化和改造升级

2024 年 7 月，国家出台《加快构建新型电力系统行动方案（2024—2027 年）》，第一次提出新一代煤电升级行动，将“清洁低碳”作为未来煤电转型的首要任务，将促进新能源消纳作为煤电保障的关键作用，将应用零碳或低碳技术作为煤电发展的长期目标。2025 年 3 月，《新一代煤电升级专项行动实施方案（2025—2027 年）》正式出台，明确新一代煤电建设的技术指标。可见，新一代煤电建设，是中国政府推动煤电清洁低碳的一项重要举措。现阶段，能源企业加快推动新一代煤电升级改造，保障煤电高质量发展。具体路径如下：

（1）煤电机组延寿、应急备用或关停

燃煤发电机组一般以服役 25 ~ 30 年或累计运行 20 万小时确定为设计寿命。到达设计寿命的机组，通常有 3 种处理方式：机组延寿、应急备用或关停，降低能耗水平，实现减少碳排放。

一是机组延寿。为充分发挥设计寿命到期机组的利用价值，可通过寿命评估技术诊断设备的老化状态，开展必要的部件更新和技术改造，并使机组达到能耗及环保排放要求，老机组可以实现延寿运行。以往机组可延寿两次。在双碳目标约束下，发电企业通常针对不同等级机组采取不同的延寿策略，对于 300MW 及以上等级机组，能耗满足国家要求且设备性能较好的机组，进行一次延寿。对于 200MW 及以下等级机组，考虑机组经济性和可靠性，一般不再进行延寿。煤电机组延寿运行从经济成本考虑更具可行性，通过少新建、多延寿的方式，协助解决电力安全、系统灵活问题，间接助力新能源消纳。在国际范围内，煤电机组服役年限普遍较长。以美国为例，约 75% 的在运煤电机组服役时间已超过 35 年，退役机组的平均服役年限更是达到 52 年。日本则有近 50% 的煤电机组服役超过 30 年。而在欧盟，煤电机组退役时的服役年限通常在 50 ~ 60 年。国内各类型煤电机组均有运行年限超过 30 年的案例，运行年限最长的大唐高井热电 1 号机组服役 54 年，国产首台 20 万千瓦、30 万千瓦机组分别服役 40 年、42 年。以天津国能盘山发电有限责任公司两台 53 万千瓦机组创新升级及延寿改造项目为例，机组供电煤耗降低 45 克/千瓦时，由改造之前的 323 克/千瓦时下降到不高于 278 克/千瓦时，煤耗指标达到国内当期在役同等级机组的先进水平。因此，到期延寿的煤电机组，通过技术改造，在保持机组容量不变的情况下，可实现减少碳排放。

二是机组转应急备用或关停。对于 200MW 及以下等级机组，即将到达设计寿命的，通常采取争取补偿政策和容量电价，转为应急备用电源，降低整体发电小时数，实现减少碳排放；已经到达设计寿命的，机组直接关停，实现减少碳排放。

（2）煤电机组“上大压小”

“上大压小”是以大容量、高参数的先进机组逐步替代落后、高能耗的现有机组，从而提高电力系统整体发电转换效率，降低火电厂平均供电标准煤耗，减少碳排放。例如，关停 5 台 200MW 煤电机组，新建 1 台 1000MW 煤电机组。虽然装机容量相同，但 1000MW 煤电机组供电煤耗相较 5 台 200MW 煤电机组实现较大幅度降低。以国电电力大同湖东电厂 2×1000MW “上大压小”项目为例，200MW 煤电机组发 1 度电用 353 克煤，1000MW 煤电机组发一度电只用 263 克煤。因此通过“上大压小”，在保持机组容量不变的情况下，实现减少碳排放。

中国煤电机组在 2000 年后装机容量快速攀升，2005 年以前主力机组为 10～30 万千瓦，2006 年以后 60 万千瓦煤电机组集中投产。结合机组设计寿命，2030 年后将陆续通过采取“上大压小”策略，形成装机 600 和 1000MW 为主力的火电系统，如：国电电力大同湖东电厂 2×100 万千瓦“上大压小”项目、中煤大同能源 2×100 万千瓦煤电“上大压小”项目、国家电投贵州金元织金“上大压小”异地改建项目、青海省投 3×660mw “上大压小”火电机组项目、华能重庆分公司—珞璜电厂“上大压小”容量替代项目、威海普源热电有限公司 2×660mw 超超临界“上大压小”热电联产项目、黑龙江华电哈三电厂 660MW “上大压小”项目、华能山阴 2×100 万千瓦“上大压小”煤电项目等。随着上述项目的落地，碳减排效应将十分明显。

（3）煤电机组“三改联动”和新一代煤电示范

从《关于开展全国煤电机组改造升级的通知》到《加快构建新型电力系统行动方案（2024—2027 年）》等政策出台，从“三改联动”到“新一代煤电”发展策略，中国旨在推动煤电转型升级，一方面降低自身的能耗水平、碳排放水平，另一方面增强电力系统调节能力，支撑新能源消纳。

一是“三改联动”。“三改联动”是指实施节能降耗改造、供热改造和灵活性改造。自 2020 年以来，中国煤电机组已累计完成 7.4 亿千瓦的“三改联动”改造，其中灵活性改造规模超过 3 亿千瓦。以中国华电为例，2020—2023 年，邹县电厂先后投资 7.3 亿元，以每年一台的速度完成 8 号、6 号、7 号、5 号机组节能

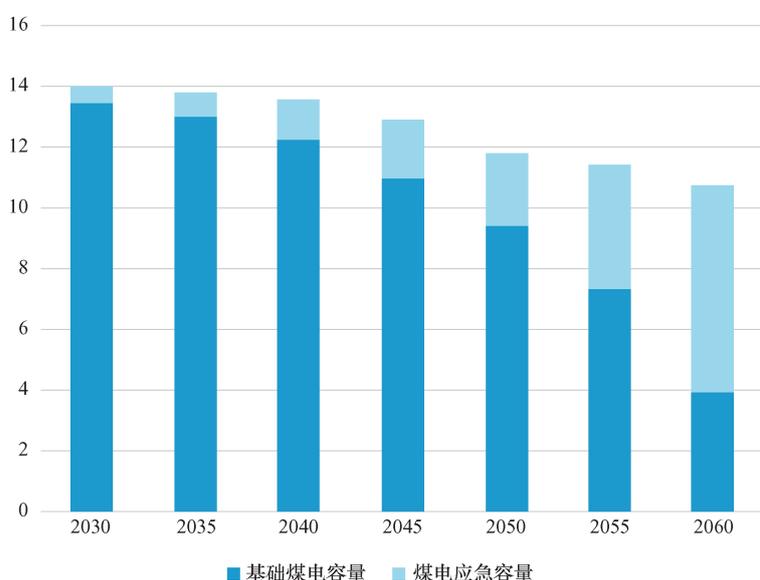
提效改造，改造后每年可节约标煤 30 余万吨、减排二氧化碳超过 80 万吨。

二是新一代煤电。在“三改联动”基础上，进一步提高煤电机组清洁降碳、灵活调节和安全可靠能力，尤其是深调负荷最小出力以及变负荷速率等指标能力，实现煤电对新能源消纳和新型电力系统的调节保障作用。以中国大唐为例，托克托电厂 8 台 600MW 亚临界机组（1～8 号机组）通过灵活性改造实现常态化 20% 额定负荷的深度调峰，2023 年，1～8 号机组完成 20% 深调 928 次，深调时长 2175 小时，对促进新能源消纳做出了突出贡献。相关报道数据显示，在煤电深度调峰的支撑下，托克托 200 万千瓦风光项目全容量投产后，每年可生产绿电 41 亿千瓦时以上，节约标煤超过 143 万吨，减少二氧化碳排放超过 350 万吨^[56]。

5 2060 碳中和目标下的煤电装机展望

我国煤电机组按照服役 30 年或累计运行 20 万小时确定为设计寿命，从 2030—2060 年的 30 年间，目前新建煤电机组将在寿命周期内陆续退役，为新能源接替煤电留出了关键的过渡窗口，也为碳中和目标下煤电的逐步替代提供了可行性。随着煤电装机容量逐步压减，系统中具备稳定出力能力的电源比重持续下降，电力供应的平衡压力不断上升。根据国家发改委与国家能源局的指导意见，对已关停或拟淘汰的煤电机组，当前实行‘关而不拆’政策，原则上应全面创造条件，将其转为具备调峰与应急支撑能力的备用电源^[57]。2030 年我国煤电应急电源规模将达到约 5000 万千瓦，基础煤电容量为 13.5 亿千瓦。到 2060 年，煤电基础装机约 4 亿千瓦，应急电源装机约 6.7 亿千瓦，合计装机约 10.7 亿千瓦，与我国当前煤电装机水平基本持平。而基础煤电容量需进行零碳或负碳技术改造，而未采用减排技术的燃煤机组需要退役并转为备用机组，仅在满足高峰负荷的时候使用。2030—2060 年煤电装机规模估算表如图 20 所示。

图 20 2030—2060 年煤电装机规模估算表（亿千瓦）



6 建议与小结

虽然新建煤电在短期内会增加碳排放，但通过科学的设计和运营策略，这些机组可以在长期内实现深度减排，与中国的碳中和目标是协调一致的。

(1) 精准配置

增量投资精准布局与电力平衡考量。在煤电增量投资方面，必须充分考虑中国电力平衡的总体形势和区域差异，实施更加谨慎和精准的布局策略。特别需要关注的是，当前正在建设的约 2 亿千瓦煤电装机在 2030 年前全部投产后，“十五五”期间的电力需求增长预测，全国总体电力供应将处于相对平衡，部分省份可能出现电力宽松。

这一背景下，必须摒弃传统的规模扩张思维，对新增项目采取更加严格的必要性审查和经济性评估。任何新增煤电项目都应同时满足以下条件：

① **系统支撑必要性：**项目所在电网区域存在明确的电力保障缺口或系统调节需求，且其他低碳资源无法有效满足。尤其要关注项目所在省份电力供需形势以及省间互济作用，对于已经出现电力宽松甚至过剩的省份，应严格控制新增煤电项目，避免产能过剩风险。

② **区域电力安全保障：**项目对保障区域电力安全具有不可替代的作用，特别是在极端气象条件下的应急保障能力。

③ **经济性可行性：**在综合考虑未来煤电利用小时下降、碳价格上升等因素后，项目仍具有合理的投资回报率。应进行更为严格的多情景经济性分析，尤其是对煤电利用小时数和碳价格的敏感性分析。

④ **严格的转型计划：**对于新增的煤电机组，应该有严格的转型计划，包括低碳改造的时间表并项目应预留例如 CCUS 等低碳技术改造空间，确保未来可实现深度脱碳。

对于已获批在建的煤电项目，应重新评估其战略定位和经济性，根据最新的市场环境和政策导向，调整项目设计和商业模式。例如，可考虑增加灵活性设计参数，提高调峰能力；优化供热系统，提高热电联产效率；配套建设储能设施，提升系统服务能力。通过这些优化措施，提高项目的适应性和竞争力。

(2) 存量机组灵活性改造与系统转型

全面推进存量机组灵活性改造与储能的有机结合。对现有煤电机组进行系统

性的灵活性改造，是提升电网调峰能力的重要途径。改造内容包括：汽轮机通流部分改造，实现 30% 以下深度调峰；锅炉系统优化，提升变负荷能力和效率；控制系统升级，增强自动化和智能化水平；冷却系统改进，适应频繁启停运行。通过改造，现有机组的调峰能力可提升 30 ~ 50%，为新能源消纳提供更大空间。对于新建的新型煤电，煤电机组需提高快速启停的能力，通过启停来消纳更多的新能源，降低系统的最小出力空间。除了挖掘自身的灵活调节能力之外，积极探索与储热和飞轮等储能技术的结合，协助煤电机组实现平滑调节。

煤电机组在深度调峰工况下运行会不可避免地导致单位供电煤耗上升，进而影响煤耗达标考核结果。为调动企业参与灵活性市场的积极性，建议对承担频繁调峰任务的机组给予煤耗考核的弹性机制或适度放宽煤耗指标要求，通过市场机制合理补偿其灵活性服务成本，引导煤电机组在“双碳”背景下转型为“支撑型电源”。

（3）全生命周期减排规划与实施

制定全生命周期减排计划。每个新建煤电项目都应在立项之初就制定详细的全生命周期转型计划。建设期采用超超临界参数、低氮燃烧、高效除尘脱硫脱硝等最先进技术，确保污染物排放达到超低排放标准；运行期制定分阶段减排时间表，例如，2030 年前实现替代燃料混烧，2035 年前完成 CCUS 改造，2040 年前实现近零排放；最终阶段，根据技术发展和政策要求，选择提前退役、改造为氢燃烧机组或固化 CCUS 等不同路径。对于包括能效低下、排放强度高、灵活性差的老旧机组。这类资产碳排放强度高，技术水平落后，在碳约束政策下面临严重的经济性和合规性挑战。企业应为这类资产制定明确的退出时间表，包括提前折旧、资产转让、功能转变或关停计划。退出过程中应特别关注员工安置、社区影响和资产处置等问题，确保退出过程平稳有序，符合“公正转型”原则。转型计划也要考虑地区差异，建议对每个机组所在省市开展调查，确定转型路径。

（4）多元收入结构构建

煤电角色从提供电量转变为提供电力，需要充分挖掘煤电机组在电力系统中的多元价值，保障长期稳定运营收益。这包括基础调频服务、一次调频服务、备用容量服务、黑启动服务等。应建立专业化的系统服务分析团队，针对不同机组特性和区域市场需求，设计最优的服务组合和参与策略。

（5）资源充足性规划与公众参与

① **建立科学的装机容量规划机制。**在确定煤电建设规模时，应基于科学的电

力系统分析，避免过度煤电建设。规划过程应充分考虑新能源发展速度、储能技术进步、需求侧响应能力等因素，准确评估真实的容量需求。中国新型电力系统正从传统化石能源向高比例可再生能源转型，确定性方法已无法应对日益增多的不确定性。建议电力电量平衡以及容量充裕度方面，从目前确定性的思路向概率性的思路转化，利用历史气象数据（风速、日照）和负荷数据，建立概率分布模型，实现高效电力规划，避免煤电装机过多冗余。

② **强化公开透明与公众参与**。规划过程应坚持公开透明原则，向社会公布项目的规划方法、基础数据、分析过程等信息。建立公众参与机制，让利益相关方参与规划讨论，并接受社会监督。定期发布规划执行情况报告，说明偏差原因和调整措施。通过透明化运作，提升规划的科学性和公信力。

煤电转型是一个系统性工程，需要统筹考虑技术、经济、环境、社会等多重因素。通过科学规划、精准配置、有序改造、严格管控，可以实现煤电在保障电力安全供应的同时，逐步减少碳排放，最终与碳中和目标相协调。这需要各方共同努力，在确保能源安全的前提下，稳步推进能源清洁化转型。

7 参考文献

- [1] 中华人民共和国生态环境部. 中国应对气候变化的政策与行动 2023 年度报告. 2023.
- [2] IEA. 中国能源体系碳中和路线图. 2021.
- [3] 国家能源局. 新型电力系统发展蓝皮书. 2023.
- [4] 国家能源局. 我国风电光伏发电装机规模超过煤电. 2024.
- [5] 国家能源局. 2024 年全国电力工业统计数据. 2025.
- [6] 中国华电. 影响火电企业保供能力的深层次原因及对策. 2023.
- [7] 环资司. 精准施策示范先行统筹推进煤电低碳化改造建设. 2024.
- [8] 北极星火力发电网. 中电联发布《中国电力行业年度发展报告 2023》. 2023.
- [9] 能源研究俱乐部. 我国跨地区电力交易进展与对策建议. 2020.
- [10] 国家能源局. 关于加快推进大气污染防治行动计划 12 条重点输电通道建设的通知. 2014.
- [11] 央视新闻客户端. 我国跨省跨区市场化交易电量十年增长超 10 倍. 2025.
- [12] 华源证券. 辅助服务价格机制进一步明确推动电力现货建设. 2024.
- [13] 国家发展改革委. 国家发展改革委有关负责同志就建立煤电容量电价机制答记者问. 2023.
- [14] 中华人民共和国生态环境部. 全国碳排放权交易市场第一个履约周期报告. 2022.
- [15] 中华人民共和国生态环境部. 全国碳市场发展报告. 2024.
- [16] EESA 储能云. 英国容量市场拍卖价格再创历史纪录. 2024.
- [17] Solar Power Portal. NESO releases provisional T-4 Capacity Market Auction results. 2025.
- [18] IMF. Datamapper.
- [19] 中能传媒研究院. 近年来我国电力弹性系数重回 1 以上原因探究. 2025.
- [20] 中国工程科学. 碳中和目标下我国再电气化研究. 2022.
- [21] 新电网. 中国能源展望 2060 (2025 年版). 2025.

- [22] 风光知识分享库. 什么信号? 新能源装机要“踩刹车了”? . 2025.
- [23] 国家能源局. 《2025年能源工作指导意见》政策解读. 2025.
- [24] GB/T 38969—2020 电力系统技术导则.
- [25] 电网技术. 大规模风电并网的评估指标体系构建与应用. 2021.
- [26] 国家知识产权局. 计及风光出力相关性的新能源集中外送运行特性评估方法. 2014.
- [27] 电联新媒. 先立后破 持续创新 统筹推进煤电转型高质量发展. 2024.
- [28] 中国电机工程学报. 碳中和目标下考虑供电安全约束的我国煤电退减路径研究. 2022.
- [29] 中国石油新闻中心. 虚拟电厂将成电力市场新引擎. 2024.
- [30] 国家发展改革委. 电网调度管理条例实施办法.
- [31] 中国能源报. 天然气发电有望迎来战略机遇期仍需打破气源和高价困局. 2023.
- [32] 中国能源报. 助力新型电力系统建设——储能将从规模扩张转向质效优先. 2025.
- [33] 中金研究院. 新型电力系统投资: 准确认识需求侧的蓝海价值. 2022.
- [34] Wood Mackenzie. What new reforms to capacity accreditation mean for US power markets. 2024.
- [35] IEA. 满足 2030 年中国电力系统灵活性需求. 2024.
- [36] 中国石化报. 清洁能源发展驶入快车道. 2025.
- [37] 国家能源局. 抽水蓄能中长期发展规划(2021—2035年). 2021.
- [38] 央视新闻. 我国跨省跨区市场化交易电量十年增长超 10 倍. 2025.
- [39] 信达证券. 新型电力系统, 开创新的征程. 2022.
- [40] 田士君, 丁泽宇. 电力直流反向交易: 正常现象还是潜在风险? . 2025.
- [41] 每日经济新闻. 中电联回应每经: 目前全国灵活调节煤电规模超过 6 亿千瓦. 2025.
- [42] 电力系统自动化. 国外新能源脱网事故对中国电网安全稳定运行的启示. 2024.
- [43] 碳索储能网. 解锁构网型储能: 新能源电力系统的“稳定器”. 2024.
- [44] Muhammad Kamran. Fundamentals of Smart Grid Systems. 2022.
- [45] 中国电机工程学报. 同步调相机发展综述. 2023.

- [46] 电力系统自动化. 高比例可再生能源电力系统关键技术及发展挑战. 2021.
- [47] 电力系统自动化. 柔性直流输电技术的工程应用和发展展望. 2023.
- [48] 国家能源局. 关于印发《2024年能源工作指导意见》的通知. 2024.
- [49] 智研咨询. 2024年中国热电联产行业政策、产业链及现状分析: 政策积极推动, 行业装机容量持续增长. 2024.
- [50] 国家能源局. “十四五”现代能源体系规划. 2022.
- [51] 中再农废. 陕西煤业徐国强: 发展生物质能可显著缓解我国石化产业碳减排和能耗双控压力. 2024.
- [52] 氢能共享家. 掺氨燃烧发展现状及趋势. 2025.
- [53] 储能科学与技术. 以氨燃料为介质的全生命周期储能效率估算. 2018.
- [54] 南京证券. 氢能: 工业绿氢加速落地, 成本下行路径明确. 2023.
- [55] 智研咨询. 全球及中国碳捕集利用与封存 (CCUS) 行业全景调研及发展趋势分析报告. 2024.
- [56] 北京能源与环境学会. 从单一火电转向“风光火热储”. 2024.
- [57] 中国电机工程学报. 碳中和目标下考虑供电安全约束的我国煤电退减路径研究. 2022.